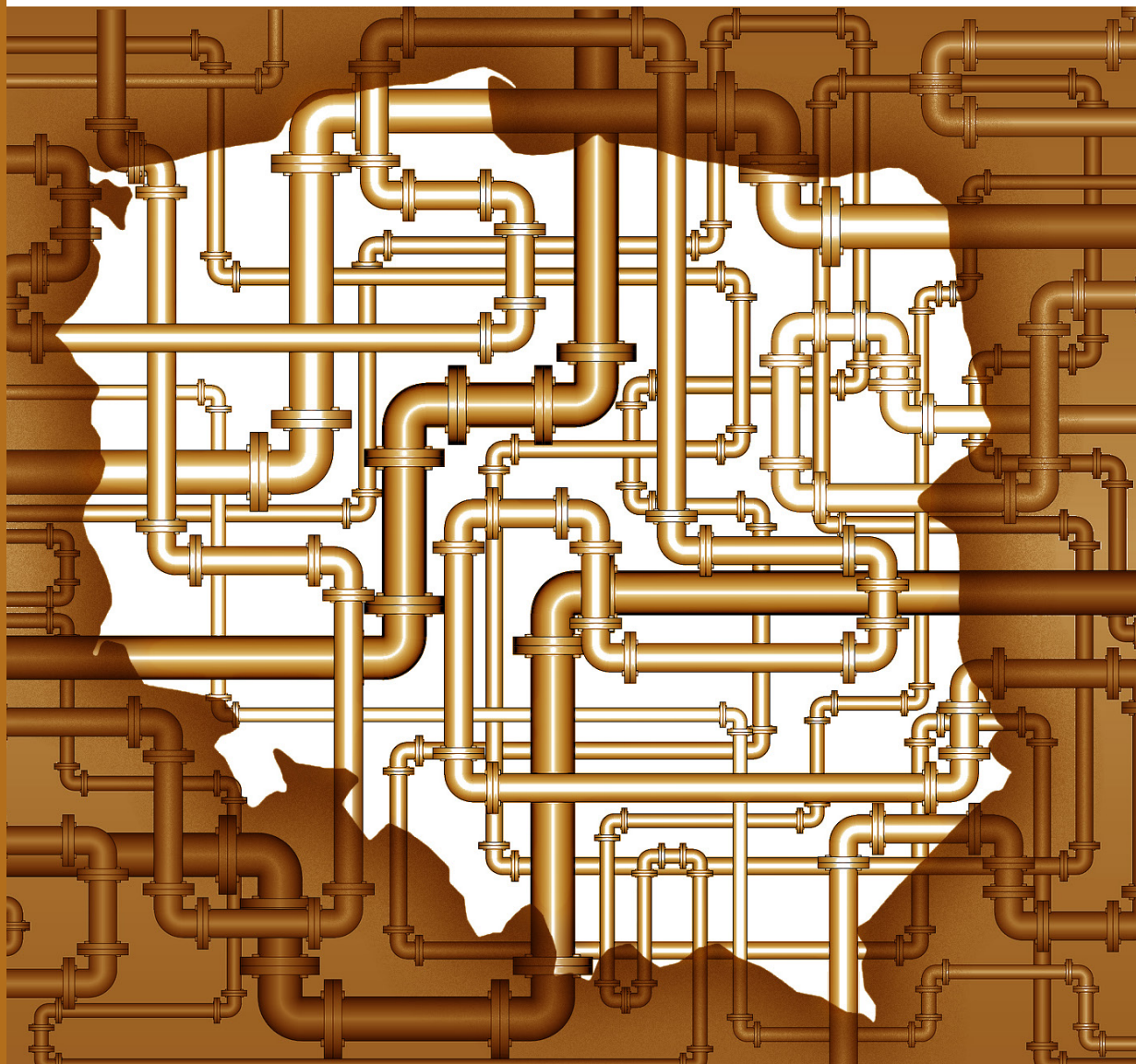




Paweł Musiałek

Po dywersyfikacji

Polski rynek gazu – historia i postulaty zmian





**Klub
Jagielloński**

Po dywersyfikacji

Polski rynek gazu – historia
i postulaty zmian

Paweł Musiałek

Sfinansowano przez Narodowy Instytut Wolności - Centrum
Rozwoju Społeczeństwa Obywatelskiego ze środków Programu Rozwoju
Organizacji Obywatelskich na lata 2018-2030.



Narodowy Instytut Wolności
Centrum Rozwoju Społeczeństwa Obywatelskiego



Program Rozwoju
Organizacji
Obywatelskich
na lata 2018–2030

PROO

Redakcja:
Marcin Kędzierski

Projekt graficzny:
Rafał Gawlikowski
Magdalena Karpińska
Magdalena Milert

Skład:
Magdalena Karpińska

Korekta:
Karolina Piława

ISBN 978-83-66562-06-6

Klub Jagielloński
Kraków 2020

Tekst raportu ukończono w marcu 2020.

Ten utwór jest udostępniony na licencji Creative Commons Uznanie Autorstwa 4.0 Międzynarodowe. Zachęcamy do jego przedruku i wykorzystania. Prosimy jednak o zachowanie informacji o finansowaniu raportu oraz podanie linku do naszej strony.

Paweł Musiałek

Członek zarządu Klubu Jagiellońskiego. Dyrektor Centrum Analiz Klubu Jagiellońskiego i jego ekspert ds. polityki zagranicznej oraz polityki energetycznej. Szef działu „Państwo na poważnie” na portalu opinii Klubu Jagiellońskiego. Stały współpracownik czasopisma idei „Pressje”. Przygotowuje rozprawę doktorską na temat sporu o polską politykę zagraniczną po 2004 r.

Był asystentem dyrektora ds. programowych Centrum Analiz Energetycznych Wyższej Szkoły Europejskiej w Krakowie oraz analitykiem Fundacji Dyplomacja i Polityka. W Telewizji Republika prowadził autorski program poświęcony tematyce europejskiej *Europa od podszewki*. Autor publikacji naukowych i analitycznych z zakresu polityki energetycznej. Redaktor publikacji *Polityka zagraniczna rządu Donalda Tuska w latach 2007-2011*.

SPIS TREŚCI

8 / Wprowadzenie

10 / Historia budowy rynku gazu w Polsce

10 / Idea i początki budowy rynków gazowych

10 / Ekonomiczna i intelektualna geneza

12 / Założenia nowego modelu rynku gazu

14 / Przebieg liberalizacji w Unii Europejskiej

18 / Efekty

19 / Reformy regulacyjne polskiego rynku gazu

19 / Przyczyny opóźnienia reform

22 / Unbundling

25 / Rynek hurtowy

27 / Zniesienie regulowania cen

29 / Segment wydobywania

30 / Ustawa magazynowa

32 / (Roz)budowa infrastruktury

32 / Zrealizowane inwestycje w interkonektory

37 / Planowane inwestycje w nowe połączenia

43 / Rozbudowa magazynów

45 / Efekty liberalizacji

45 / Okres dynamicznego rozwoju konkurencji (2013-2016)

46 / Okres regresu konkurencji (2016-)

48 / Obecna rola PGNiG na polskim rynku gazu

50 / Pożądane kierunki rozwoju

50 / Założenia nowego paradygmatu

50 / Dokończenie budowy rynku gazu po 2022 r.

- 53 / Okres przejściowy rozwoju rynku do 2022 r.
- 55 / Rekomendacje systemowe dotyczące zarządzania przedsiębiorstwami państwowymi
- 55 / Przeniesienie tworzenia strategii polityki energetycznej do KPRM
- 56 / Utrzymanie rozdziału funkcji własnościowej i / regulacyjnej państwa
- 57 / Profesjonalizacja nadzoru właścicielskiego ze strony Ministerstwa Aktywów Państwowych
- 59 / Rezydualna polityka dywidendowa
- 60 / Rekomendacje dotyczące sektora gazowego
- 60 / Pełna komercjalizacja PGNiG SA
- 62 / Zmiana modelu utrzymywania zapasów gazu
- 64 / Uchwalenie prawa gazowego
- 64 / Sprzedanie przez PGNiG udziałów w spółce EuroPolGaz SA OGP Gaz System
- 65 / Przyspieszenie zniesienia regulacji cen dla gospodarstw domowych
- 66 / Zniesienie rozporządzenia dywersyfikacyjnego
- 68 / Wprowadzenie kilkuletnich taryf przesyłowych i dystrybucyjnych
- 69 / Dokończenie infrastruktury gazowej
- 73 / Obniżenie obliża giełdowego do poziomu 15%

75 / Podsumowanie

80 / Bibliografia

Wprowadzenie

Rynek gazu ziemnego i jego ewolucja ze względu na specyfikę tego źródła energii cechował się dużą odrębnością w porównaniu do innych sektorów gospodarki. Specyfika ta była szczególnie w Polsce, gdzie poza naturalnymi uwarunkowaniami sektora gazowego należało brać pod uwagę także krajowe okoliczności infrastrukturalne i sytuację międzynarodową ze względu na to, że w fundamentalny sposób wpływały na politykę gazową. Efektem odrębności sektora gazowego było znaczące spowolnienie przemian, także w porównaniu do pokrewnych sektorów, tj. naftowego i elektroenergetycznego. W przeciwieństwie do zdecydowanej większości gospodarki kluczowe zmiany dla funkcjonowania sektora gazowego w Polsce nie nastąpiły w okresie transformacji. Fundamentalne reformy wprowadzające rynkowe mechanizmy rozpoczęły się niedługo przed wejściem Polski do Unii Europejskiej, a usuwanie barier wprowadzenia na rynek nowych podmiotów rozpoczęło się kilka lat temu. Pomimo wielu reform budowa rynku gazu wciąż nie została zakończona, a głównym tego powodem był priorytet zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, w tym dywersyfikacji dostaw gazu do Polski.

Raport pokazuje historię najważniejszych działań na rzecz budowy rynku gazu w Polsce na przestrzeni całej III RP, a także ich efekty. Jednocześnie osadza te czynniki w kontekście debaty intelektualnej na temat pożądanых reform oraz sposobu ich przeprowadzenia w UE i innych państwach. W opracowaniu uwzględnione zostały zarówno kluczowe zmiany prawno-regulacyjne czy instytucjonalne, jak i rozrost najważniejszej infrastruktury umożliwiającej rozwój rynku gazu, a przede wszystkim — dywersyfikację dostaw. Druga część publikacji zawiera rekomendacje dla polityki gazowej kraju, w tym także zarządzania przedsiębior-

stwami gazowymi znajdującymi się w domenie państwowej. Wskazuje na działania, jakie muszą być podjęte, aby rynek gazu w Polsce funkcjonował sprawnie i z korzyścią dla polskiej gospodarki.

Bezpośrednim bodźcem do napisania raportu jest zbliżający się rok 2022, który z kilku powodów będzie istotną cezurą dla polskiego gazownictwa. Zakończenie wieloletniej umowy gazowej z Gazpromem oraz kluczowych inwestycji dywersyfikacyjnych zamknie pewną epokę i stworzy zupełnie nowe uwarunkowania wymagające na nowo zdefiniowania kluczowych wyzwań i odpowiedzi na nie. Niniejszy raport do tego zachęca.

Historia budowy rynku gazu w Polsce

Idea i początki budowy rynków gazowych

Ekonomiczna i intelektualna geneza

Zmiany w poglądach gospodarczych i sposobie zarządzania publicznego spowodowały w latach 80. powszechny w państwach Zachodu – przede wszystkim anglosaskich – trend demonopolizacji, liberalizacji i prywatyzacji sektorów usług powszechnych, co miało zapewnić ich ekonomiczną optymalizację. Proces ten wpisywał się w zmiany gospodarczych paradygmatów polegających na renesansie założeń klasycznej ekonomii, które miały swoich politycznych patronów-symboli: Ronalda Reagana i Margaret Thatcher. W efekcie w wielu krajach podjęto działania mające wykreować konkurencję w sektorach, które przez wiele lat były objęte państwowym monopolem. Dotyczyło to m.in. gałęzi gospodarki opartych na wielkich sieciach infrastrukturalnych, takich jak telekomunikacja, transport, elektroenergetyka czy gazownictwo. W tych sektorach od czasów II wojny światowej dominowały państwowe przedsiębiorstwa pełniące funkcję użyteczności publicznej. Model ten zaczął być jednak kwestionowany ze względu na wady monopoli państwowych, w tym przede wszystkim [Kamiński 2005]:

- niegospodarność i nieefektywność działania przedsiębiorstw energetycznych, a w konsekwencji występowanie strat pokrywanych zazwyczaj przez konsumentów lub ze środków budżetowych;
- wąski dostęp do kapitału inwestycyjnego w przedsiębiorstwach będących własnością skarbu państwa;

- nadmierny wzrost kosztów produkcji energii, wynikający z braku rynkowych bodźców do ich redukcji i powodujący wzrost cen dla finalnych odbiorców;
- niski z perspektywy odbiorców gazu ziemnego poziom świadczonych usług, wynikający z braku alternatywnych dostawców.

Stymulowanie konkurencji w sektorach infrastrukturalnych miało dać korzyści zarówno indywidualnym odbiorcom gazu, jak i całej gospodarce. Wśród zalet urynkowania tych sektorów, poza doktrynalnym argumentem konieczności zmiany funkcji państwa i struktury właścicielskiej przedsiębiorstw, wymieniano m.in.:

- presję na utrzymanie niskich cen;
- wzrost efektywności i innowacyjności przedsiębiorstw;
- wzrost jakości oferowanych towarów i usług;
- wzrost inwestycji zagranicznych;
- wzrost wpływów z podatków i prywatyzacji państwowych przedsiębiorstw;
- odpolitycznienie procesów decyzyjnych;
- zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego dzięki podniesieniu liczby podmiotów w segmencie dostaw pierwotnych na rynek, a także wyeliminowaniu nadmiernych, a formalnie uzasadnianych względami zapewnienia bezpieczeństwa dostaw inwestycji.

Należy podkreślić, że liberalizacja rynków gazu zbiegła się w czasie z globalizacją handlu tego surowca, co stanowiło dodatkowy bodziec do rynkowych reform. Dzięki rozwojowi handlu LNG dotychczas odizolowane rynki krajowe i kontynentalne zaczęły się integrować, co zwiększało dostępność gazu, a tym samym osłabiało znaczenie kwestii bezpieczeństwa energetycznego. Obecnie rynek gazu jest w zasadzie silnie zglobali-

zowany, aczkolwiek z wyraźnymi, regionalnymi odmiennościami w zakresie konstrukcji rynku i mechanizmów. Potwierdzeniem tezy o globalizacji rynku gazu jest malejąca różnica w cenach surowca w Europie, Azji czy w USA.

Założenia nowego modelu rynku gazu

Reformy rynku gazu przeprowadzane w państwach Europy Zachodniej od lat 80. polegały na całkowitej zmianie sposobów jego funkcjonowania. Tradycyjny model charakteryzował się dominującą pozycją jednego, pionowo zintegrowanego przedsiębiorstwa, które było monopolistą, i urzędowym zatwierdzeniem cen gazu ziemnego przez odpowiednie ministerstwo, którego rolą było dbanie, aby monopolista nie nadużywał pozycji rynkowej, w tym przede wszystkim nie osiągał tzw. renty monopolistycznej. Tymczasem zasady nowego modelu skonstruowano w oparciu o pełną konkurencję między podmiotami działającymi w obszarze sprzedaży zarówno na rynku hurtowym, jak i detalicznym oraz o mechanizmy rynkowe, które kształtują cenę gazu. Założenia modelu podkreślały również ważną rolę obrotu giełdowego.

Do najważniejszych działań realizujących powyższy model zaliczono [Łucki 2003]:

- zakaz jednoczesnego świadczenia usługi przesyłu gazu i jego sprzedaży przez jeden podmiot gospodarczy;
- zapewnienie swobodnego dostępu do infrastruktury wszystkim sprzedawcom;
- swobodny wybór sprzedawcy przez odbiorców;
- wprowadzenie przetargowej metody zawierania kontraktów na usługi transportowe i magazynowe;
- stworzenie możliwości odsprzedaży przez handlujących gazem zakontraktowanych usług innym podmiotom;

- rozdzielenie obszarów działalności przedsiębiorstw (obróć, wydobyć, przesył, dystrybucja, magazynowanie) dla uzyskania przejrzystości kosztów;
- powołanie niezależnego urzędu regulacji, m.in. zatwierdzającego cenę gazu;
- wprowadzenie przez urząd regulacyjny administracyjnej kontroli opłat za transport i magazynowanie gazu, przyjęcie zasady, że opłaty powinny odzwierciedlać poniesione nakłady i koszty z umiarkowaną stopą zwrotu, umożliwiającą rozwój infrastruktury;
- zagwarantowanie publicznego dostępu do informacji o działalności firm gazowniczych.

Nieodzownym elementem liberalizacji były także programy uwolnienia gazu (PUG). Dzięki wymuszeniu sprzedaży określonego wolumenu tego surowca przez dotychczasowych monopolistów na rynku pojawiły się podmioty niemające dostępu do własnych źródeł wydobywania czy też importu. Takie programy stosowano w wielu krajach, najczęściej we wczesnej fazie istnienia rynku, by stymulować jego rozwój. PUG powinny być więc zwiększyć płynność rynku, co z kolei miało pozwolić na skuteczną grę sił popytu i podaży, a zatem podnieść wiarygodność sposobu wyznaczania cen surowca w oparciu o mechanizmy rynkowe. Zaufanie uczestników rynku do przejrzystości i rynkowego mechanizmu tworzenia ceny jest z kolei niezbędnym etapem poprzedzającym zniesienie urzędowych taryf cenowych.

Liberalizacja rynku gazu oznaczała ograniczenie roli państwa i silną depolityzację polityki gazowej – sprowadzała się jedynie do tworzenia ram prawno-instytucjonalnych, których istnienie jest niezbędne do uruchomienia procesu powstawania rynkowych mechanizmów. Wymagało to m.in. stworzenia nieznanej wcześniej instytucji apolitycznego organu regulacyjnego, który miał promować konkurencję tam, gdzie ze względu na brak

monopolu naturalnego jest ona możliwa, oraz wprowadzać tzw. regulację bodźcową w odniesieniu do działalności sieciowej, która w sektorach energetycznych ciągle ma charakter monopolu naturalnego.

Przebieg liberalizacji w Unii Europejskiej

Pierwszymi państwami, w których zdecydowano się na liberalizację rynku gazu, były Stany Zjednoczone i Wielka Brytania, gdzie już w latach 80. XX wieku zniesiono regulację cen i zminimalizowano administracyjną ingerencję w funkcjonowanie rynku. Zachowano monopol naturalny jedynie w segmencie przesyłu surowca, a w pozostałych – wydobywania, importu i sprzedaży, zarówno hurtowej, jak i detalicznej – promowano konkurencję między przedsiębiorstwami. Należy również podkreślić, że nawet w segmencie przesyłu dzięki odpowiednim regulacjom, takim jak konstrukcja taryfy cenowej narzucanej przez urzędy regulacyjne, wymuszano większą efektywność funkcjonowania.

Idea liberalizacji rynków energetycznych zaczęła zyskiwać na popularności również w państwach Europy kontynentalnej, gdzie w latach 90. XX wieku rozpoczęto głębokie reformy rynku gazu, połączone z częściową prywatyzacją państwowych przedsiębiorstw. Skuteczne reformy w USA i Wielkiej Brytanii stanowiły bezpośrednią inspirację dla Komisji Europejskiej, która otrzymała mandat do zainicjowania i przeprowadzenia procesu liberalizacji w pozostałych państwach członkowskich Unii Europejskiej. Proces ten wpisywał się w założenie dokończenia budowy wspólnego rynku UE, proponowanego przez ówczesnego szefa KE – Jacques'a Delorsa. Liberalizacja rynków energetycznych w UE miała więc także na celu rozbicie krajowych monopolii, stymulowanie konkurencji na poszczególnych rynkach krajowych oraz stworzenie jednolitego rynku gazu w UE, a co za tym idzie, zniesienie wszelkich barier w przepływie surowca poprzez przyjęcie wspólnych zasad handlu gazem. Obydwa cele wzajemnie się wzmacniały, ponieważ stworzenie warunków

konkurencji na poszczególnych rynkach przyspieszało proces ekspansji przedsiębiorstw wcześniej zorientowanych jedynie na te kraje. Co więcej, usuwanie barier i budowanie połączeń międzypaństwowych przyspieszało demonopolizację narodowych rynków.

Należy podkreślić, że u podstaw tworzenia jednolitego rynku gazu w UE leżało nie tylko przekonanie o korzyściach rynkowych osiąganym dzięki stworzeniu konkurencyjnego wspólnego rynku odseparowanych dotychczas systemów gazowych w poszczególnych krajach UE. Usunięcie wszystkich barier w przepływie surowca miało także wzmacniać bezpieczeństwo energetyczne. Stworzenie możliwości swobodnego przepływu gazu między krajami uniemożliwiłoby bowiem zastosowanie skutecznego szantażu energetycznego przez dostawców gazu, ponieważ represjonowane państwo miałoby możliwość pozyskania brakującego wolumenu za pomocą interkonektorów umożliwiających import surowca z sąsiednich państw.

Pierwszymi regulacjami odnoszącymi się do kwestii rynku gazu były: dyrektywa z 1990 r. dotycząca przejrzystości cen gazu i energii elektrycznej¹, dyrektywa z 1991 r. dotycząca przesyłu gazu ziemnego² oraz decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady Unii z 1996 r. dotycząca transeuropejskich sieci energetycznych³. Od końca lat 90. przyjmowane były kolejne pakiety legislacyjne mające na celu wymuszenie liberalizacji krajowych rynków i w dalszej kolejności ich integrację. Pierw-

¹ Dyrektywa nr 90/377/EEC z 29 czerwca 1990 dotycząca przejrzystości cen gazu i energii elektrycznej.

² Dyrektywa nr 91/296/EEC z 31 maja 1991 dotycząca przesyłu gazu ziemnego oraz Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Nr 1254/96/EC z 5 czerwca 1996 dotycząca transeuropejskich sieci energetycznych.

³ Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Nr 1254/96/EC z 5 czerwca 1996 dotycząca transeuropejskich sieci energetycznych.

szy pakiet energetyczny został wprowadzony w 1998 r.⁴, drugi w 2003 r.⁵, a trzeci w 2009 r.⁶. Należy zaznaczyć, że trwa obecnie dyskusja nad zasadnością następnego pakietu. Kolejne dyrektywy i rozporządzenia wynikały z ograniczonych rezultatów, jakie przynosiły wcześniej przyjęte regulacje. Pomimo zmian prawnych wciąż w wielu krajach dominowały państwowe monopole, a konkurencja była minimalna. Dlatego postępujące po sobie pakiety nakładały kolejne zobowiązania zarówno na przedsiębiorstwa gazowe, jak i państwa, coraz mocniej integrując rynki gazu poszczególnych krajów członkowskich.

Przyjęte pakiety regulacyjne wymuszały swobodę działania konkurencji i wyboru dostawcy, udostępnienie infrastruktury sieciowej na równych i transparentnych zasadach (zasada TPA – *Third Party Access*), a następnie przeprowadzenie rozdziału właścicielskiego między dostawcami gazu i operatorami świadczącymi usługi jego przesyłu (*unbundling*), aby uniknąć konfliktu interesu między sprzedającym a operatorem infrastruktury, który ma ją udostępnić wszystkim chętnym na równych zasadach. Pakiety wymusiły również urynkowanie cen surowca dla wszystkich odbiorców, ale z wyłączeniem segmentu gospodarstw domowych. Wzmacniały niezależność krajowych regulatorów energetyki, powoływały międzynarodowe instytucje koordynujące ich pracę (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*

⁴ Dyrektywa 98/30/WE z 22 czerwca 1998 r. dotycząca wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego.

⁵ Dyrektywa 2003/55/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 98/30/WE z 22 czerwca 1998 r., Rozporządzenie 1775/2003 w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowej gazu ziemnego.

⁶ Dyrektywa 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE z dnia 26 czerwca 2003 r., rozporządzenie 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowej gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie 1775/2003, Rozporządzenie nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki.

– ACER) i współdziałanie operatorów, w tym przede wszystkim w kwestii kształtu wspólnych kodeksów sieci i planów rozbudowy infrastruktury przesyłowej (*European Network of Transmission System Operators for Gas – ENTSOG*).

Nie bez znaczenia dla rozwoju jednolitego rynku UE miały także inne regulacje odnoszące się stricte do kwestii bezpieczeństwa energetycznego. W 2010 r., a więc tuż po ukraińsko-rosyjskim kryzysie gazowym, który spowodował ograniczenie dostaw do kilku państw UE, przyjęto tzw. Rozporządzenie SoS⁷, które wprowadzało plan działań zapobiegawczych na wypadek przerw w dostawach gazu. Rozporządzenie zobowiązywało państwa członkowskie m.in. do rozbudowy pojemności magazynowych, połączeń ze zintegrowaną europejską siecią gazową, zapewnienia technicznej możliwości odwróconego przesyłu (tzw. fizycznego rewersu), a także uniezależnienia się od pojedynczego dostawcy z kraju trzeciego. W 2017 r. znowelizowano dokument, wprowadzając rozwiązania wzmacniające bezpieczeństwo dostaw w czasie sytuacji kryzysowej. Ważną funkcję pełni także tzw. Decyzja IGA przyjęta w 2012 r. i, podobnie jak Rozporządzenie SoS, wzmocniona w 2017 r.⁸. Decyzja umożliwia wgląd Komisji w umowy gazowe *ex ante* w celu sprawdzenia ich zgodności z prawem UE. Szereg narzędzi monitorowania i kontroli hurtowego handlu energią, mających służyć zapobieganiu nieuczciwym praktykom i nadużyciom, wprowadziło z kolei Rozporządzenie REMIT z 2011 r.⁹.

⁷ Rozporządzenie UE nr 994/2010 w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego.

⁸ Decyzja nr 994/2012 w sprawie ustanowienia mechanizmu wymiany informacji w odniesieniu do umów międzyrządowych w dziedzinie energii między państwami członkowskimi a państwami trzecimi.

⁹ Rozporządzenie nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii.

Poza narzędziami legislacyjnymi UE dysponuje także innymi instrumentami kluczowo wpływającymi na proces liberalizacji rynków. Duże znaczenie miały narzędzia polityki antymonopolowej. Komisja Europejska poważnie wpływa na fuzje i przejęcia przedsiębiorstw, co ogranicza możliwość monopolizacji rynków. To właśnie przed Komisją prowadzone było fundamentalne dla rozwoju rynku gazu w UE postępowanie wobec Gazpromu, który oskarżony został o nadużywanie pozycji rynkowej i stosowanie niezgodnych z prawem UE praktyk monopolistycznych. Postępowanie wszczęte w 2012 r. zakończyło się w 2018 r. wydaniem decyzji zobowiązującej rosyjski koncern do zmiany praktyk rynkowych. Ponadto niebagatelną rolę odegrał Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej, który uznał za niezgodne z prawem UE klauzule kontraktowe, w tym przede wszystkim zakazujące eksportu gazu, co często stosował m.in. Gazprom.

Drugim, nielegislacyjnym narzędziem, poza postępowaniem antymonopolowym, są instrumenty finansowe przeznaczone na dofinansowanie projektów energetycznych (to głównie środki z polityki spójności, program operacyjny Infrastruktura i Środowisko), w tym m.in. sieci przesyłowych, magazynów gazu czy terminali LNG. W Polsce dofinansowanie uzyskały przede wszystkim budowa i rozbudowa gazociągów oraz magazynów. Dodatkowo otrzymano także znaczące finansowanie na budowę terminalu LNG w Świnoujściu.

Efekty

Dzięki konsekwentnym zmianom w zakresie infrastruktury gazowej (*hardware*) i regulacji (*software*) zarówno na poziomie dyrektyw i rozporządzeń, jak i Kodeksów sieci (uzgodnione standardy techniczne między operatorami w całej Europie) rynek gazu UE jest dziś coraz lepiej rozwinięty, a krajowe rynki coraz lepiej zintegrowane. W 2018 r. różnice kosztów zakupu gazu w całej UE nie przekraczały 1 EUR/MWh w obrocie giełdowym, podczas gdy jeszcze w 2015 r. różnice wielkości 5 EUR/MWh (przy

średniej cenie gazu w 2018 r. na poziomie 17-18 EUR/MWh) były codziennością [ACER 2019]. Regularne badania stanu bezpieczeństwa dostaw gazu w sytuacji kryzysowej również wykazują postępujący wzrost bezpieczeństwa i coraz mniejszą podatność na kryzysy z powodu odcięcia dostaw.

Reformy regulacyjne polskiego rynku gazu

Przyczyny opóźnienia reform

Sektor gazu ziemnego należał do jednego z ostatnich segmentów polskiej gospodarki, w której rozpoczął się proces transformacji polegający na oparciu funkcjonowania na rynkowych mechanizmach. Opóźnienie reform wynikało z wielu przyczyn. Do najważniejszych należały:

- brak infrastruktury, jaki umożliwiłby konkurencję ze strony dostawców;
- wieloletnie zobowiązania importowe;
- wola ochrony rynku gazu przed zagraniczną konkurencją;
- brak przedsiębiorstw zainteresowanych wejściem na polski rynek gazu na skutek sztucznie zaniżonych cen;
- duży wpływ na politykę gazową PGNiG, które z naturalnych przyczyn chciało utrzymać monopolistyczną pozycję na rynku;
- obawa przed podwyżką cen surowca.

Szczególne znaczenie w hamowaniu liberalizacji miał wieloletni kontrakt jamalski podpisany w 1996 r., który zawiera klauzulę *take or pay*. Zobowiązanie do odbioru gazu pochodzącego ze Wschodu niezależnie od zapotrzebowania (w okresie zawierania umowy był to powszechnie stosowany zapis) rodziło obawę, że na skutek wejścia nowych podmiotów oferujących niższe ceny surowca PGNiG nie będzie w stanie uplasować na polskim rynku

zakontraktowanego wolumenu gazu, co będzie oznaczać duże kary za ten nieodebrany. Inną ważną klauzulą zawartą w kontrakcie z 1996 r. była tzw. klauzula przeznaczenia zakazująca eksportu pozyskanego surowca za granicę. Tym samym wzmacniała ona rolę zapisu *take or pay*, ponieważ uniemożliwiała sprzedaż za granicę ewentualnej nadpodaży surowca na rynku. Klauzule te ograniczały możliwość dywersyfikacji, ponieważ w sytuacji uplasowania całości zakontraktowanych dostaw i, jak się okazało, zapotrzebowaniu na surowiec znacznie mniejszym niż prognozowano w momencie podpisania kontraktu, na rynku nie było zapotrzebowania na alternatywne źródła gazu. To powodowało petryfikację dominującej roli rosyjskiego niebieskiego surowca w portfelu zamówień PGNiG.

Innym ważnym powodem była obawa przed podwyżką cen. Wobec wysokiego udziału wydatków na energię w budżecie polskich gospodarstw domowych kolejne rządy nie chciały rezygnować z dotowania rachunków za gaz, co powodowało, że cena za surowiec dla tej grupy odbiorców była sztucznie zaniżana. Prawdopodobnie, gdyby nie nacisk Banku Światowego, który w 1990 r. udzielił Polsce pożyczki na odtworzenie możliwości wydobycia gazu pod warunkiem podwyżki cen do 1996 r., decyzja o podwyżce byłaby odkładana, ponieważ rodziła duże koszty polityczne.

Równie istotnym czynnikiem hamującym liberalizację była obawa przed konsekwencjami reform rynku gazu dla bezpieczeństwa energetycznego. Przeprowadzenie liberalizacji rynku przed dywersyfikacją dostaw oznaczałoby pozorną konkurencję. Brak innych połączeń niż wschodnie rodził realne ryzyko zdominowania rynku przez Gazprom, już nie tylko jako główne źródło dostaw pierwotnych, co miało miejsce, ale także w segmencie sprzedaży bezpośredniej.

Nie była to jedyna obawa dotycząca wpływu liberalizacji na bezpieczeństwo energetyczne. Ważne pytanie, jakie stawia-

no w związku z liberalizacją, dotyczyło zdolności tego procesu do mobilizowania inwestycji w stopniu wystarczającym do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu. Demonopolizacja w rozumieniu odebrania PGNiG statusu wyłączności oznaczała, że zniknął nałożony na nie wcześniej obowiązek zapewnienia dostaw w stopniu wymaganym przez względy bezpieczeństwa. Szczególnie mocno wybrzmiewały wątpliwości, czy konkurujący ze sobą dostawcy poddani dyscyplinie bodźców zorientowanych na poprawę efektywności kosztowej nie będą w związku z tym ograniczać działań, których podjęcie byłoby uzasadnione względami bezpieczeństwa dostaw. Podczas licznych debat branżowych prowadzonych od lat 90. wielu ekspertów podkreślało, że nie jest możliwe zagwarantowanie dostaw gazu wyłącznie w trybie decyzji rynkowych, które są zdecentralizowane i zdeterminowane interesem indywidualnych uczestników rynku. W tym kontekście wskazywano również, że demonopolizacja oznacza pojawienie się konfliktu między krótko- i średniookresowymi korzyściami uzyskiwanymi przez ostatecznych odbiorców gazu a ich długookresowym interesem. Spadek cen może bowiem w konsekwencji skutkować zablokowaniem w krótkim okresie niezbędnych inwestycji, a to z kolei w przyszłości może powodować deficyt podaży gazu i wzrost cen, a nawet zakłócenia w dostawach. W efekcie spowoduje to nałożenie na uczestników rynku wyższego sumarycznego kosztu zaopatrzenia w gaz.

Mimo tych wątpliwości wiele podmiotów krytykowało opóźnienia urynkowienia gazownictwa, szczególnie w tych okresach, w którym różnica cen gazu między polskim rynkiem a unijnym stawała się znacząca. Liberalizacja rynku gazu w Polsce była uzasadniana nie tylko tradycyjnymi argumentami wymienionymi na początku analizy. Korzyści z liberalnego modelu mogłyby osiągnąć w Polsce odbiorcy indywidualni, ale przede wszystkim przedsiębiorstwa z branż, dla których koszt pozyskania gazu stanowi jeden z najważniejszych czynników decydujących o konkurencyjności. Szczególne znaczenie liberalizacja rynku gazu miała dla polskiego

przemysłu chemicznego¹⁰. Reforma rynku gazu była więc kluczowa dla rozwoju innych sektorów polskiej gospodarki i to właśnie przedstawicielom tych branż najbardziej zależało na zmianach.

Do reform polskiego rynku gazu mobilizowała także Najwyższa Izba Kontroli. W raporcie NIK-u z 2004 r. miażdżącej krytyce poddana została realizacja strategicznych celów polityki gazowej, w tym m.in. restrukturyzacji i przekształceń własnościowych PGNiG SA. To jednak nie presja NIK-u, ekspertów i przedsiębiorstw była decydująca. Kluczowym bodźcem do przeprowadzenia zmian na polskim rynku gazu było prawo europejskie, w tym przede wszystkim kolejne pakiety liberalizacyjne. Widmo kar za niewdrożenie unijnych dyrektyw okazało się najbardziej skutecznym czynnikiem zmian.

Unbundling

Przyjmując definicję rynku jako wypadkową różnych zasad, reguł, kodeksów i decyzji tworzących łącznie przejrzyste ramy postępowania jego uczestników i infrastrukturę prawno-organizacyjną, należy przyznać, że w Polsce przez długi czas po 1989 r. nie było strategii urynkowania sektora. Oczywiście było jedynie założenie, że docelowa struktura rynku gazowniczego będzie ewoluowała od jednego scentralizowanego przedsiębiorstwa, jakim było Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG), w kierunku układu zdecentralizowanego, w którym nastąpi rozdział działalności na osobne podmioty zajmujące się przesyłem, magazynowaniem, dystrybucją, wydobywaniem i poszukiwaniem surowca.

¹⁰ W niektórych produktach tego sektora cena surowca stanowi nawet połowę kosztów. W 2015 r. średnia cena gazu dla przemysłu w Polsce wyniosła 0,034 EUR/1 kWh, czyli dokładnie tyle, ile średnia unijna, ale kilka państw Europy Zachodniej będących ważnymi ośrodkami przemysłu płaciło za surowiec mniej, a to obniżało konkurencyjność przede wszystkim wiodącego w przemyśle chemicznym państwowego koncernu, jakim była Grupa Azoty.

Zamiast kompleksowej strategii kolejne rządy w latach 90. przyjmowały programy ograniczające się do restrukturyzacji PGNiG. Nie wywarły one jednak większego wpływu na organizację przedsiębiorstwa, które skutecznie broniło się przed administracyjnymi planami wprowadzenia w nim zasadniczych zmian, jak również nie podejmowało gruntownej restrukturyzacji z własnej inicjatywy. W efekcie odwlekania decyzji o urynkowaniu działania nie podjęto trudnych decyzji, zwłaszcza dotyczących ograniczenia przerostów zatrudnienia, obniżki kosztów czy funkcjonalnego podziału organizacji i decentralizacji kompetencji [Cylwik 1999]. Nie zmieniła się także funkcja, jaką przedsiębiorstwo pełniło na polskim rynku – wciąż było monopolistą i to w całym łańcuchu dostaw gazu.

Żaden z kilku dokumentów przyjmowanych zarówno przez PGNiG, jak i rząd do czasu wejścia Polski do UE nie został całościowo wdrożony. Zmiany, jakie zaszły w PGNiG do czasu konieczności przyjęcia prawa unijnego, były więc ograniczone i sprowadzały się do przekształceń organizacyjnych (przemiana w spółkę Skarbu Państwa, wewnętrzna restrukturyzacja, wejście na giełdę), a nie stworzenia realnych warunków konkurencji, nie mówiąc już o podziale firmy, co rozważano. Należy przy tym podkreślić, że problem nie leżał jedynie po polskiej stronie. Brak połączeń gazowych umożliwiających ściąganie gazu z innych aniżeli wschodniego kierunków wynikał także z niechęci niemieckiego operatora Gascade do budowy rewersu na gazociągu jamalskim¹¹, będącego najtańszą opcją uzyskania dostępu do rynku gazu w UE.

¹¹ Nie powinno to dziwić wobec faktu, że współpracuje on blisko z Gazpromem, który blokował wszelkiego rodzaju działania zwiększające dywersyfikację dostaw. Decyzja o budowie rewersu na gazociągu jamalskim, stanowiąca kluczowe narzędzie dywersyfikacji, zapadła już po wejściu Polski do UE

Pierwszym kompleksowym dokumentem całościowo przedstawiającym strategię włączenia mechanizmów rynkowych do sektora gazowego był „Program wprowadzenia konkurencyjnego rynku gazu i harmonogramu jego wdrożenia”, przyjęty przez rząd w kwietniu 2004 r. Działania wdrażające Program przyniosły ważne modyfikacje, jak swobodę zmiany dostawcy czy zagwarantowanie równego dostępu do infrastruktury (TPA). Od 1 lipca 2007 r. zgodnie z drugim unijnym pakietem liberalizacyjnym do korzystania z tzw. zasady TPA zostali uprawnieni wszyscy konsumenci gazu, zarówno przemysł, jak i odbiorcy indywidualni. Według tej zasady każdy abonent jest uprawniony do korzystania z dotychczasowej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, mając możliwość podjęcia swobodnej decyzji o wyborze sprzedawcy energii. Tak też z jednej strony podmiot oferujący usługę przesyłu nie może utrudniać konsumentowi swobodnego wyboru sprzedawcy gazu, a z drugiej operator sieci przesyłowej jest zobowiązany do świadczenia usługi przesyłu dla wszystkich podmiotów na zasadzie równości i transparentności, czyli nakłada na dysponenta infrastruktury obowiązek jej udostępnienia dla dowolnej spółki obrotu. Ponadto możliwość wyboru sprzedawcy surowca przez każdego z odbiorców powinna być nieodpłatna i odbywać się bez zbędnych komplikacji.

Po wprowadzeniu zasady TPA nadal dominującą pozycję w sektorze gazu ziemnego, a szczególnie w dystrybucji, zajmowała grupa kapitałowa PGNiG, jednakże poza nią działało także kilkadziesiąt innych podmiotów zajmujących się sprzedażą gazu. Ich działalność zasadniczo polegała na odsprzedaży gazu ziemnego nabywanego od PGNiG odbiorcom końcowym za pośrednictwem własnych, lokalnych sieci dystrybucyjnych. Podmioty te zazwyczaj stanowiły lokalne monopole wewnątrz obsługiwanych przez siebie własnych sieci, łącząc działalność dystrybucyjną i obrotu.

Wprowadzenie zasady TPA było możliwe dzięki stworzeniu w 2004 r. w pełni niezależnego operatora systemu przesyło-

wego, którym stał się Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz System SA. Jego rolą stało się świadczenie usługi przesyłu gazu na rzecz przedsiębiorstw obrotu, które kupowały i sprzedawały surowiec odbiorcom. OGP Gaz System (100% udziału Skarbu Państwa) miał funkcjonować w reżimie Kodeksu spółek handlowych, co oznaczało, że mimo administracyjnej ingerencji w pracę (taryfowanie cen za przesył gazu) spółki działała ona w środowisku prawnym mobilizującym do efektywności.

W ramach działań mających zagwarantować dostęp do kluczowej infrastruktury wydzielono również najpierw księgowo (2004), a następnie prawnie (2007) operatorów systemu dystrybucyjnego oraz księgowo (2009), a następnie również prawnie (2011) operatora magazynów gazu, odpowiedzialnych za zarządzanie infrastrukturą odpowiednio dystrybucyjną i magazynową. Nie zdecydowano się jednak na przeniesienie tych funkcji do Gaz Systemu. Nie stworzono także osobnego podmiotu, który na jego wzór byłby zarówno właścicielem, jak i operatorem sieci dystrybucyjnej i magazynów. Zdecydowano się na powołanie operatorów tej infrastruktury (sieć dystrybucyjna – obecnie Polska Spółka Gazownictwa, magazyny – obecnie Gas Storage Poland), którzy, posiadając organizacyjną niezależność, należą do Grupy Kapitałowej PGNiG. Wobec decyzji o budowie terminalu LNG w Świnoujściu powołano również operatora gazoportu. Stała się nim spółka zależna od OGP Gaz System – Polskie LNG.

Rynek hurtowy

W 2010 r. Rada Ministrów powołała Zespół Doradczy ds. liberalizacji rynku gazu w Polsce. Kolejnym etapem było przyjęcie pod koniec 2011 r. przez Prezesa URE Mapy drogowej liberalizacji rynku gazu w Polsce, która dotyczyła kluczowej kwestii, czyli stworzenia w Polsce rynku hurtowego. Mapa zakładała udostępnienie przez PGNiG w latach 2013-2015 w systemie aukcyjnym 70% wolumenu gazu, który spółka miała sprzedawać na polskim rynku [URE 2011]. Częściowo w oparciu o rekomendację URE

PGNiG w 2012 r. przygotowało Program Uwalniania Gazu (PUG). Instrument ten miał umożliwić wykreowanie nowej struktury rynku hurtowego, co dawało podstawę do uznania jej za spełniającą wymogi konkurencyjności, a przez to zniesienia taryfikacji cen przez Prezesa URE w obrocie hurtowym. W czasie rozważań nad wyborem optymalnego wariantu PUG przystąpiono do stworzenia możliwości obrotu gazem na Towarowej Giełdzie Energii (TGE), co nastąpiło w grudniu 2012 r. Symboliczne obroty surowcem na TGE potwierdziły konieczność przyjęcia obliwa giełdowego – wolumenu gazu, jakie przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi jest zobowiązane sprzedawać na giełdach towarowych, aby zwiększyć płynność obrotów. Obliga miało mieć charakter powszechny, ale ze względu na podmiotową strukturę rynku jego celem była obowiązkowa sprzedaż określonego poziomu wolumenu gazu *de facto* jedynie przez PGNiG, które miało pełnić funkcję giełdowego animatora (tzw. *market maker*). Przyjęto zwiększającą się obliwa z poziomu minimum 30% w r. 2013 do poziomu minimum 55% od r. 2015, co miało zdynamizować wymianę giełdową, która przed jego wprowadzeniem była bardzo niewielka.

Mimo przyjęcia obliwa giełdowego obroty na Towarowej Giełdzie Energii w początkowym okresie funkcjonowania nie osiągnęły zakładanego poziomu z powodu braku popytu na gaz oferowany na giełdzie przez PGNiG. To jaskrawy dowód na to, że w tamtym czasie konkurencja na giełdzie była fikcyjna. Aby uniknąć kar ze strony URE za niezrealizowanie obowiązku obliwa, zarząd PGNiG SA zdecydował o powołaniu spółki PGNiG Obrót Detaliczny, która miała stanowić stronę popytową na giełdzie. Dzięki kolejnej nowelizacji prawa energetycznego z 2014 r. możliwa była sukcesja generalna pozwalająca na przeniesienie umów 6,7 mln klientów detalicznych ze spółki PGNiG SA do PGNiG OD (odbiorcy zużywający ponad 25 mln m³ gazu pozostali w PGNiG SA). W ten sposób w 2014 r. PGNiG OD zaczęło przeprowadzać pierwsze transakcje na giełdzie, stanowiąc wkrótce główny podmiot

kupujący gaz na TGE i przyczyniając się do gwałtownego zwiększenia obrotów¹². Manewr ten pozwolił spełnić wymogi ustawowe, ale wobec faktu, że główną stroną popytową (PGNiG OD) i podaźową (PGNiG SA) na rynku są podmioty należące do jednej grupy kapitałowej, wzrost obrotów na giełdzie nie był wyznacznikiem stopnia rozwoju rynku. Po początkowej dominacji PGNiG na giełdzie stopniowo pojawiały się także inne podmioty. Było to spowodowane przede wszystkim otwarciem rewersu na gazociągu jamalskim, który umożliwił import gazu z giełdy niemieckiej i tym samym zmusił PGNiG do zmiany wycen gazu i referencji dla giełdy niemieckiej Gaspool.

Zniesienie regulowania cen

Zniesienie regulacji cen gazu dla odbiorców komercyjnych było sztandarowym postulatem branży gazowej od wielu lat. Podkreślano, iż utrzymanie taryfy zniekształca rynek, ponieważ spółki obrotu nie mogą elastycznie dostosować ceny dla odbiorców do kosztów pozyskania gazu na giełdzie. Ponadto wskazywano, że procedura zatwierdzania przez URE taryf jest przewlekła, co zaburza grę rynkową. Taryfikacja blokuje zmiany cen, wynikające ze swobodnej gry popytu i podaży, czyli nie pozwala na czerpanie korzyści z zalet wolnego rynku, a nieodpowiednio skonstruowana taryfa może nawet stanowić skuteczną barierę wejścia lub eliminowania konkurentów z rynku.

Wskazywano, że słabością modelu taryfikacyjnego opartego na kosztach uzasadnionych jest nie tylko polityczna presja zani-

¹² Tym samym Klienci PGNiG OD i PGNiG SA mają obecnie odrębnie ustalane taryfy. Taryfa w segmencie obrotu opiera się o koszty pozyskania gazu + koszty operacyjne + marża. Dla PGNiG SA kosztem pozyskania gazu jest średnia ważona kosztu importu i kosztu wydobycia (w rzeczywistości „tani” gaz krajowy subsydiuje „drogi” import). Natomiast dla PGNiG OD kosztem pozyskania gazu jest jego cena na TGE, gdzie przynajmniej obecnie stroną podaźową jest przede wszystkim PGNiG SA.

żania ceny surowca przez urząd regulacyjny (również poddany naciskom), ale także słabość motywacji przedsiębiorstw do generowania efektywności oraz arbitralność kwalifikacji kosztów uzasadnionych przez Prezesa URE w zakresie ustalenia, które koszty działalności w zakresie obrotu paliwami gazowymi uznaje za uzasadnione [Zajdler 2014b]. Ponadto pozostawienie urzędnikom kompetencji oceny zasadności modeli biznesowych firm składających wnioski o zatwierdzenie taryf jest znaczącym utrudnieniem, które opóźnia efektywne reagowanie firm na zmieniające się warunki rynkowe.

Zniesienie taryfowania przez URE zgodnie z polskim prawem energetycznym może się odbyć tylko w sytuacji konkurencyjnego rynku, tak aby uwolnienie cen nie dokonało się w sytuacji rynku monopolistycznego, co stanowiłoby zagrożenie podwyżki cen w wyniku wykorzystania przez monopolistę renty monopolistycznej. Przedstawiciele firm gazowych od wielu lat domagali się zniesienia regulacji, zaznaczając, że warunki ustawowe są spełnione. Konieczność zniesienia regulacji cen gazu wynikała nie tylko z potrzeb rynku, ale także z prawa UE. Kwestia ta była szczególnie paląca po ogłoszeniu we wrześniu 2015 r. wyroku Trybunału Sprawiedliwości UE skazującego Polskę za niewdrożenie przepisów dyrektywy gazowej z 2003 r., która zobowiązywała do urynkowienia cen dla wszystkich kategorii odbiorców, poza gospodarstwami domowymi.

W 2016 r. Sejm uchwalił nowelizację prawa energetycznego i innych ustaw, które stopniowo znoszą taryfikację cen. Najpierw od stycznia 2017 r. uwolnione zostały ceny dla przedsiębiorstw obrotu w zakresie sprzedaży na rynku hurtowym. Od października 2017 r. uwolnione zostały ceny dla pozostałych odbiorców, poza odbiorcami w gospodarstwach domowych. Ceny gazu dla tych abonentów zostaną uwolnione dopiero 1 stycznia 2024 r. Ten odległy termin związany jest z tym, by, jak wyjaśniało Ministerstwo Energii, dać tej grupie odbiorców czas na stopniowe przystosowanie się do rynku i nauczenie przysługujących praw.

Segment wydobywania

Należy podkreślić, że realne zmiany nie dotknęły segmentu wydobywania, mimo że w wielu państwach to właśnie konkurencja w tym obszarze była istotnym jej stymulatorem w innych segmentach rynku gazu. Nowelizacja prawa geologicznego z 1992 r. wprowadziła system ubiegania się o koncesje na prace poszukiwawcze. Organem koncesyjnym zostało Ministerstwo Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa. Nowelizacja wprowadziła więc formalną równość w dostępie do poszukiwań, ale nie zmieniła znacząco pozycji PGNiG. Pomimo rozpoczęcia poszukiwań rola w polskim sektorze wydobywczym firm zagranicznych okazała się marginalna i nie stanowiła realnej konkurencji dla polskiego potentata. Kluczową przyczyną był fakt, że polskie zasoby gazu nie były znaczące i relatywnie dobrze rozpoznane przez PGNiG. W związku z tym polski gaz nie okazał się atrakcyjny dla potentatów z sektora wydobywczego, nie licząc kilkuletniego zainteresowania poszukiwaniem gazu łupkowego z lat 2011-2017.

Dodatkową przyczyną, w związku z którą nie nastąpiły znaczące zmiany w tym sektorze, jest fakt, iż wydobywanie krajowego surowca jest znacznie tańsze niż import. Tym samym segment *upstream* zawsze stanowił perłę w koronie całej Grupy Kapitałowej PGNiG – najbardziej dochodowy segment, którego nie chciała się pozbywać. Tani gaz wydobywany przez koncern w Polsce rekompensował bowiem ten drogi, kupowany na podstawie kontraktu jamalskiego, a następnie katarskiego. *De facto* pozwalał więc utrzymywać ceny gazu w Polsce na podobnym poziomie jak w państwach Europy Zachodniej, które płaciły niższą cenę za importowany gaz (w tym także gaz rosyjski), ale nie posiadały własnego. Nietrudno zrozumieć, że koncern bardzo niechętnie patrzył na jakiegokolwiek zmiany, które miałyby pozbawić go kluczowej przewagi konkurencyjnej, szczególnie w sytuacji, kiedy na polskim, coraz bardziej zliberalizowanym rynku gazu mogły pojawiać się przedsiębiorstwa kupujące surowiec

z zagranicy taniej niż polski czempion gazowy. Zrozumienie tej sytuacji przez decydentów sprawiło, że podjęta została decyzja o niewydziałaniu spółki wydobywczej PGNiG poza macierzysty koncern. Utrzymanie segmentu wydobycia było zrozumiałe, ale oznaczało petryfikację monopolistycznej pozycji w segmencie *upstream* w Polsce.

Należy dodać, że obciążenie podatkowe wydobycia gazu ziemnego w Polsce było relatywnie niskie. Do 2019 r. państwo nie pobierało tzw. renty surowcowej, czyli specjalnego podatku od wydobycia gazu. Działalność ta podlegała opodatkowaniu na zasadach ogólnych. W 2019 r. uchwalona została ustawa rozciągająca podatek od wydobycia niektórych kopalin (wprowadzony w 2012 r., aby opodatkować wydobycie srebra i miedzi) również na eksploatację gazu ziemnego i ropy naftowej. Jednocześnie uchylała ona specjalny podatek węglowodorowy, który został wprowadzony w 2014 r. i miał obowiązywać od 2020 r. Objęcie wydobycia gazu ziemnego podatkiem od wydobycia niektórych kopalin nie jest przesadnie obciążające dla PGNiG. Stawki bowiem wynoszą, w zależności od specyfiki złoża, od 1,5% do 3% wartości gazu.

Ustawa magazynowa

Istotne znaczenie dla procesu liberalizacji rynku gazu mają regulacje służące zwiększeniu bezpieczeństwa energetycznego, w tym przede wszystkim tzw. ustawa zapasowa. Z uwagi na wysoki stopień uzależnienia Polski od jednego dostawcy gazu, w 1996 r. wprowadzono obowiązek utrzymywania wymaganych rezerw gazu ziemnego, który obecnie jest uregulowany w Ustawie o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego z 16 lutego 2007 r. Zobowiązuje ona do utrzymywania określonej ilości zapasów obowiązkowych gazu i oddawania go na rynek w sytuacji zagrożenia. Zapas utrzymywany musi być przez cały rok i nie może być wykorzystywany bez zgody ministra energii i bez wprowadzenia stanu nad-

zwyczajnego [Ustawa o zapasach... 2007]. Nowelizacja ustawy z 2011 r. wprowadziła zwolnienie od obowiązku utrzymywania zapasów gazu ziemnego przedsiębiorstw energetycznych, których liczba odbiorców nie jest większa niż 100 tysięcy i których przywóz gazu ziemnego nie przekracza w ciągu roku kalendarzowego 100 mln m³. Miało to na celu przyspieszenie liberalizacji rynku, ponieważ *de facto* zwalniało wiele firm z konieczności utrzymania zapasów i tym samym obniżało koszt ich wejścia na rynek gazu.

Nowelizacja faktycznie zintensyfikowała konkurencję PGNiG w obszarze dostaw pierwotnych, ale zrodziła też istotny problem. Z uwagi na nowelizację podmiotem, który jako jedyny nie tylko magazynował gaz, ale także ponosił z tego tytułu koszty, było PGNiG. Z tego powodu w 2016 r. wycofano zwolnienia z obowiązku magazynowania dla dwóch grup, czyli dla firm, które importują 100 mln m³ gazu i tych, które na własne potrzeby go magazynują. Ustawa rozszerzyła więc krąg adresatów, których obejmowała konieczność utrzymywania zapasów obowiązkowych, na wszystkich importerów, a nie tylko przedsiębiorstwa, które przywożą surowiec z zagranicy w celu jego dalszej odsprzedaży.

Okazało się, że przyjęte rozwiązanie stanowi istotną barierę wejścia dla nowych podmiotów. Potwierdza to przeprowadzona w 2016 r. ankieta URE, w której jako istotne ograniczenie dalszego rozwoju konkurencji na rynku detalicznym przedsiębiorcy wskazali wysokie koszty gromadzenia zapasów obowiązkowych. Zdaniem sprzedawców konieczność poniesienia kosztów utrzymywania zapasów obowiązkowych powodowałaby, że ich oferta cenowa stałaby się nieatrakcyjna w stosunku do cen gazu oferowanych przez przedsiębiorstwa Grupy Kapitałowej PGNiG SA.

Problem ten został wzmocniony nowelizacją Ustawy o zapasach z dnia 7 lipca 2017 r., która przewiduje, że od 1 października

2017 r. importerzy gazu, którzy obowiązkowe zapasy utrzymują poza granicami kraju, muszą mieć zarezerwowane ciągłe zdolności przesyłowe na interkonektorach w celu zapewnienia zdolności ich przesyłu do Polski w razie kryzysu energetycznego. Te zdolności mają umożliwić przekazanie całości zapasów w każdych warunkach do kraju w ciągu maksimum 40 dni i nie wolno ich wykorzystywać w celach handlowych.

Ważnym kontekstem nowelizacji jest wysoka cena usługi magazynowania, oferowana przez Gas Storage Poland (spowodowana wysoką wartością majątku po niedawno zakończonych inwestycjach), spółki zależnej od PGNiG. Dochodzi do sytuacji, w której magazynowanie surowca w Polsce nie stanowi rynkowo atrakcyjnej alternatywy wobec robienia tego za granicą.

Komisja Europejska w 2019 r. uznała, że polskie przepisy dotyczące wymogów magazynowania gazu i jego zapasów obowiązkowych są niezgodne z unijnym prawem, ponieważ naruszają zasady konkurencji. KE dała polskiemu rządowi dwa miesiące na wyjaśnienia, po tym terminie KE może skierować sprawę do TSUE.

(Roz)budowa infrastruktury

Zrealizowane inwestycje w interkonektory

Powołanie niezależnych operatorów sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz magazynów oznaczało gwarancję dostępu do infrastruktury wszystkich przedsiębiorstw na równych i transparentnych zasadach. Nie oznaczało to bynajmniej gwarancji pojawienia się konkurencji dla PGNiG, ponieważ dostęp do gazu był utrudniony. Pozyskanie nierosyjskiego surowca z kierunków zachodniego i południowego nie było możliwe przede wszystkim ze względu na brak połączeń infrastrukturalnych.

Realne warunki do utworzenia konkurencji dla PGNiG powstały więc dopiero, gdy nastąpił rozwój infrastruktury przesyłowej

i pojawiły się wolne przepustowości w interkonektorach umożliwiającym import surowca z rynku unijnego. Nowe połączenia umożliwiły konkurencję w segmencie dostaw na rynek pierwotny, który ma fundamentalne znaczenie dla pozostałych komponentów rynku gazu.

Szczególne znaczenie dla rozwoju rynku miało uruchomienie rewersu na gazociągu jamalskim, najpierw wirtualnego w 2011 r., a następnie fizycznego w r. 2014¹³. Rewers umożliwiał kupowanie gazu z Niemiec (który trafił tam przez gazociąg jamalski) po korzystniejszych cenach niż gazu z Rosji, mimo że surowiec ten niemieckie spółki kupowały od Gazpromu. Sprzedaż gazu przez rewers tylko handlowo odbywała się na linii Gazprom-niemieckie spółki-polskie spółki. Fizycznie gaz się jednak nie „cofał” z Niemiec do Polski, a był odbierany w punktach wyjścia gazociągu jamalskiego na terenie Polski, zanim trafił do Niemiec. Stworzenie rewersu fizycznego nie tylko otwierało perspektywę kupowania gazu z rynku niemieckiego, ale dawało również techniczną możliwość odwrócenia jego przepływu, aby w razie odcięcia dostaw surowca z Rosji można było go importować z Niemiec, do których trafiał innymi połączeniami.

Warto dodać, że nastąpiło to w wyniku presji ze strony Komisji Europejskiej, nałożonej na niemieckiego operatora Gascade, ponieważ mimo niewielkich kosztów nie chciał on zezwolić na rewers. Dzięki rozbudowie punktów wejścia do systemów w Lwówku i Włocławku w 2015 r. gazociąg jamalski umożliwia zwiększenie dostaw gazu zza wschodniej granicy do 8,3 mld m³ oraz wzrost

¹³ Rewers to możliwość odbioru gazu z kierunku przeciwnego niż jego faktyczny przepływ. Rewers fizyczny oznacza zmianę kierunku tłoczenia gazu w danym gazociągu, co umożliwia odbiór surowca, np. od innego kontrahenta; rewers wirtualny oznacza możliwość odbioru gazu od takiego kontrahenta bez zmiany kierunku fizycznego przepływu surowca.

wolumenu z Niemiec (punkt wejścia Mallnow) do 5,5 mld m³ dostaw gazu na zasadach ciągłych i aż 11,1 mld m³ na zasadach przerywanych. Rewers daje więc możliwość dostępu do gazu z rynku wspólnotowego, który cechuje inna formuła wyceny surowca (cena rynkowa oparta o grę podaży i popytu na surowiec, a więc nieindeksowana do cen ropy naftowej), pozwalająca w ostatnich latach na zakup surowca po niższej cenie niż ta, którą PGNiG płaci Gazpromowi.

Poza punktem Mallnow w ostatnich latach zwiększono przepustowość połączenia z rynkiem niemieckim także w Lasowie (z 0,9 do 1,5 mld m³ rocznie). W 2012 r. tak samo postąpiono w przypadku połączenia z Czechami w Cieszynie (do 0,5 mld m³ rocznie).

Przed 2011 r. alternatywne wobec wschodniego kierunku możliwości dostaw wynosiły 1 mld m³ gazu rocznie, tj. 10% importu gazu do Polski. Po rozbudowie połączenia w Lasowie, uruchomieniu tego w Cieszynie i rozpoczęciu świadczenia usługi wirtualnego rewersu na gazociągu jamalskim techniczne możliwości transportu gazu ziemnego do Polski z alternatywnych wobec wschodniego kierunków zwiększyły się w 2011 r. o ok. 3,3 mld m³ rocznie, czyli o 30% realizowanego importu gazu do Polski. Był to jednak dopiero początek infrastrukturalnych inwestycji.

Strategiczną inwestycją z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego była budowa terminalu LNG w Świnoujściu, o przepustowości 5 mld m³ rocznie. Decyzja o budowie zapadła w 2006 r., a sam obiekt został oddany do użytku dekadę później. Inwestycja ta daje możliwość zakupu gazu z międzynarodowego rynku LNG, co zwiększa bezpieczeństwo energetyczne poprzez dostęp do gazu pochodzącego od wielu państw eksportujących go w formie skroplonej. Jest to szczególnie istotne wobec procesu zwiększania podaży LNG na światowym rynku na skutek wzrostu produkcji gazu łupkowego i zwiększania przepustowości terminali eksportowych, głównie w Stanach Zjednoczonych i Australii [Oluski i inni 2016].

Terminal LNG w Świnoujściu daje także możliwość stosowania arbitrażu cenowego, ponieważ wycena LNG jest inna niż wycena gazu rosyjskiego czy nabywanego na rynku wspólnotowym. Najważniejszą korzyścią jest jednak wzmocnienie pozycji negocjacyjnej w procesie negocjacji dostaw gazu ziemnego w przyszłości. Zasadność tego założenia pokazał przykład Litwy, która po uruchomieniu tzw. pływającego terminalu (*floating storage regasification unit*, FRSU) zyskała istotny rabat cenowy od Gazpromu. Znaczenie wzmocnionej pozycji negocjacyjnej potwierdza strategia Gazpromu polegająca na segmentacji rynków i różnicowaniu cen surowca w Europie Zachodniej i Środkowej. Rola terminalu w Świnoujściu jako argumentu w negocjacjach cenowych z Gazpromem jest więc znacząca.

Wreszcie terminal może służyć jako źródło gazu dla państw Europy Środkowo-Wschodniej, które nie posiadają takiej instalacji. Tym samym wpisuje się ona w koncepcję budowy w Polsce hubu gazowego, który został zawarty w Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju jako jeden z celów polityki gospodarczej rządu. Bezpośrednią korzyścią wynikającą z realizacji tej koncepcji byłby nie tylko wzrost bezpieczeństwa energetycznego, ale także zwiększenie przepływu gazu przez polski system przesyłowy, który przełożyłby się na możliwość obniżenia taryfy przesyłowej dla odbiorców.

Pierwszy kontrakt na dostawy LNG PGNiG podpisało już w 2009 r. z firmą Qatargas. W 2017 r. koncern zdołał renegocjować umowę (obniżenie ceny w zamian za zwiększenie wolumenu do 2,7 mld m³ gazu) i podpisać kilka nowych na zakup LNG ze Stanów Zjednoczonych, zarówno krótko-, jak i długoterminowych, co zwiększy import LNG po 2023 r. o dodatkowe ok. 9,4 mld m³. W związku ze wzrastającym popytem na LNG w kwietniu 2017 r. Gaz System podjął decyzję o zwiększeniu przepustowości terminalu LNG w Świnoujściu do 7,5 mld m³, co wpisuje się w plan rozbudowy Bramy Północnej. Inwestycja ma być zakończona do 2023 r.

Tabela 1. Główne połączenia z innymi systemami przesyłowymi

Nazwa operatora systemu	Kraj nabycia	Miejsce połączenia	Całkowita zdolność ciągła przesyłowa
Gaz System S.A		Punkt Wzajemnego Połączenia	8,3 mld m ³ (zdolność przerywana 11,1 mld m ³)
Gascade	Niemcy	Mallnow Rewers SGT	5,4 mld m ³ (zdolność przerywana 11,1 mld m ³)
Ukrtransgaz	Ukraina	Drozdowicze	4,4 mld m ³ (zdolność przerywana 5,6 mld m ³)
Bieltrans-gaz	Białoruś	Wysokoje	5,5 mld m ³
ONTRAS	Niemcy	Lasów	1,5 mld m ³
Net4Gaz	Czechy	Cieszyn	0,5 mld m ³

Źródło: Gaz System

Obecnie połączenia gazowe z rynkiem wspólnotowym nie są w pełni wykorzystywane (przede wszystkim w punkcie Mallnow). Tym samym wolne moce przesyłowe umożliwiające import gazu z Niemiec powodują silną korelację cen surowca na wskazanych giełdach, gdzie różnica nie przekracza kosztów transportu z Niemiec do Polski. PGNiG musi oferować sprzedaż surowca na giełdzie po cenie odnoszonej do ceny gazu na rynku niemieckim pod groźbą utraty rynku na rzecz spółek importujących surowiec zza zachodniej granicy. Potwierdzeniem tego jest fakt utrzymywania się niewielkiej różnicy cen między polską giełdą TGE a niemiecką Gaspool zarówno na kontraktach miesięcznych, jak i rocznych w granicach 2 EUR/MWh.

Planowane inwestycje w nowe połączenia

W projekcie Krajowego dziesięcioletniego planu rozwoju sieci gazowej na lata 2018–2027 OGP Gaz System zaplanował dalszą rozbudowę sieci przesyłowej, w tym w szczególności połączeń międzysystemowych, które poza zapewnieniem dalszej dywersyfikacji źródeł i kierunków przesyłania gazu mają umożliwić dostęp do rynków państw ościennych.

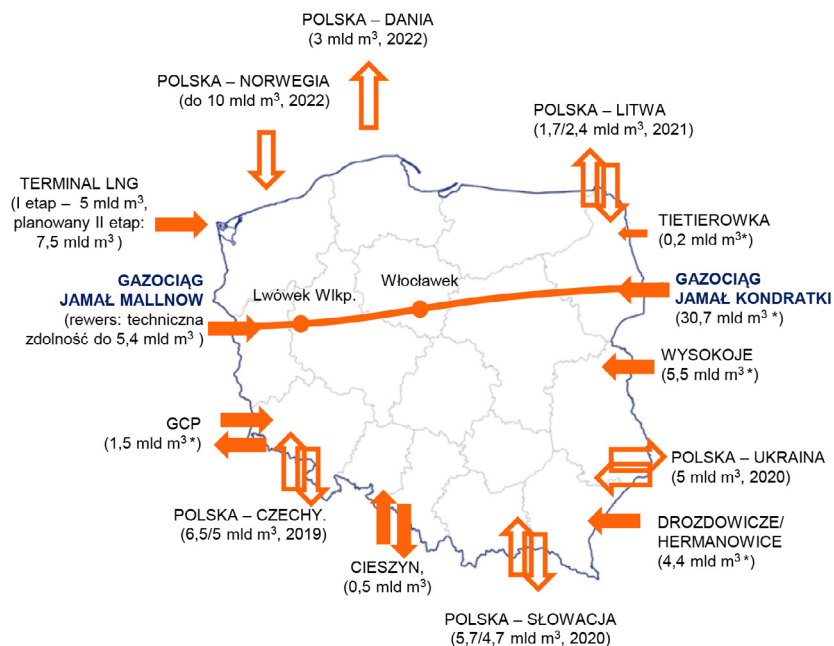
Plan zakłada kontynuację koncepcji budowy korytarza gazowego Północ-Południe, łączącego terminal w Świnoujściu z terminalem LNG Adria w Chorwacji na wyspie Krk i tym samym integrującego obszar Europy Środkowo-Wschodniej. Korytarz obejmuje m.in. budowę połączeń Polska-Słowacja i Polska-Czechy, które zostały wpisane na listę priorytetowych projektów w ramach Inicjatywy Trójmorza. To pierwsze umożliwi przesył na Słowację do 5,7 mld m³ rocznie. W odwrotnym kierunku zdolność przesyłowa ma wynosić maksymalnie 4,7 mld m³ rocznie. Budowa zaczęła się w 2019 r. i ma być zakończona w 2022 r. Natomiast interkonektor polsko-czeski – Stork II – zakłada budowę dwukierunkowego połączenia gazowego pomiędzy Polską a Czechami, co umożliwi przepływ gazu ziemnego na poziomie 5 mld m³ rocznie w kierunku Polska-Czechy i 6,5 mld m³ rocznie w kierunku Czechy-Polska z możliwością dalszej rozbudowy. Połączenie z Czechami, mimo iż było planowane równoległe z interkonektorem słowackim, stoi jednak pod znakiem zapytania. Strona polska obwiniła Czechy za spowolnienie projektu. Z drugiej strony to Gaz System jest oskarżany przez stronę czeską za spowolnienie prac wynikające z priorytetowego potraktowania połączenia z Norwegią. Należy w tym kontekście podkreślić, że polski rząd nie ukrywa, że nie jest chętny do budowy połączenia z Czechami, zanim nie będzie gotowe połączenie Baltic Pipe. W założeniu polskiego rządu interkonektor Polska-Czechy powinien służyć do zasilania regionu gazem norweskim, a nie pozyskiwania z Czech gazu rosyjskiego. W następstwie tego od 2016 r. w odniesieniu do projektu połączenia między

systemami przesyłowymi Polski i Czech, noszącego roboczą nazwę Stork 2, nie odnotowano większych postępów [URE 2017]. Inicjatywa stoi pod znakiem zapytania.

Gaz System przygotowuje również budowę połączenia z Litwą. Rocznie jego zdolność przesyłowa do tego kraju ma wynosić 2,4 mld m³. Planowana przepustowość w przeciwnym kierunku to 1,0-1,7 mld m³ rocznie. Gazociąg ma być gotowy w 2022 r. Należy podkreślić, że jest on kluczowy przede wszystkim dla Litwy, ponieważ będzie jedyną opcją pozyskania gazu z rynku europejskiego, która jako taka będzie stanowiła istotny wkład we wzrost bezpieczeństwa energetycznego wszystkich państw bałtyckich. Dla Polski gazociąg stanowi więc możliwość eksportu gazu na Litwę, aczkolwiek z racji niskiego poziomu konsumpcji w tym kraju i posiadania pływającego terminalu FRSU nie należy oczekiwać, że wolumen gazu przesyłanego na Litwę będzie znaczący. Może być jednak istotny, jeśli wziąć pod uwagę wielkość rynku państw bałtyckich.

Kolejną planowaną inwestycją jest rozbudowa interkonektora z Ukrainą. Nowe połączenie pozwoli na zwiększenie możliwości przesyłu gazu ziemnego z Polski na Ukrainę maksymalnie do 5 mld m³ rocznie, w zależności od technicznych warunków transportu gazu w systemach przesyłowych. Realizacja drugiej fazy projektu pozwoliłaby na zwiększenie zdolności eksportowych maksymalnie do 8 mld m³ rocznie. Mimo potwierdzenia zainteresowania rynku finalna decyzja inwestycyjna nie zapadła po stronie ukraińskiej.

Rysunek 1. Obecne i planowane wejścia i wyjścia do polskiego systemu gazowego



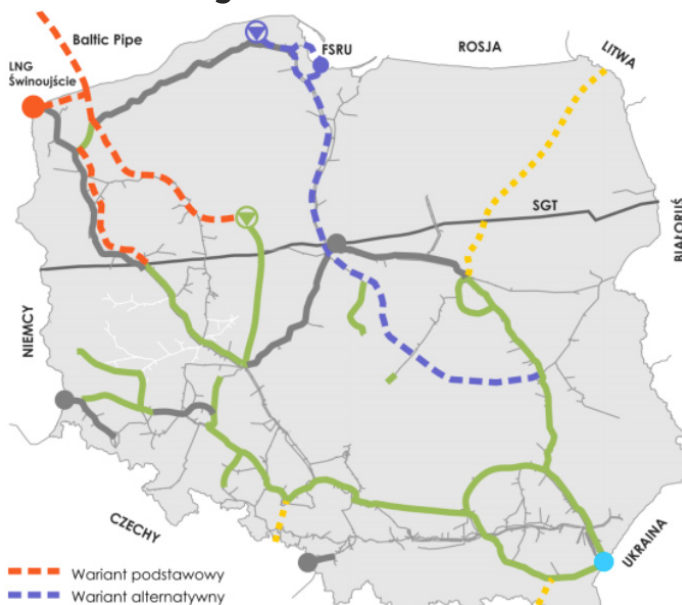
* Przepustowość techniczna

Źródło: PGNiG, prezentacja inwestorska, listopad 2019

Zmiana rządu w 2015 r. zdynamizowała działania na rzecz dywersyfikacji już nie tylko szlaków dostaw, ale także źródeł dostaw surowca do Polski. Rząd Beaty Szydło, a następnie Mateusza Morawieckiego za priorytet w obszarze polityki gazowej przyjął koncepcję budowy tzw. Korytarza/Bramy Północnej, która ma stanowić nie tylko nowy szlak dostaw gazu dla Polski, ale także nowe źródło surowca dla całego regionu. Brama Północna jest uzupełnieniem koncepcji Korytarza Północ-Południe o dodatkowe źródło gazu. Na tę koncepcję składają się przede wszystkim trzy elementy: rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu, instalacja drugiego terminalu LNG w Gdańsku oraz budowa Gazociągu Baltic Pipe do Norwegii via Dania. Jest to już trzecia próba budowy gazociągu do Norwegii w historii III RP. Pierwsza

zakończyła się fiaskiem w 2001 r., druga w 2007 r. również. Zakładany termin realizacji norweskiego gazociągu to r. 2022, czyli okres zakończenia kontraktu jamalskiego. Kluczowe dla rządu jest umożliwienie PGNiG rozpoczęcia negocjacji nad nowym kontraktem gazowym w sytuacji posiadania alternatywnych możliwości pozyskania gazu, aby zwiększyć pozycję negocjacyjną wobec Gazpromu.

Rysunek 2. Warianty importu gazu do Polski z kierunku północno-zachodniego

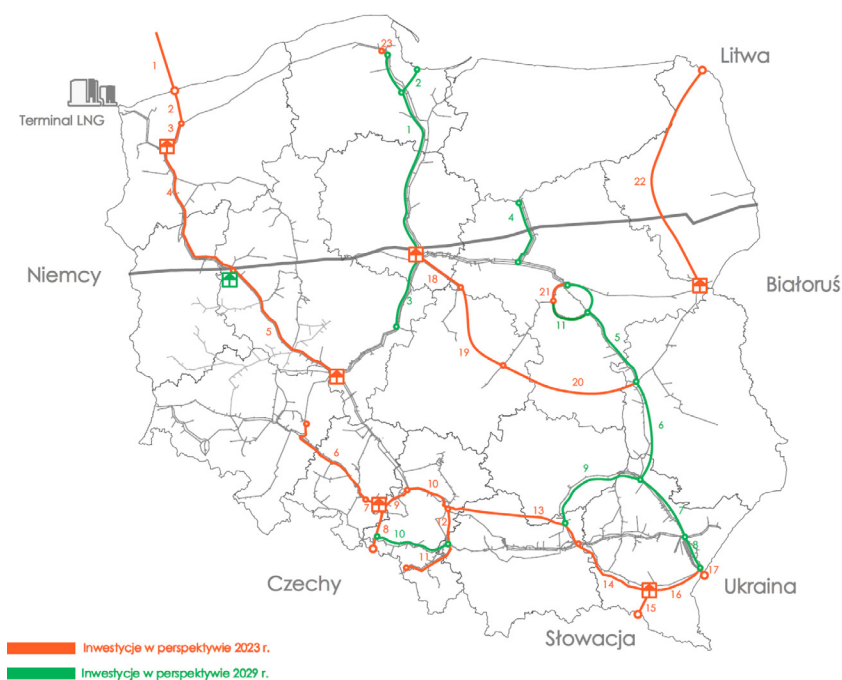


Źródło: www.gaz-system.pl

Projekt budowy drugiego terminalu typu pływającego (FRSU) w Zatoce Gdańskiej ma pozwolić na dostarczenie do Polski od 4,1 do 8,2 mld m³ LNG ziemnego rocznie. Gaz System zakomunikował, że w przypadku podjęcia przez spółkę pozytywnej decyzji inwestycyjnej rozpoczęcie działalności operacyjnej FRSU planowane jest na 2025 r.

Należy do tego dodać, że w latach 2015-2025 OGP Gaz System planuje wybudować ok. 2000 km gazociągów przesyłowych, które umożliwią rozprowadzenie importowanego gazu po Polsce. Realizacja planowanych i częściowo już budowanych połączeń spowoduje, że Polska będzie mieć wystarczającą przepustowość międzynarodowych połączeń, aby w sytuacji wstrzymania gazu z jakiegokolwiek kierunku mogła zastąpić niedobór pozyskaniem surowca z innych krajów. Należy podkreślić, że badanie sytuacji kryzysowych wykonywane przez unijną organizację operatorów ENTSOG pokazuje, że Polska już teraz jest w bardzo niewielkim stopniu wrażliwa na przerwanie dostaw z Rosji.

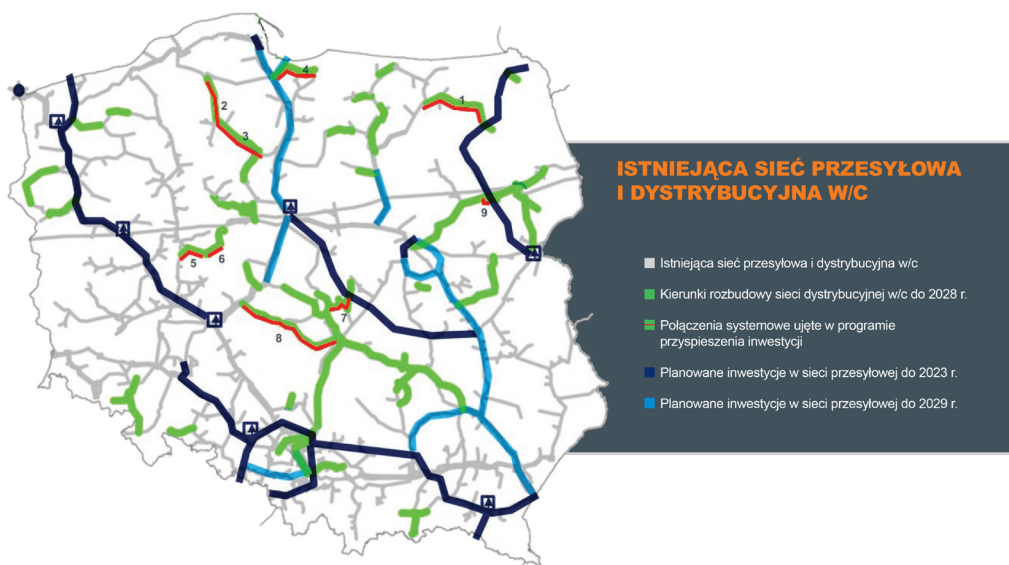
Rysunek 3. Inwestycje planowane w latach 2020-2029



Źródło: www.gaz-system.pl

Nie należy zapominać, że dla rozwoju rynku kluczowe znaczenie ma także rozbudowa wewnętrznej sieci przesyłowej w Polsce przez Polską Spółkę Gazownictwa, która co roku oddaje ok. 2 tys. km nowych gazociągów dystrybucyjnych, a modernizuje 700 km. Do tego instaluje około 60 tys. sztuk przyłączy gazowych budowanych. Rozbudowa wewnętrznej sieci zwiększa dostęp do sieci gazowej w regionach słabo dotychczas zgazyfikowanych, szczególnie w Polsce północno-wschodniej. W efekcie zwiększać się będzie konsumpcja gazu w sektorze gospodarstw domowych, co sprzyja rozwojowi rynku gazu w Polsce.

Rysunek 4. Planowana rozbudowa sieci dystrybucyjnej w Polsce



Źródło: Polska Spółka Gazownictwa

Rozbudowa magazynów

Należy dodać, że poza budową gazociągów kluczowe znaczenie miał ponad dwukrotny wzrost pojemności magazynowych z 1,4 mld m³ w r. 2005 do ponad 3 mld m³ w r. 2020. Zrealizowano wówczas cztery przedsięwzięcia związane z budową/rozbudową podziemnych magazynów gazu (PMG) – Wierzchowice, Strachocina, Kosakowo, Husów. Inwestycje w rozbudowę magazynów, poza funkcją bezpieczeństwa energetycznego, służą także zwiększaniu elastyczności i płynności rynku gazu, ponieważ pozwalają na korzystanie z usług magazynowania w celu reagowania na zmiany popytu/podaży gazu i na wahania cen surowca. Ta funkcja jest kluczowa, ponieważ wzrasta znaczenie wykorzystania PMG na potrzeby *stricto* handlowe, związane z reagowaniem na wahania cen na rynku paliw gazowych, co może skutkować m.in. zwiększonym popytem na usługi krótkoterminowe. Mając to na uwadze, można stwierdzić, że zwiększanie w ostatnich latach wolumenów pojemności czynnych PMG pomaga w wykształceniu konkurencji na rynku gazu.

Należy jednak podkreślić, że obecna pojemność magazynowa w odniesieniu do krajowego zapotrzebowania na surowiec jest wciąż niska w porównaniu do innych państw UE. Z tego względu w perspektywie 2025 r. mają wzrosnąć zdolności magazynowe gazu ziemnego. PMG Wierzchowice ma zwiększyć pojemność magazynową do 2 mld m³ (2020 r.), PMG Mogilno do 0,8 mld m³ (2024 r.), PMG Strachocina do 1,2 mln m³ (2020 r.) i KPMG Kosakowo do 0,25 mln m³ (2024 r.). Jeżeli te inwestycje zostaną zrealizowane, wówczas łączna pojemność magazynowa powinna wynosić ponad 4 mld m³ gazu ziemnego w r. 2024.

Rysunek 5. Lokalizacja podziemnych magazynów gazu w Polsce



Źródło: www.gaz-system.pl

Efekty liberalizacji

Okres dynamicznego rozwoju konkurencji (2013-2016)

Efektom podjętych reform liberalizacyjnych jest rozwój polskiego rynku gazu, przejawiający się w rosnącej konkurencji.

Tabela 2. Udział PGNiG w rynku gazu w Polsce w latach 2013-2018.

Rok	Import + wydobywanie	Udział w hurcie	Udział w detalu	Liczba koncesji na obrót gazem	Liczba zmian sprzedawców
2013	95%	93%	94%	36	429
2014	88%	89%	89%	59	7 007
2015	82%	84%	80%	63	30 749
2016	77%	79%	74%	129	78 437
2017	77%	71%	80%	108	136 419
2018	75%	65%	82%	102	190 317

Źródło: URE

Powyzsza tabela pokazuje, że dynamiczne zmiany miały miejsce szczególnie w latach 2013-2016. Przełomowy był 2015 r., kiedy nastąpiło zdynamizowanie konkurencji w segmentach importu i obrotu, jak również sprzedaży końcowej gazu. Najważniejsza była konkurencja w imporcie, czyli na rynku dostaw pierwotnych. Kluczowe znaczenie miało w tym kontekście otwarcie rewersu fizycznego w punkcie Mallnow, co umożliwiło rezerwację przepustowości na zasadach ciągłych dla innych importerów, którzy zwiększali udział w transporcie surowca z Niemiec kosztem PGNiG. Polski czempion tracił pozycję w segmencie hurtowym i detalicznym, przede wszystkim średnich odbiorców przemysłowych, czyli najbardziej dochodowych klientów. Według wyników badania ankietowego przeprowadzonego na zlecenie

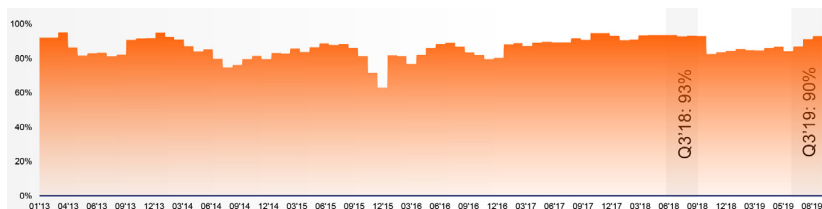
Izby Gospodarczej Gazownictwa w lutym 2016 r. zdecydowała większość uczestników pozytywnie oceniła zmiany w latach 2011-2015, jakie zaszły na polskim rynku gazu ziemnego. Za kluczowe czynniki zostały uznane [IGG 2016]:

- rozwój konkurencji na rynku, który znajduje odzwierciedlenie w rosnącej liczbie działających na nim podmiotów, poszerzaniu ich oferty produktowej, a także w stale rosnącej liczbie zmian sprzedawcy paliwa gazowego;
- zmiany w funkcjonowaniu systemu przesyłowego gazu związanego z rozbudową infrastruktury transgranicznej, wprowadzeniem rewersu wirtualnego i fizycznego na gazociągu jamalskim, a także zmianom w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, które dotyczą zasad funkcjonowania rynku;
- uruchomienie obrotu paliwem gazowym na rynku giełdowym TGE i znaczny wzrost jego płynności, przede wszystkim dzięki wprowadzeniu obliża giełdowego.

Okres regresu konkurencji (2016-)

Od 2016 r. zmiany nie tylko zostały zahamowane, ale odnotowywany jest nawet regres przejawiający się umocnieniem PGNiG na rynku. Zaobserwowany wzrost udziału GK PGNiG SA w sprzedaży gazu do odbiorców końcowych utrzymujący się od 2016 r. wynikał ze spadku importu surowca z zagranicy bezpośrednio przez dużych (przemysłowych) odbiorców końcowych na własne potrzeby i zakupu od GK PGNiG SA. Nastąpiło to głównie w wyniku nowelizacji ustawy zapasowej. Powyższa regulacja stanowi istotne zahamowanie rozwoju rynku gazu w Polsce w segmencie dostaw pierwotnych. Zwiększa bowiem koszt jego zakupu dla importerów surowca, głównie z Niemiec przez rewers Mallnow, co stanowiło podstawę modelu biznesowego przedsiębiorstw wykonujących działalność obrotu gazem. Dowodem na zahamowanie procesu liberalizacji jest ponowny wzrost pozycji rynkowej PGNiG od 2017 r.

Rysunek 6. Udział PGNiG w imporcie gazu do Polski



Źródło: PGNiG, prezentacja inwestorska za r. 2018, 2019

Obawy konkurencji PGNiG podziela także UOKiK, który wskazał, że koszt rezerwacji mocy przesyłowych wyłącznie na potrzeby uruchomienia zapasów obowiązkowych stawia pod znakiem zapytania opłacalność tego rozwiązania. W efekcie zwiększenia różnicy w cenie surowca między rynkiem niemieckim i polskim wzmocniona została pozycja PGNiG wobec swojej konkurencji, której nie będzie się opłacać wykorzystywać tej drogi importu.

Należy podkreślić, że regulacyjne wsparcie PGNiG wynika ze zmiany priorytetów polityki gazowej od 2016 r. Transformacja polegała na umieszczeniu kwestii bezpieczeństwa energetycznego w hierarchii celów zdecydowanie wyżej od liberalizacji rynku, a także zdefiniowaniu liberalizacji jako istotnego ryzyka realizacji strategii dywersyfikacji dostaw gazu do Polski. Oznaczało to konieczność wyhamowania rozwoju konkurencji w segmencie dostaw pierwotnych na polski rynek do czasu osiągnięcia satysfakcjonującego poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu. Nieprzypadkowo zaostrenie regulacji zbiegło się w czasie z postępem projektu Korytarza Norweskiego. Należy dodać, że nowa strategia nie była otwarcie komunikowana ze względu na potencjalny konflikt z instytucjami unijnymi, które nie tylko promują liberalizację rynku gazu w UE, ale widzą w tym procesie najlepsze narzędzie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu.

Przejawem silnego wsparcia PGNiG jest fakt, iż w 2016 r. nastąpił wzrost sprzedaży do największych odbiorców, który wyniósł 10%. Przede wszystkim jest to efekt zawarcia kilku strategicznych

kontraktów, głównie z przedsiębiorstwami kontrolowanymi przez Skarb Państwa, takich jak Grupa Azoty, PGE, PKN Orlen. W powszechnej opinii ekspertów z branży dostawy gazu do państwowych spółek są automatycznie przydzielone PGNiG i żadna inna firma nie ma możliwości zakontraktowania znaczącego wolumenu surowca, ponieważ byłoby to sprzeczne z rządową doktryną wsparcia gazowego czempiona.

Obecna rola PGNiG na polskim rynku gazu

Politykę państwa w stosunku do PGNiG na przestrzeni całej historii koncernu cechowały brak strategii i niekonsekwencja, czego najlepszym dowodem są liczne zmiany koncepcji restrukturyzacji przedsiębiorstwa. Decydenci wykazywali także brak spójności, ponieważ z jednej strony nakładano na spółkę obowiązki, których inne przedsiębiorstwa były pozbawione, a z drugiej strony w wielu kwestiach państwo sprzyjało firmie zarówno poprzez regulacje, jak i w sposób nieformalny, co podważało atrakcyjność wejścia na polski rynek gazu innych podmiotów.

Należy podkreślić, że GK PGNiG jako notowana na Giełdzie Papierów Wartościowych spółka działająca na podstawie Kodeksu prawa handlowego realizuje od początku swojego funkcjonowania (1982 r.) również inne cele niż te komercyjne. PGNiG jako jedyne przedsiębiorstwo sektora publicznego ma w statucie dążenie do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Z tego względu PGNiG traktowane jest jako narzędzie realizowania polityki energetycznej przez państwo. Funkcja ta została istotnie wzmocniona od 2016 r. Najważniejszym przejawem realizacji tego celu jest zapewnienie dostaw gazu do Polski na podstawie wieloletniego kontraktu jamalskiego zawartego z Gazpromem w 1996 r., a także kontraktu katarskiego zawartego z firmą Qatargas w 2009 r. Obydwie umowy, a także ich późniejsze aneksy, zostały zawarte pod wpływem decyzji organów państwowych nakładających na spółkę zadania gwarancji wieloletnich dostaw gazu do Polski, co powodowało, że nie były najlepszym rozwią-

zaniem z punktu widzenia rachunku ekonomicznego przedsiębiorstwa, ale szerzej definiowanego interesu publicznego, który nie zawsze pokrywał się z interesem koncernu. Do czasu nowelizacji prawa energetycznego w 2016 r. PGNiG było *de facto* jedynym podmiotem odpowiedzialnym za magazynowanie gazu, ponoszącym z tego tytułu dodatkowe koszty.

Warto podkreślić, że PGNiG wciąż pełni ważną funkcję użyteczności publicznej poprzez subsydiowanie ceny gazu dla gospodarstw domowych. Spółka sprzedaje dla nich gaz ze stratą, co obrazuje niska różnica w cenie surowca dla gospodarstw domowych i przedsiębiorstw, które zużywały większy wolumen. W 2019 r. średnia cena gazu w UE dla gospodarstwa domowego wynosiła 0,0632 EUR/kWh, a w Polsce – 0,0473 EUR, czyli prawie o 1/3 mniej. W wypadku przemysłu średnia cena unijna wyniosła 0,0288 EUR, także w Polsce dla tej grupy nie odbiegała znacząco i liczyła 0,0337 EUR, czyli o 20% więcej¹⁴. Ponadto segment obrotu i magazynowania do 2016 r. przynosił minimalny zysk, a od 2017 r. jako jedyny nie jest rentowny (w 2018 r. – 0,8 mld zł EBITDA wobec 7,8 mld zł całej Grupy Kapitałowej¹⁵).

Z drugiej strony PGNiG skutecznie hamowało proces liberalizacji rynku gazu, a także miało istotny wpływ na proces legislacyjny. Dowodem na to jest np. nowelizacja ustawy magazynowej czy zablokowanie powołania Narodowego Operatora Kopalni Energetycznych. Przejawem specjalnych przywilejów jest także odgórna decyzja o utrzymaniu dostaw z PGNiG w portfolio zamówień spółek Skarbu Państwa.

¹⁴ Dane za Eurostatem.

¹⁵ Dane za PGNiG.

Pożądane kierunki rozwoju

Założenia nowego paradygmatu

Dokończenie budowy rynku gazu po 2022 r.

Intensywny plan rozbudowy połączeń zewnętrznych spowoduje, że po zakończeniu planowanych inwestycji (2022 r.) Polska osiągnie zadowalający stopień bezpieczeństwa energetycznego. Będzie w pełni niezależna od polityki gazowej Federacji Rosyjskiej, co stanowiło główne wyzwanie na przestrzeni całej III RP. Tym samym wraz z zakończeniem kontraktu jamalskiego i inwestycji dywersyfikacyjnych wyczerpią się powody, dla których wstrzymana była kontynuacja reform kończących budowę rynku gazu w Polsce. Głównym postulatem raportu jest więc rekomendacja dokończenia reform rynku gazu po 2022 r., które zostały wstrzymane na skutek priorytetu bezpieczeństwa energetycznego, w tym przede wszystkim realnego otwarcia na konkurencję, także zagraniczną.

Kluczową kwestią jest klarowne zdefiniowanie roli PGNiG na nowym, zliberalizowanym rynku gazu. PGNiG powinno przestać wykonywać zadania niekomercyjne i w pełni skoncentrować się na rozwoju własnego potencjału. Oznacza to przede wszystkim zdjęcie bądź radykalne ograniczenie funkcji bezpieczeństwa dostaw i przeniesienie jej na inne podmioty i instytucje. Tak zdefiniowana rola PGNiG w pełni wpisuje się w wizję, którą spółka zdefiniowała w przyjętej strategii w 2014 r. (obecnie zmienionej): „Od gwaranta dostaw gazu do aktywnego, rentownego i konkurencyjnego gracza na rynkach wydobywania węgla i obrotu nośnikami energii, przy zapewnieniu dywersyfikacji dostaw gazu”. Koncern powinien więc znajdować się w domenie państwowej jako przedsiębiorstwo sektora publicznego (*state-owned enterprise*), ale nie firma realizująca zadania o

charakterze publicznym (*public undertaking*). Pełna komercjalizacja musi możliwie blisko upodobnić funkcjonowanie spółki do przedsiębiorstw prywatnych i uzyskać zbliżone wyniki efektywności. Wykorzystanie pełnego potencjału PGNiG umożliwiłoby rozwój spółki i zagraniczną ekspansję, która pozwalałaby zwiększać wartość przedsiębiorstwa i tym samym przynosiłaby pozytywne efekty dla całej gospodarki, wynikające z korzyści skali [zob. Staniłko 2014]. Rozwój spółki może pociągnąć za sobą wzrost wpływów z podatków, zatrudnienia, w tym także atrakcyjnych stanowisk wiedzochłonnych. Będzie bodźcem rozwoju innowacyjności całego sektora surowcowo-wydobywczego w Polsce. Powyższa wizja dobrze wpisuje się w cele stawiane w Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju, które wspierają rozwój tzw. narodowych czempionów. Realizacja takiej strategii wymaga jednak głębokich zmian, jakie powinny zajść w samej spółce, jak i w jej otoczeniu.

Pełne uwolnienie potencjału rozwojowego PGNiG wymaga także politycznej decyzji o urealnieniu, czyli *de facto* podwyższeniu cen gazu w segmencie gospodarstw domowych. Uzasadnione powinno być jedynie wsparcie dla najuboższych konsumentów (tzw. odbiorców wrażliwych), realizowane za pomocą polityki socjalnej państwa, a nie poprzez utrzymanie regulacji cen dla wszystkich gospodarstw domowych na zaniżonym poziomie. Praktyka ta bowiem oznacza osłabianie i utrudnianie rozwoju PGNiG. Wszystkie obowiązki spoczywające na przedsiębiorstwach świadczących usługę sprzedaży gazu, w tym PGNiG, nie mogą mieć charakteru dyskryminacyjnego i powinny być w równym stopniu rozłożone na wszystkich uczestników rynku.

Przygotowanie odpowiednich warunków przez państwo nie może jednak w żaden sposób utrudniać konkurencji na krajowym rynku gazu, co odbiłoby się niekorzystnie na odbiorcach surowca. Docelowo spółka nie powinna korzystać ze strategii ochrony krajowego rynku gazu przed nowymi podmiotami, w tym zagranicznymi. Wręcz przeciwnie, sprostanie konkurencji

na polskim rynku powinno być swego rodzaju przygotowaniem PGNiG do zagranicznej ekspansji. Wspieranie rozwoju spółki nie może więc polegać na przyjmowaniu regulacji stawiających koncern w uprzywilejowanej pozycji względem innych przedsiębiorstw. W ten sposób wprowadzone zostaną czytelne kryteria oceny funkcjonowania przedsiębiorstwa, umożliwiające rozliczenie z realizacji strategii. Tym samym dojdzie do podwyższenia standardów zarządzania. Pozbawienie uprzywilejowanej pozycji jest konieczne nie tylko ze względu na zaburzenia gry rynkowej i nieoptymalną alokację zasobów z powodu instytucjonalnie ugruntowanej nierówności wpływów. Zaniechanie paternalistycznego podejścia jest także uzasadnione z punktu widzenia interesów samej spółki. Umożliwia bowiem podniesienie wartości przedsiębiorstwa nie przez koncentrację na „pogoni za rentą” (*rent seeking*), ale również poprzez wzrost efektywności. Pomoże to zwiększyć transparentność i konkurencyjność samego rynku gazu, m.in. dzięki zwiększonym inwestycjom zagranicznym.

Metody wspierania konkurencyjności PGNiG przez państwo nie powinny być stosowane z naruszeniem zasady horyzontalnego wsparcia konkurencyjności polskich przedsiębiorstw, opartego na pomocy w rozwoju wszystkich podmiotów w jednakowym stopniu, a nie selektywnym wyborze różnych grup adresatów – poszczególnych branż, sektorów lub pojedynczych przedsiębiorstw. Naruszenie tej zasady powoduje zniekształcenie gry rynkowej. Finalnie powstaje więcej kosztów niż korzyści, ponieważ windowanie konkurencyjności danego przedsiębiorstwa odbywa się kosztem obniżenia konkurencyjności gospodarki jako całości.

Rola państwa we wspieraniu konkurencyjności PGNiG winna koncentrować się przede wszystkim na tworzeniu odpowiednich warunków instytucjonalnych, a więc kreowaniu środowiska sprzyjającego prowadzeniu działalności gospodarczej i innowacji. Uwagę należy poświęcić budowie sprawnych instytucji, infrastruktury, a także systemu prawnego, podatkowego i rynku

pracy, czyli narzędziom obniżającym koszty transakcyjne. Pomoc państwa dla PGNiG powinna więc odbyć się poprzez stworzenie warunków rozwoju dzięki minimalizacji obciążeń i posługiwania się uniwersalnymi instrumentami promocji przedsiębiorczości aniżeli specjalnemu traktowaniu koncernu.

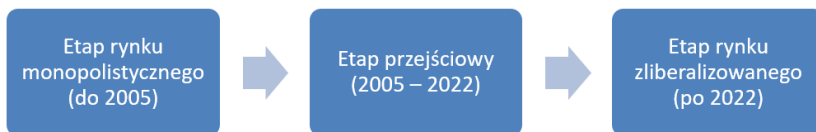
Okres przejściowy rozwoju rynku do 2022 r.

Należy podkreślić, że zaproponowana wyżej rola w strategii państwa jest tą docelową, która może być realizowana dopiero po wygaszeniu kluczowych historycznych czynników determinujących obecny kształt rynku gazu, czyli po r. 2022. Jest to konieczne, aby rywalizacja rynkowa odbywała się na równych zasadach, a więc nie dyskryminowała podmiotów ze względu na szczególną funkcję, jaką dotychczas pełniły. Kluczowym warunkowaniem powodującym konieczność odłożenia w czasie niektórych postulowanych w dalszej części raportu reform jest obecny portfel dostaw PGNiG. Mając na uwadze, że nie tylko gaz z Rosji, ale także z Kataru jest kupowany po cenie wyższej od ceny, za jaką można sprowadzić surowiec z alternatywnych źródeł (głównie giełdy niemieckiej Gaspool), i dochodzi do zaniżania cen dla gospodarstw domowych, a kolejne inwestycje Gaz Systemu są przeprowadzane w formule *open season*¹⁶, co generuje koszt rezerwacji mocy w planowanych gazociągach (głównie Baltic Pipe) dla PGNiG, za zasadne należy uznać czasową akceptację wyhamowania rozwoju konkurencji w obszarze dostaw pierwotnych na polskim rynku. Będzie to stanowić ułatwienie rentownego uplasowania zakontraktowanego z zagranicy gazu przez PGNiG, a więc swoistą rekompensatę z tytułu ponoszenia kosztów wynikających z funkcji, jaką spółka pełniła dotychczas – gwaranta dostaw gazu do polskich odbiorców. Warto zwrócić

¹⁶ Procedura zgłaszania popytu przez uczestników rynku sprawdza, czy istnieje potencjalne zainteresowanie budową infrastruktury.

uwagę, że na rynku gazu nie było możliwe rozwiązanie kontraktów długoterminowych, co miało miejsce na rynku elektroenergetycznym i wiązało się ze zwrotem kosztów dla przedsiębiorstw z tytułu zerwania umów (tzw. koszty osierocone).

Rysunek 7. Etapy rozwoju rynku gazu w Polsce



Przyjęcie założenia konieczności występowania okresu przejściowego, wynikającego z braku możliwości płynnej zmiany od monopolu do pełnej liberalizacji, ma konsekwencje dla kilku obszarów polityki gazowej. Planowana pełna komercjalizacja PGNiG w postaci zdjęcia z koncernu obowiązku dbania o bezpieczeństwo energetyczne powinna być przeprowadzona do r. 2022. W tym kontekście należy zwrócić uwagę, że po tym czasie będą wciąż obowiązywać kontrakt na dostawy gazu z Kataru (do 2034 r.) i koszty rezerwacji mocy na planowanych nowych interkonektorach (głównie Baltic Pipe), ale wobec możliwości zrównoważenia ceny gazu przez tańsze wydobycie krajowe i utrzymanie w Grupie Kapitałowej dochodowej części dystrybucyjnej koszty i korzyści będące zaszłością historyczną w 2022 r. powinny się zrównoważyć. Planowany zakup gazu z Norwegii, uzasadniający budowę Korytarza Norweskiego, powinien nastąpić po cenie rynkowej. Można zatem założyć, że PGNiG nie będzie potrzebowało utrzymywania narzędzi hamowania liberalizacji, aby znaleźć chętnych do sprzedaży surowca.

Należy podkreślić, że r. 2022 powinien być graniczny. Zakończenie kontraktu jamalskiego i budowy nowych połączeń gazowych spowoduje, że wygaszone zostaną przesłanki do hamowania konkurencji w obrębie dostaw na rynek pierwotny. Utrzymywanie regulacji utrudniających rozwój rynku po tym terminie będzie stanowić pomoc publiczną, która nie zyska uzasadnienia w postaci

realizacji ważnego interesu, jakim jest bezpieczeństwo energetyczne. Wreszcie należy podkreślić, że odłożenie w czasie reform związanych z warunkami dostaw pierwotnych na polski rynek nie powinno hamować zmian, które należy przeprowadzić przed 2022 r. Dotyczy to przede wszystkim transformacji systemowych (następny rozdział), a także zmian *stricte* dotyczących polskiego rynku gazu, które nie odnoszą się do segmentu dostaw pierwotnych.

Rekomendacje systemowe dotyczące zarządzania przedsiębiorstwami państwowymi

Przeniesienie tworzenia strategii polityki energetycznej do KPRM

Polityka gazowa powinna być funkcją polityki energetycznej, która ma strategiczne, horyzontalne znaczenie dla każdego państwa. Ścisłe wiąże się i bezpośrednio wpływa na wiele innych obszarów polityki publicznej. Z tych powodów zaleca się, by tworzenie strategii polityki energetycznej było domeną nowej jednostki funkcjonującej w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów (KPRM), będącej „mózgiem” państwa – instytucjonalnym zapleczem premiera, odpowiedzialnym za programowanie i ewaluację polityk ponadsektorowych [Rokita 2015]. Takie rozwiązanie zapewniłoby odpowiednie skoordynowanie głównych celów polityki energetycznej z celami rozwojowymi Polski, co pozwoliłoby na zaniechanie praktyki realizacji sprzecznych zadań przez ministrów odpowiedzialnych za poszczególne działy administracji państwowej wpływające na politykę energetyczną. Przede wszystkim spójność koncepcji niezbędna jest w skutecznej realizacji roli, jaką mają do odegrania krajowe spółki energetyczne (PGE, Tauron, Enea, Energa) i gazownicze (PGNiG), które poddane są presjom kolidujących ze sobą oczekiwań poszczególnych ministrów. Na przykładzie polskiego potentata gazowego można wskazać, że minister finansów oczekuje od PGNiG maksymalizacji przychodów fiskalnych, minister aktywów – państwowych

inwestycji, minister środowiska – intensyfikacji prac rozpoznawczych i wzrostu wydobycia gazu, minister ds. energii (przed jego likwidacją) – zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, ministerstwo klimatu – obniżenia emisyjności, a rząd – niskiej ceny gazu dla wyborców. Odpowiedzią na ten problem jest powstanie strategicznych założeń dotyczących szeroko pojętej transformacji energetycznej w KPRM. Poszczególne ministerstwa powinny pełnić jedynie funkcję wdrożeniową.

Rozwiązaniem alternatywnym, zakładającym brak instytucjonalnych zmian, jest przyjęcie strategicznego dokumentu – *Polityki Energetycznej Polski 2040* – jako realnej, a nie tylko formalnej, strategii energetycznej wynikającej z obowiązku stworzenia dokumentu przewidzianego przepisami ustawy – Prawo energetyczne. Aby strategia stała się właściwym wyznacznikiem działań, musi nie tylko definiować cele, ale również jasno wskazywać, jak odpowiedzieć na fundamentalne dylematy i napięcia. Rozwiązywanie konfliktowych postulatów w sposób nieformalny powoduje, że strategiczne dokumenty nie pełnią realnej funkcji kierunkowej, ale stają się jedynie formalnymi drukami urzędowymi niewpływającymi na rzeczywistość.

Utrzymanie rozdziału funkcji własnościowej i regulacyjnej państwa

Funkcja własnościowa (kontrolna wobec PGNiG) powinna być sprawowana przez Ministerstwo Aktywów Państwowych, a regulacyjna w zakresie gazownictwa przez ministerstwo odpowiadające za dział administracji państwowej, jaką jest energia. Wcześniejsze rozwiązanie polegające na skoncentrowaniu nadzoru nad PGNiG i regulacji w Ministerstwie Energii, a następnie Ministerstwie Aktywów Państwowych, okazało się dysfunkcjonalne, ponieważ ten sam podmiot był jednocześnie znaczącym uczestnikiem rynku, jak również arbitrem. To łatwo rodzi konflikt interesów skutkujący uprzywilejowanym traktowaniem przez organ regulacyjny podmiotów państwowych.

Ponadto w takiej strukturze trudno zapewnić przejrzyste i jednolite w skali gospodarki zasady funkcjonowania całego sektora, co jest ważne ze względu na naturalną skłonność do pojawiania się na styku krajowego właściciela i przedsiębiorstw państwowych zjawisk patologicznych, jakimi są np. korupcja polityczna czy nepotyzm [Bałtowski 2014].

Należy do tego dodać, że MAP powinno kontrolować wszystkie państwowe spółki z wyjątkiem przedsiębiorstw sieciowych, czyli OGP Gaz System i PSE Operator, które pełnią inną funkcję od pozostałych. Rozdział nadzoru nad spółkami gazowymi – operatorem sieci Gaz Systemem i PGNiG – między różnymi ministerstwami powinien być więc zachowany jako naturalna konsekwencja rozdziału właścicielskiego.

Warto podkreślić, że utrzymanie wszystkich aktywów w postaci udziałów w spółkach umożliwi funkcjonowanie MAP na wzór państwowego funduszu inwestycyjnego, którego rolą powinno być pomnażanie majątku narodowego za pomocą optymalizacji udziału w aktywach poszczególnych przedsiębiorstw i projektów biznesowych. Z punktu widzenia Skarbu Państwa liczy się bowiem interes całego portfela spółek, a nie tylko tej jednej i to kosztem całej gospodarki.

Profesjonalizacja nadzoru właścicielskiego ze strony Ministerstwa Aktywów Państwowych

Wzrost konkurencyjności polskich spółek gazowych wymaga zwiększenia profesjonalizacji nadzoru właścicielskiego. W związku z tym należy:

- ustabilizować skład kluczowych organów;

Prezesi i członkowie zarządów spółek przeważnie pełnili swoje funkcje znacznie krócej niż wynosi przeciętny cykl inwestycyjny, co działało niekorzystnie na rozwój firm. Zasada ta dotyczy także PGNiG. Powołany na to stanowisko w grudniu

2015 r. Piotr Woźniak był piątym prezesem spółki w ciągu ostatnich czterech lat. Innym problemem, na co zwracały uwagę raporty NIK-u, były często niskie kompetencje mianowanych przez państwo członków rad nadzorczych, a czasem i członków zarządów [Paszewski 2011:26].

- eliminować „ręczne sterowanie” spółkami przez nadzorujące ministerstwo, co zaciera podział funkcji zarządczej i nadzorczej;

Rząd nie powinien być zaangażowany w bieżące zarządzanie przedsiębiorstwami, ale raczej pozwolić firmom na pełną niezależność operacyjną, by realizowały wyznaczone dla nich cele. Dodatkowym argumentem za takim rozdziałem funkcji jest teoria agencji, która wskazuje na problemy w ułożeniu pożądanej dla instytucji nadzorującej relacji między tą nadzorującą i nadzorowaną, wynikającą z konfliktu celów i asymetrii informacji między nimi. Organom przedsiębiorstw publicznych powinno się udzielić więc wyraźnego pełnomocnictwa i przenieść na nie ostateczną odpowiedzialność za wyniki przedsiębiorstw.

- przyjęcie procedur utrudniających upolitycznienie rad nadzorczych w postaci przeprowadzenia otwartych konkursów, stenografowanych i dostępnych dla opinii publicznej, a także wprowadzenia instytucji wysłuchania publicznego;

Koniecznym aspektem profesjonalizacji nadzoru państwa nad spółkami jest profesjonalizacja zarządów i rad nadzorczych. Powołanie osób do organów tych spółek powinno odbywać się na podstawie czytelnych kryteriów merytorycznych, a nie politycznych łupów, które obniżają standardy nadzoru.

- przyjęcie systemowych zasad nominacji do rad nadzorczych w ustawie;

Profesjonalizacja doboru osób do rad nadzorczych spółek z udziałem Skarbu Państwa rodzi konieczność przyjęcia regulacji w tej materii w ustawie, która powinna zawierać jasno określo-

ne cele polityki właścicielskiej państwa (rozwiązywanie problemów zawadności rynku, wspomaganie wzrostu gospodarczego lub szczególne cele pozaekonomiczne, np. bezpieczeństwo energetyczne) oraz sprecyzowane kompetencje różnych organów państwa wobec przedsiębiorstw krajowych [Bałtowski, Kwiatkowski 2014].

- wzmocnić kompetencje analityczne urzędników z poszczególnych ministerstw z zakresu branży, w której funkcjonuje dane przedsiębiorstwo państwowe.

Jest to kluczowe, aby ograniczyć asymetrię informacyjną i merytoryczną między spółką a ministerstwem sprawującym nad nią pieczę, ponieważ uniemożliwia to sprawny nadzór. Wzmocnienie wiedzy merytorycznej i umiejętności kontroli jest konieczne, aby uniknąć zjawiska „machania przez ogon psem”.

Rezydualna polityka dywidendowa

Zdefiniowanie roli spółek Skarbu Państwa jako narzędzi polityki gospodarczej kraju wymaga przyjęcia nadwyżkowej (rezydualnej) polityki dywidendowej przez Skarb Państwa, zakładającej kierowanie na dywidendy jedynie tej części kwoty zysku, która nie może być wystarczająco efektywnie reinwestowana w spółce. Spółka Skarbu Państwa, w tym PGNiG, powinna więc osiągnąć co najmniej taką stopę zwrotu z inwestycji finansowanej zyskiem zatrzymanym, jaką główny akcjonariusz spółki, czyli Skarb Państwa, mógłby otrzymać z alternatywnej inwestycji. Rząd i MAP nie powinny więc naruszać formuły reinwestowania zysków w sytuacji, kiedy dochód z tego tytułu jest wyższy niż ten uzyskany z zainwestowania zysku poza spółką.

Przyjęcie takiej polityki może oznaczać obniżenie poboru dywidendy przez Skarb Państwa. Jest to jednak konieczne do zmniejszenia kosztu finansowania zewnętrznego nowych projektów i tym samym zwiększenia nakładów inwestycyjnych zwielokrotniających wartość spółki. Wysokość dywidendy pobieranej

w spółkach Skarbu Państwa nie powinna być jednak podyktowana krótkofalowymi korzyściami fiskalnymi kraju, ale potrzebami finansowymi spółki i planami inwestycyjnymi wynikającymi z przyjętej strategii rozwoju.

Rekomendacje dotyczące sektora gazowego

Pełna komercjalizacja PGNiG SA

Postulowany cel, jakim jest wzrost wartości PGNiG i długofalowy rozwój przedsiębiorstwa, powoduje, że co do zasady spółka nie powinna realizować pozaekonomicznych celów. Należy w związku z tym usunąć z jej statutu przepis, który nakłada na nią obowiązek dbania o bezpieczeństwo energetyczne kraju (art. 4, ust. 2) i przenieść go na inne podmioty publiczne, w tym m.in. na operatora sieci przesyłowej – OGP Gaz System. Tak samo wyeliminować należy art. 17 statutu PGNiG, który przewiduje, że właściwy minister reprezentujący Skarb Państwa wyraża zgodę na „zmianę istotnych postanowień obowiązujących umów handlowych dotyczących importu gazu ziemnego do Polski oraz na zawarcie nowych takich umów handlowych” (ust. 1) oraz na „realizację strategicznych przedsięwzięć inwestycyjnych lub udział Spółki w przedsięwzięciach inwestycyjnych mogących trwale lub przejściowo pogorszyć efektywność ekonomiczną działalności Spółki, ale koniecznych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski” (ust. 2).

Komercjalizacja oznacza pełną swobodę przedsiębiorstwa w tworzeniu i realizowaniu strategii, w tym przede wszystkim swobodę zawierania kontraktów na dostawy gazu. Pełna komercjalizacja PGNiG oznacza całkowitą swobodę w wyborze projektów biznesowych. Kryterium ekonomiczne powinno być jedynym ich miernikiem. Przykładem odgórznej ingerencji w strategię PGNiG była m.in. decyzja wymuszająca zaangażowanie kapitałowe w proces restrukturyzacji polskiego górnictwa, która choć była formalnie zgodna z interesem ekonomicznym

nym spółki, w rzeczywistości okazała się gospodarczo wątpliwa. Innym przykładem interwencjonizmu jest zakup w 2017 r. nowych akcji firmy budowlanej Polimex-Mostostal, aby ratować ją przed upadłością.

Z drugiej strony swoboda powinna odnosić się także do wyboru dostawcy gazu, szczególnie przez inne państwowe spółki. Wywieranie presji na korzystanie z usług PGNiG wbrew woli przedsiębiorstw przemysłowych, a także jednostek sektora publicznego, jest szkodliwe dla konkurencyjności tych podmiotów. Ma to szczególne znaczenie dla firm sektora chemicznego, dla których zakup gazu stanowi znaczącą pozycję kosztową. Dlatego postuluje się pełną swobodę i odpowiedzialność jednostek sektora publicznego, w tym przedsiębiorstw kontrolowanych przez MAP, w kwestii polityki zakupowej gazu.

Aby redukcja kosztów była realna i trwała, należy instytucjonalnie ograniczyć rolę związków zawodowych w państwowych przedsiębiorstwach. W sytuacji kontroli Grupy Kapitałowej przez Skarb Państwa to właściciel tworzy równowagę między efektywnością kosztową spółki a respektowaniem interesów pracowników. Silna pozycja związków zawodowych w państwowych koncernach, w tym w PGNiG, tę równowagę zaburza na niekorzyść możliwości rozwojowych firm. Potwierdza to fakt, że w spółkach Skarbu Państwa, gdzie ich rola jest relatywnie duża, koszty działalności są znacznie wyższe niż w przedsiębiorstwach prywatnych¹⁷.

¹⁷ Potwierdza to m.in. fakt, że w przedsiębiorstwach sektora publicznego przeciętne wynagrodzenie jest wyższe o 28,6% od wynagrodzenia w przedsiębiorstwach prywatnych (za: *Wyniki finansowe podmiotów gospodarczych I-XII 2012*, oprac. GUS, Departament Przedsiębiorstw, przedm. K. Walkowska, Warszawa 2013, dostęp online, <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/podmioty-gospodarcze-wyniki-finansowe/przedsiębiorstwa-niefinansowe/wyniki-finansowe-podmiotow-gospodarczych-2012-r,11,8.html>, data dostępu 10.08.2020).

Ważnym wyzwaniem dla PGNiG wynikającym z silnego związku z państwem jest zmiana kultury organizacyjnej, będąca efektem historycznych zaszczości, kiedy spółka nie funkcjonowała w otoczeniu rynkowym. Kluczowe w tym kontekście jest pojęcie nawyków organizacyjnych wywodzących się z ewolucyjnej teorii przedsiębiorstwa [Winter 2004]. Podobnie jak w przypadku przedsiębiorstw z sektora energetycznego opóźnienie modernizacji PGNiG wynika ze zinternalizowanych norm organizacji pracy, pochodzących z okresu, w którym spółka nie funkcjonowała w otoczeniu konkurencji rynkowej. Jeśli PGNiG ma się stać polskim czempionem, konieczna jest głęboka transformacja nie tylko jej struktur, ale także kultury organizacyjnej, w tym przede wszystkim przezwycięzenie biurokratycznego balastu i wykształcenie menedżerskiej kultury zarządzania. Powinna być ona bliższa kulturze organizacyjnej konkurencyjnej korporacji aniżeli zasiedziałego przedsiębiorstwa użyteczności publicznej. W tym kontekście należy podkreślić, że ważnym czynnikiem wpływającym na kulturę organizacyjną jest otoczenie konkurencyjne. Realizacja postulatów dotyczących równych szans powinna pozytywnie wpłynąć na PGNiG ze względu na silniejszą motywację do rozwoju.

Zmiana modelu utrzymywania zapasów gazu

Mając na uwadze wskazane problemy z dotychczasowym systemem magazynowania, optymalnym rozwiązaniem jest ukształtowanie zapasów gazu na wzór rezerwy strategicznej, utrzymywanej i operacyjnie zarządzanej przez podmiot, który nie uczestniczy bezpośrednio w walce konkurencyjnej. Najbardziej predestynowanym do realizacji tego zadania jest operator sieci przesyłowej, czyli OGP Gaz System, który w ten sposób mógłby optymalizować pracę systemu. Rozwiązanie to wymaga oczywiście dokapitalizowania Gaz Systemu, aby miał on środki na zakup magazynów. Zapas strategiczny zgromadzony w magazynach byłby uruchamiany na polecenie ministra gospodarki w stanach nadzwyczajnych. Rezerwa strategiczna mogłaby być

finansowana przez wszystkich uczestników rynku poprzez wliczenie kosztów do opłat przesyłowych przez operatora. Tym samym stanowiłaby *quasi* podatek od bezpieczeństwa energetycznego, którym byłiby obciążeni wszyscy uczestnicy rynku.

Poza zmianą podmiotu odpowiedzialnego za utrzymywanie zapasów należy również dokonać zmian ilości utrzymywanego surowca. Wolumen zapasów stanowiących rezerwę strategiczną powinien być dopasowany do zmieniających się uwarunkowań rynkowych. Trwająca liberalizacja rynku spowodowała zmniejszenie roli zapasów w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego. Docelowa rezerwa strategiczna może być więc mniejsza od obecnych wymagań, ponieważ w ustawie o zapasach usankcjonowane narzędzia bezpieczeństwa dostaw bazują na nierynkowych rozwiązaniach administracyjnych, których wprowadzenie podyktowane było niedostatecznym poziomem rozwoju polskiego rynku gazowego.

Dodatkowym elementem nowego systemu powinny być obowiązkowe zapasy handlowe dla przedsiębiorstw, dostosowane do wielkości udziałów spółek w imporcie. Wysokość obowiązkowych zapasów powinna być zróżnicowana i adekwatna do konsumpcji gazu w poszczególnych miesiącach (na wzór systemu magazynowania we Francji), co oznaczałoby zwiększenie ich ilości w czasie sezonu grzewczego i obniżenie po tym okresie. Należy podkreślić, że wobec praktyki utrzymywania zapasów handlowych przez przedsiębiorstwa obrotu wprowadzenie formalnego obowiązku nie będzie wiązać się ze znaczącym podniesieniem kosztów przez te spółki, a jednocześnie pozwoliłoby to zmniejszyć obowiązkowe zapasy gazu należące do OGP Gaz Systemu i tym samym obniżyć koszt funkcjonowania systemu magazynowania. Inną korzyścią tego rozwiązania byłoby zwiększenie opłacalności inwestycji w magazyny gazu, co powinno zdynamizować budowę instalacji i dodatkowego wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego. Zmiana modelu zapasu gazu powinna brać pod uwagę wyrok TSUE, który określił zasady,

Uchwalenie prawa gazowego

Uchwalenie prawa gazowego jako odrębnej ustawy jest pożądane i uzasadnione specyfiką gazu ziemnego, wymaganiami technicznymi związanymi z organizacją transportu gazu ziemnego i stopniem rozwoju rynku. Obecne rozwiązanie polegające na uregulowaniu materii sektora gazowego w ustawie – Prawo energetyczne – nie ma uzasadnienia z powodu istotnych różnic występujących między sektorem energetycznym a gazowym, wynikających m.in. z faktu, iż gaz jest energią pierwotną, natomiast energia elektryczna jest energią przetworzoną. Rozdzielenie przepisów dla obu sektorów umożliwi łatwiejsze reagowanie na zmiany w otoczeniu prawnym na rynku gazu ziemnego. Ewentualne nowelizacje w sektorze energii elektrycznej nie będą miały wówczas wpływu na funkcjonowanie rynku gazu ziemnego, jak to ma miejsce obecnie. Pozwoli to na większą przejrzystość przepisów i pewność prawa. Argumentem za wydzieleniem z Prawa energetycznego kwestii związanych z gazownictwem jest także fakt wielokrotnych nowelizacji Prawa energetycznego, co powoduje, że dziś ustawa jest nieczytelna i wymaga strukturalnych zmian.

Sprzedanie przez PGNiG udziałów w spółce EuroPolGaz SA OGP Gaz System

Obecna struktura udziałowa spółki EuroPolGaz – 48% udziałów PGNiG, Gazprom 48%, Gaz Trading 4% (spółka kontrolowana przez PGNiG) – która jest właścicielem gazociągu jamalskiego, to efekt zaszczości historycznych, które obecnie nie mają uzasadnienia. Udział PGNiG w EuroPolGazie był skutkiem pełnienia przez tę spółkę również funkcji właściciela i operatora systemu przesyłowego w okresie powoływania EuroPolGazu. Zmiana funkcji OGP Gaz Systemu z operatora gazociągu jamalskiego, którą pełnił w 2010 r., na funkcję (współ)właścicielską byłoby naturalnym dopełnieniem roli, jaką spółka odgrywa w odniesieniu do pozostałej infrastruktury sieciowej. W ten sposób wzmocnio-

ne byłoby władztwo i koordynacja przedsiębiorstwa nad krajowym systemem przesyłowym.

Problemem w realizacji powyższego postulatu jest pierwszeństwo wykupu udziałów PGNiG w EuroPolGazie dla spółki Gazprom Export. Realizacja sprzedaży udziałów PGNiG operatorowi OGP Gaz System powinna się odbyć jedynie w sytuacji zgody strony rosyjskiej. Choć z przyczyn politycznych jest ona obecnie mało prawdopodobna, to taki postulat należy zgłosić, oczekując jego realizacji w sytuacji poprawy klimatu w stosunkach polsko-rosyjskich. Argumentem przemawiającym za zmianą udziałowca spółki dla Gazpromu jest ułatwienie kontaktu ze polską stroną, ponieważ po zmianie udziałowców Gaz System będzie zarówno współwłaścicielem, jak i operatorem gazociągu. Warto jednak mieć na uwadze, że podobnie jak w przypadku magazynów realizacja tego postulatu wymaga dokapitalizowania Gaz Systemu, aby spółka ta miała zasoby potrzebne do odkupienia udziałów.

Przyspieszenie zniesienia regulacji cen dla gospodarstw domowych

Należy podkreślić, że zapowiedź rządu o zniesieniu regulowania cen gazu dla gospodarstw domowych w 2024 r. nie ma wystarczającego uzasadnienia. Nie jest to data optymalna z punktu widzenia rozwoju rynku gazu, ponieważ jest on obecnie przygotowany na wcześniejszą likwidację regulacji. Uzasadnione jest rozważenie ich zniesienia w r. 2022, kiedy dobiegnie końca kontrakt jamalski. Szybsze uwolnienie cen w tym segmencie jest ważne za względu na polityczną presję na subsydiowanie cen gazu, czego dowodem jest niski zysk PGNiG w segmencie sprzedaży tego surowca w Polsce, a także znacznie mniejsza różnica cen między gospodarstwami domowymi a odbiorcami przemysłowymi niż w pozostałych państwach UE. Odchodzenie od rynkowych mechanizmów ustanawiania cen gazu ziemnego na przekór pojawiającym się niekiedy opiniom nie jest dla odbiorcy korzystne w długim okresie, ponieważ zakłóca prawidłowo-

wą alokację dóbr w gospodarce [Zawisza 2011:121]. Ponadto zaniżone ceny gazu nie wywołują bodźców do racjonalizacji zużycia energii i zmiany zachowania na bardziej proefektywnościowe.

Przygotowaniem do zniesienia regulacji cen dla gospodarstw domowych powinno być zaniechanie ewentualnego obniżenia taryfy, gdy pojawią się przesłanki do takiej decyzji. Zamrożenie taryfy zdynamizowałoby konkurencję między spółkami także w tym segmencie odbiorców, ponieważ pozwoliłoby to zwiększyć marżę. Niestety, szansa na takie rozwiązanie nie została wykorzystana w ostatnim okresie. Taryfa dla PGNiG OD, przyjęta przez Prezesa URE w grudniu 2019 r., została obniżona o prawie 3%.

Należy podkreślić, że z uwagi na relatywną trudność dotarcia do odbiorców w tym segmencie, konkurencja jest tam obecnie minimalna, czego potwierdzeniem jest niewielki na tle UE odsetek gospodarstw domowych, które zdecydowały się na zmianę sprzedawcy. Zwiększenie przestrzeni konkurencji może poprzedzać etap bezpośrednich przygotowań do zniesienia regulacji.

Zniesienie rozporządzenia dywersyfikacyjnego

Zgodnie z art. 32 ust. 3 ustawy Prawo energetyczne Rada Ministrów na wniosek ministra właściwego do spraw energii określa w drodze rozporządzenia minimalny poziom dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy na okres co najmniej 10 lat (po nowelizacji z listopada 2016 r. także szczegółowy sposób ustalania tego poziomu), biorąc pod uwagę politykę energetyczną państwa i konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy po 2022 r. udział gazu ziemnego z jednego kierunku w dostawach przedsiębiorstw energetycznych nie będzie mógł wynosić więcej niż 33%.

Za problematyczną kwestię należy uznać zasadność obowiązkowej dywersyfikacji. Kluczowym argumentem przemawiają-

cym za zniesieniem rozporządzenia jest spowolnienie liberalizacji rynku z uwagi na bariery w imporcie gazu, a więc kluczowym dla rozwoju rynku segmencie dostaw pierwotnych. Takie stanowisko jest podzielane nie tylko przez spółki importujące, ale także URE, Izbę Gospodarczą Gazownictwa [Schoeneich 2015] czy Konfederację Lewiatan [Lewiatan 2015]. Rozporządzenie stanowi silną ingerencję w swobodę pozyskiwania gazu przez spółki obrotu i tym samym uniemożliwia wybór najbardziej opłacalnej strategii zakupowej, podwyższa koszt nabycia gazu i finalnie przekłada się na koszt surowca dla odbiorców końcowych. Dlatego optymalnym rozwiązaniem jest docelowe usunięcie art. 32 ust. 3 ustawy Prawa energetycznego, zobowiązującego Radę Ministrów do wymuszania na spółkach dywersyfikacji kierunków pozyskania gazu od 2022 r. Po zakończeniu okresu przejściowego nie ma uzasadnienia dla administracyjnego oddziaływania na decyzje przedsiębiorców w zakresie wyboru źródeł pozyskania gazu, szczególnie w kontekście wzrostu przepustowości interkonektorów, a także pojemności magazynów. Porównując sytuację w r. 2020 z tą w r. 2000, kiedy rozporządzenie wchodziło w życie, można zauważyć, że nastąpiły wzrosty przepustowości z połączeń z innych kierunków niż wschodnie i pojemności magazynów.

W tym kontekście należy podkreślić, że kluczową i wystarczającą gwarancją dla bezpieczeństwa dostaw gazu będą obecnie istniejące rozwiązania – utrzymywanie obowiązkowych zapasów i rozwój magazynów surowca, kontrola właścicielska nad kluczową infrastrukturą gazową w kraju, administracyjne ograniczenia dostaw gazu do określonych grup odbiorców w sytuacji kryzysowej, unijne rozporządzenie SoS przewidujące wsparcie innych państw na wypadek kryzysu, a przede wszystkim rozbudowa interkonektorów, które gwarantują silną pozycję negocyjną dostawców w relacjach z przedsiębiorstwami eksportującymi surowiec.

Powyższe zjawiska dostrzegł także Prezes URE. Zaproponował przeniesienie obowiązku dywersyfikacji dostaw na obowią-

zek rozbudowy połączeń gazowych z sąsiednimi państwami przez operatora sieci przesyłowej. Należy jednak podkreślić, że o ile konieczność rozbudowy połączeń jest uzasadniona, to nie należy utrzymywać dodatkowych regulacji w tej materii, ponieważ plan rozbudowy sieci przesyłowej tworzony przez operatora OGP Gaz System, zatwierdzany przez URE i koordynowany na poziomie unijnym jest dostateczną gwarancją regulacyjną rozwoju infrastruktury. Utrzymanie konieczności zróżnicowania geograficznego dostaw jest w świetle powyższych zabezpieczeń zbędnym kosztem podnoszącym finalnie cenę gazu na polskim rynku.

Należy podkreślić, że zagrożenie w postaci wejścia na polski rynek podmiotów rosyjskich, których obecność z różnych względów nie jest zgodna z interesem publicznym, może być wyeliminowane poprzez odpowiednie przepisy regulujące kwestie udzielania koncesji na import i obrót gazem na terenie Polski. Zniesienie rozporządzenia dywersyfikacyjnego powinno umożliwić więc swobodny import rosyjskiego gazu, gdy jest on tańszy od tego z innych źródeł (taka ewentualność po 2022 r. będzie bardzo realna z uwagi na wzrost pozycji negocjacyjnej Polski), ale uniemożliwiać ekspansję rosyjskich przedsiębiorstw na polskim rynku hurtowym czy detalicznym.

Wprowadzenie kilkuletnich taryf przesyłowych i dystrybucyjnych

Zmiany wymaga obecny system taryfowania usługi przesyłu i dystrybucji gazu. Obecny model wpisany do Rozporządzenia Ministerstwa Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi oparty jest na rocznym okresie kalkulacji (art. 6.1 rozporządzenia taryfowego). Nowy model powinien zakładać przyjęcie stałej taryfy na okres kilkuletni, tak aby operatorzy mogli bardziej precyzyjnie prognozować przychody. Wprowadzenie kilkuletniego okresu taryfowania

usługi przesyłu i dystrybucji pozwoliłoby także zwiększyć efektywność operatorów. Zwiększenie czasu obowiązywania taryfy podnosi bowiem opłacalność oszczędności, ponieważ wydłużony zostałby okres konsumpcji oszczędności przez operatorów. W obecnym modelu nie mają oni do nich bodźców, ponieważ niemal natychmiast po zmniejszeniu kosztów Prezes URE obniża taryfę stosownie do zmniejszonych kosztów uzasadnionych operatora. Wydłużenie okresu kalkulacji taryfy sprawi, że operator dłużej zachowa zyski, co powinno stanowić zachętę do większej oszczędności.

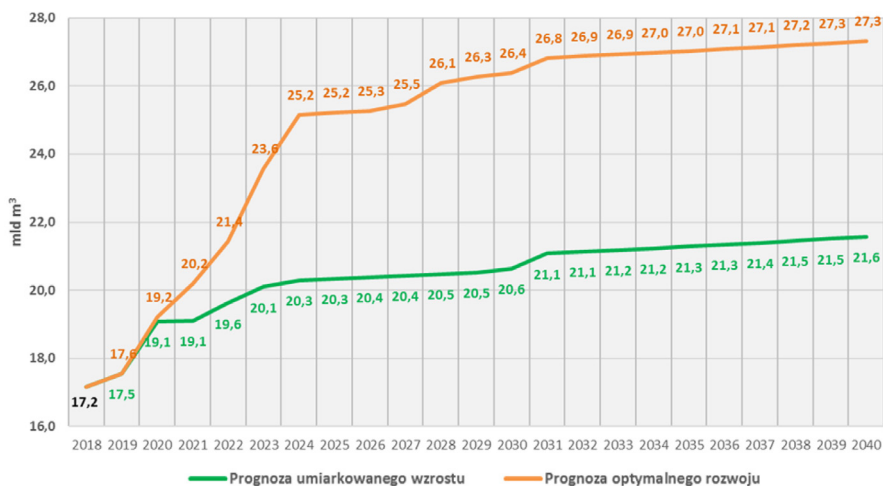
Istotna jest także zmiana sposobu taryfikacji operatorów systemu dystrybucyjnego, ponieważ w Polsce nie publikuje się polityki taryfowej dla przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją gazu ziemnego, zawierającej szczegółowe zasady wyznaczania przez URE poziomu przychodu regulowanego. Stosowana jest krótkoterminowa praktyka taryfowania oparta na corocznych negocjacjach z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki. Takie rozwiązanie daje URE szerokie pole do uznaniowości w ocenie zasadności ponoszonych przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego kosztów, nakładów inwestycyjnych czy wartości regulacyjnej aktywów. Powoduje to niepewność co do wysokości osiąganego przychodu i uzyskiwanego wyniku finansowego spółki [PGNiG 2016].

Dokończenie infrastruktury gazowej

Rozbudowy połączeń międzysystemowych w ostatnich latach pozwoliła na zmniejszenia importu gazu z Rosji (z 76% do 61% w okresie 2013-2018), wciąż nie są one jednak wystarczające w stosunku do potrzeb wynikających z bezpieczeństwa energetycznego. Potwierdzają to m.in. wnioski z Planu awaryjnego na wypadek sytuacji nadzwyczajnej, przygotowanego przez Ministerstwo Energii [Ministerstwo Energii 2019], w którym wskazuje się, że, co prawda, infrastruktura gazowa pozwala zapewnić nieprzerwane dostawy gazu ziemnego do odbiorców w wypadku zakłócenia dostaw zarówno przez terytorium Biało-

rusi, jak i Ukrainy, ale nie jest w pełni niewrażliwa na scenariusz wstrzymania dostaw z Rosji przez wspomniane państwa jednocześnie. Kluczową kwestią nie są jednak względy potencjalnego zagrożenia dostaw z kierunku wschodniego, ale dynamicznie rosnący popyt na gaz na krajowym rynku.

Rysunek 8. Prognoza zapotrzebowania na gaz w Polsce



Źródło: Gaz System 2019

Za priorytetowy należy uznać projekt budowy gazociągu do Norwegii via Dania (Baltic Pipe), który został reaktywowany w 2015 r. Mając na uwadze obecne możliwości importu gazu i realizację projektu gazociągu norweskiego, należy założyć, że stan bezpieczeństwa energetycznego Polski będzie zadowalający. Niemniej z powodu strategicznej integracji regionu Europy Środkowo-Wschodniej zrealizowane powinny zostać inwestycje w ramach Korytarza Północ-Południe.

Ponadto za perspektywiczny dla Polski należy uznać projekt nowego połączenia z Ukrainą. Z uwagi na niestabilność współpracy gazowej między Rosją a Ukrainą i zmienność formuły wyceny surowca budowa dwukierunkowego interkonektora będzie ko-

rzystna dla obu stron. W sytuacji, kiedy cena rosyjskiego gazu będzie wyższa niż cena gazu oferowanego na polskim rynku, opłacalny okaże się eksport surowca na Ukrainę, a w odwrotnej sytuacji korzyścią dla Polski będzie możliwość dostępu do tańszego gazu z Ukrainy. Ponadto duże znaczenie ma dostęp do magazynów na Ukrainie, których łączna pojemność wynosi około 30 mld m³. Nie bez znaczenia jest także proces reformy rynku gazu w wyżej wspomnianym państwie, który stanowi szansę na ekspansję polskich spółek obrotu.

Zakończenie planowanych inwestycji spowoduje zdecydowane przyspieszenie budowy rynku gazu w Polsce po okresie przejściowym, ponieważ umożliwi konkurencję nie tylko w segmencie obrotu i sprzedaży, ale także na rynku dostaw pierwotnych. Należy jednak podkreślić, że rozwój infrastruktury przesyłowej powinien być skoncentrowany nie tylko na rozwoju połączeń umożliwiających pozyskanie gazu. Ważnym celem winien być również jego eksport. Względy bezpieczeństwa energetycznego spowodowały bowiem, że priorytetem w ostatnich latach stały się połączenia umożliwiające import z różnych kierunków.

Dla operatora sieci przesyłowej zwiększenie połączeń dwukierunkowych daje możliwość wzrostu roli tranzytowej Polski. Pozwala ona czerpać dochody dla OGP Gaz System nie tylko od spółek sprzedających surowiec na polskim rynku, ale także od tych, które chcą nabyć gaz przez polski gazoport lub z rynku niemieckiego i transferując go za pomocą polskiej sieci przesyłowej, oferować gaz na innych rynkach środkowoeuropejskich. Korzyści z tytułu wzrostu roli transportowej gazu odnieśliby finalnie wszyscy jego odbiorcy w Polsce. Zwiększając wykorzystanie krajowego systemu przesyłowego, będzie można obniżyć cenę jednostkową za dostarczenie surowca do klientów. Warto podkreślić, że ta koncepcja dobrze wpisuje się w strategię Gaz Systemu, przyjętą w 2016 r. Jako jeden z głównych celów spółka postawiła sobie budowę w Polsce hubu gazowego dla całego regionu Europy Środkowej [Gaz System 2016], co miałyby

oznaczać wzmocnienie funkcji tranzytowej Krajowego Systemu Przesyłowego w regionie. Polski hub mógłby się stać centrum handlu gazem w Europie Środkowo-Wschodniej i wypełnić lukę w tej części kontynentu, szczególnie że w ostatnich planach Komisji Europejskiej każdy region (*market area*) powinien posiadać swój hub [Komisja Europejska 2015]. Do dzisiaj żadne państwo regionu Europy Środkowo-Wschodniej nie było w stanie wykształcić hubu gazowego, który miałby istotne znaczenie krajowe lub międzynarodowe, co może być szansą dla Polski. Nasz rynek gazu ze względu na relatywnie dużą konsumpcję surowca jest jedynym w tej części Europy, który ma potencjał do budowy hubu. Aby było to możliwe, niezbędna jest jednak rozbudowa infrastruktury przesyłowej i magazynowej, a także dokończenie budowy rynku w Polsce.

Korzyścią wynikającą z budowy w Polsce hubu gazowego dla spółek obrotu byłaby większa możliwość sprzedaży surowca za granicą. Ma to duże znaczenie w kontekście potencjalnego nadmiaru wolumenu gazu w portfelu PGNiG. Rozwój połączeń wychodzących umożliwi także ekspansję gospodarczą na rynkach ościennych nie tylko przez PGNiG, co wpisuje się w założenie realizacji strategii geoeconomicznej polityki energetycznej.

Niezależnie od infrastruktury przesyłowej rozbudowy wymaga także sieć dystrybucyjna. Polska należy ponadto do państw o jednym z najniższych poziomów zużycia gazu na osobę. Wartość tego wskaźnika dla naszego kraju w 2013 r. wyniosła 413 m³, a średnia w UE – 866 m³ [Iwicki (i in.) 2014:33]. Niski jest wskaźnik gazyfikacji kraju (obszar państwa posiadający dostęp do sieci dystrybucyjnej gazu), który wynosi obecnie 58%. Gdy do tego dodać duży potencjał wzrostu konsumpcji gazu na skutek zmiany paliwa z węgla na gaz w ciepłownictwie i energetyce, okazuje się, że rozbudowa infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej staje się pilnym zadaniem. Istotną przesłanką na rzecz zwiększenia znaczenia gazu jest fakt, iż w ostatnich latach Polska była jednym z nielicznych państw UE, gdzie nastąpił wzrost konsumpcji gazu.

Obniżenie obliża giełdowego do poziomu 15%

Przyjęta w ustawie Prawo energetyczne wysokość obliża giełdowego (55%) jest nieporównywalnie wysoka w zestawieniu z innymi państwami, gdzie były przeprowadzane programy uwalniania rynku gazu. Wartość ta jest też radykalnie większa od wysokości obliża wprowadzonego początkowo na polski rynek energii elektrycznej (15%), nie wspominając o samej wątpliwości dotyczącej niezbędności tego instrumentu w procesie liberalizacji rynku [Bigaj 2014:67]. Obecny poziom jest zbyt wysoki w porównaniu do zapotrzebowania, czego potwierdzeniem jest fakt, że transakcje giełdowe odbywają się w dużej mierze między spółką sprzedaży hurtowej i detalicznej GK PGNiG. Aby sprostać wymogom ustawowym, PGNiG SA powołało spółkę PGNiG Obrót Detaliczny, która tworzy stronę popytową na giełdzie. Należy przy tym podkreślić, że regulacja wymaga nie tyle zaoferowania przez przedsiębiorstwo energetyczne określonego wolumenu paliwa gazowego na giełdzie gazu, co osiągnięcia rezultatu w postaci zawarcia transakcji sprzedaży na z góry wyznaczony wolumen gazu [Krzykowski 2016]. Wymuszenie na PGNiG sprzedaży surowca na giełdzie w obecnej wysokości jest więc znaczącym ograniczeniem swobody działalności gospodarczej, niemającej uzasadnienia w realizacji interesu publicznego. Z tego powodu pojawiają się zarzuty dotyczące nawet niekonstytucyjności obliża giełdowego w takiej wysokości.

W tym kontekście należy podkreślić, że rozbudowane interkonektory umożliwiają dostęp spółek obrotu do gazu za granicą w cenie porównywalnej do ceny notowanej na TGE. To powoduje, że obliżo nie jest niezbędnym stymulatorem rynku hurtowego w Polsce. Co ciekawe, zbyt wysokie obliżo jest również krytykowane przez spółki obrotu spoza GK PGNiG. W ankiecie URĖ wskazały one, że nałożenie obowiązku sprzedaży gazu ziemnego na giełdzie towarowej tylko na jednego uczestnika rynku gazu w Polsce, tj. na PGNiG SA, powoduje wysoki stopień koncentracji obrotu gazem ziemnym na rynku giełdowym.

Warto dostrzec nieuzasadnione faworyzowanie rynku giełdowego kosztem rynku pozagiełdowego. Poza korzyściami, jakie daje handel giełdowy, stawia on także liczne bariery przed spółkami obrotu. Produkty giełdowe mają charakter ustandaryzowany, co stanowi niedogodność dla odbiorców wymagających specjalnych warunków dostaw, terminów płatności, warunków elastyczności odbioru czy wymaganych zabezpieczeń. Mogą je zapewnić tylko zindywidualizowane oferty na rynku OTC. Ponadto handel na giełdzie wiąże się z obowiązkiem uiszczania opłat na TGE, w tym tych dotyczących depozytów zabezpieczających, a także dostosowania do giełdowych procedur, co stanowi barierę dla mniejszych podmiotów. Należy podkreślić, że nawet na dojrzałych rynkach gazu w Europie Północno-Zachodniej obrót w hubach generowany jest głównie, poza Wielką Brytanią, na rynku OTC, a nie poprzez wymianę giełdową.

Aby zachować korzyść w postaci ceny referencyjnej ustalanej na giełdzie, docelowym rozwiązaniem jest obniżenie obliiga do poziomu ok. 15-20%. Aby nie zachwiać stabilnością rynku, należy jednak zmniejszać wysokość obliiga stopniowo na wzór sukcesywnego podnoszenia obliiga w latach 2013-2015.

Mając na uwadze przejściowy stan rozwoju rynku, postulowane obniżenie obliiga powinno zakończyć się nie wcześniej niż w 2022 r. Do tego czasu będzie ono istotnym narzędziem utrzymującym konkurencję w segmencie obrotu hurtowego. Przedwczesne obniżenie obliiga mogłoby skutkować utrudnieniem dostępu do gazu przez przedsiębiorstwa obrotu konkurujące z PGNiG OD. Zakończenie budowy połączeń międzysystemowych, a także zmiana modelu utrzymania zapasów w 2022 r. zniosą przesłankę do utrzymania wysokiego obliiga, ponieważ otworzą konkurencję na segment dostaw pierwotnych.

Podsumowanie

Polski rynek gazu był jednym z tych sektorów gospodarki, który odnotowywał wyraźne opóźnienie strukturalnych zmian po okresie transformacji w porównaniu do innych branż. Głównym czynnikiem dynamizującym te przekształcenia było wejście Polski do UE i konieczność dostosowania się do prawa unijnego. Kolejne regulacje tworzyły ramy instytucjonalne rozwoju rynku gazu w Polsce. Wydzielono operatorów sieci przesyłowej, dystrybucyjnej, magazynów i terminalu LNG; wprowadzono formalną równość w dostępie do sieci przesyłowej; wdrożono, a następnie wymuszono obrót giełdowy gazem. Konkurencja wobec dotychczasowego państwowego monopolisty – PGNiG – zaczęła się pojawiać jednak dopiero wtedy, gdy nastąpił rozwój infrastruktury. Przełomem nie były jednak nowe gazociągi, ale wprowadzenie rewersu na gazociągu jamalskim, najpierw wirtualnego w 2011 r., a następnie fizycznego w r. 2014, co dało dostęp do gazu z rynku unijnego. Kolejnym punktem zwrotnym było oddanie terminala LNG w Świnoujściu w 2015 r. Umożliwiło to dostęp do globalnego rynku gazu skroplonego.

Od 2016 r. liberalizacja straciła jednak na dynamice. Ze względu na szybko pogarszającą się pozycję rynkową PGNiG na rzecz nowych podmiotów zdecydowano się na regulacyjne wsparcie narodowego koncernu. Było to bowiem kluczowe narzędzie planów dywersyfikacji dostaw gazu do Polski, w tym realizacji kluczowego projektu – gazociągu Baltic Pipe. Głównym instrumentem hamowania budowy rynku stała się ustawa magazynowa, która od momentu jej nowelizacji w 2017 r. stanowi skuteczny instrument utrudniający rywalizację z PGNiG. W efekcie tej regulacji po kilku latach nie tylko wyhamowano redukcję udziału tego koncernu w rynku, ale udział ten wzrósł.

Polityczna decyzja o wzmocnieniu i tak dominującej pozycji koncernu jest zrozumiała w świetle wciąż niewystarczającej infrastruktury gazowej, która umożliwiłaby dywersyfikację dostaw i rolę, jaką w tym procesie musiało odegrać PGNiG. Ponadto ważną okolicznością uzasadniającą utrzymanie pozycji rynkowej koncernu są kontrakty gazowe zawarte z Gazpromem i Qatar-gas, które wprowadzają konieczność uplasowania na rynku kupionego gazu pod groźbą kar finansowych. Kontrakty te i aneksy do nich były zawarte w szeroko pojętym interesie publicznym jako element rozległego pakietu umów między Polską i Rosją. W związku z tym stanowią *de facto* tzw. koszty osieroczone PGNiG, ponieważ decyzje nie były optymalne z punktu widzenia interesu koncernu. Stworzenie warunków do sprzedaży zakontraktowanego gazu w postaci wyhamowania liberalizacji było więc rekompensatą za koszty i ryzyko, jakie PGNiG poniosło w wyniku liberalizacji.

Mając na uwadze zakończenie kontraktu jamalskiego i horyzont realizacji planowanych przez gazowego operatora – Gaz System – połączeń międzysystemowych, należy przyjąć, że barierą czasową obecnej sytuacji na rynku gazu jest r. 2022. Po tym terminie kończyć się powinien etap przejściowy. Kwestia dywersyfikacji dostaw, jak i historycznych obowiązków, które PGNiG pełniło, nie będzie przekonującym uzasadnieniem dla utrzymania dotychczasowej roli spółki i blokady dokończenia budowy rynku gazu w Polsce. Kończący się paradygmat bezpieczeństwa energetycznego będzie pozwalał na sfinalizowanie budowy rynku gazu.

Obecna faza jego rozwoju sprzyja zatem refleksji, jakie zmiany powinny zostać zrealizowane po 2022 r., a przede wszystkim, jaka powinna być rola PGNiG na zliberalizowanym rynku. Podstawą koncepcji jest Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju, przyjęta przez rząd w 2017 r. Zakłada ona, iż wzrost pozycji Polski na świecie wymaga przede wszystkim wzmocnienia konkurencyjności krajowej gospodarki, w tym konkurencyjności

polskich przedsiębiorstw, tak aby mogły one stawiać czoła konkurencji także za granicą. Dotyczy to również przedsiębiorstw kontrolowanych przez Skarb Państwa. Ponadto jako jeden ze strategicznych projektów wskazany jest gazowy hub dla całego regionu Europy Środkowo-Wschodniej. Takie podejście wymaga istotnej zmiany dotychczasowego stosunku do rynku gazu i państwowych przedsiębiorstw, co dotyczy także gazowego potentata – PGNiG. Powinno ono oznaczać zdjęcie z PGNiG pozakomercyjnych funkcji, tak aby nie osłabiały konkurencyjności przedsiębiorstwa, i tworzenie przez państwo korzystnych warunków do jego rozwoju i ekspansji. GK PGNiG wciąż obciążone jest bowiem wieloma obowiązkami, które wynikają z bezpieczeństwa energetycznego, jak i tymi o charakterze użyteczności publicznej. Skuteczna realizacja idei narodowych czempionów wymaga porzucenia zobowiązań wobec państwa, pełną swobodą realizacji strategii biznesowej, a w końcu rezygnację z wymuszania na spółce angażowania się w projekty niewpisujące się w jej strategię i podyktowane innymi czynnikami.

Aby zdynamizować rozwój koncernu, niezbędne są działania o charakterze systemowym, niesprowadzone do wyboru określonej wizji polityki gazowej. Przede wszystkim konieczne jest stworzenie strategii polskiej transformacji energetycznej i zdefiniowania w niej roli gazu. Do tego ważnym aspektem instytucjonalnym jest rozdział funkcji właścicielskich i regulacyjnych państwa oraz profesjonalizacja nadzoru nad spółkami Skarbu Państwa. Do tego zasadna wydaje się optymalizacja polityki dywidendowej, która powinna służyć rozwojowi koncernu, a nie zasilaniu krajowego budżetu.

Państwo nie powinno tworzyć nierównych zasad konkurencji, ponieważ odbiłoby się to niekorzystnie na konsumentach gazu w Polsce, a długofalowo także na samym PGNiG. Niezbędnym czynnikiem pobudzającym rozwój i docelowo zagraniczną ekspansją koncernu jest bowiem sprostanie konkurencji na krajowym rynku. Po 2022 r. niezbędnym działaniem jest więc wy-

eliminowanie barier wejścia na polski rynek gazu, w tym także dla zagranicznych przedsiębiorstw. Wymaga to w pierwszej kolejności znalezienia ustawy magazynowej, która tworzy nierówne reguły konkurencji między PGNiG a innymi firmami.

Zmiany wymaga obecny model zapasów gazu. Podmiotem odpowiedzialnym za strategiczne rezerwy powinien być docelowo operator Gaz System, który winien wykupić gaz zmagazynowany od PGNiG. Ponadto wskazane jest, by wszystkie przedsiębiorstwa obrotu były zobligowane do utrzymywania określonego poziomu zapasów handlowych, co ograniczyłoby wysokość rezerw obowiązkowych.

Docelowo pożądane jest zniesienie rozporządzenia dywersyfikacyjnego. Ogranicza ono swobodny wybór strategii kontraktacji gazu przez spółki obrotu, co w rezultacie podwyższa koszt sprowadzenia surowca do Polski. Należy podkreślić, że gwarancją bezpieczeństwa energetycznego jest infrastruktura przesyłowa, umożliwiająca import gazu do Polski z dowolnego kierunku, w tym poprzez terminal LNG w Świnoujściu, a także rozbudowane i nowe magazyny gazu.

Należy podkreślić, że regulacja cen gazu dla gospodarstw domowych również powinna być zniesiona już w 2022 r. Przygotowaniem do tej decyzji mogłoby być wstrzymanie się przed obniżeniem taryfy w sytuacji, gdy nastąpi obniżenie tzw. kosztów uzasadnionych przedsiębiorstw gazowych w wyniku obniżenia cen gazu na rynku. Zatrzymanie obniżenia cen regulowanych przez Prezesa URE wykreuje większą przestrzeń dla konkurencji w tym segmencie odbiorców, tak jak ma to obecnie miejsce w segmencie odbiorców przemysłowych.

W celu uporządkowania rynku należy przyjąć nowe prawo gazowe, które musi zostać wydzielone z Prawa energetycznego. Nowe prawo gazowe powinno m.in. zobowiązywać do stopniowego obniżania wysokości tzw. obliwa giełdowego do pozio-

mu 15%. Nie ma bowiem żadnego uzasadnienia utrzymywania tak dużego zobowiązania do sprzedaży gazu przez Towarową Giełdę Energii.

Powyższe rekomendacje mają na celu zarówno dokończenie reform polskiego rynku, jak i przygotowanie PGNiG nie tylko do obrony swojej pozycji rynkowej, ale i do międzynarodowej ekspansji. Przedsiębiorstwo to dysponuje bowiem potencjałem, aby stać się narodowym czempionem gazowym, który mógłby konkurować z globalnymi koncernami. To od wprowadzenia proponowanych rozwiązań zależy w dużej mierze, czy szansa ta zostanie wykorzystana.

Bibliografia

Akty prawne:

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Dz.U. 1997, nr 54, poz. 348.

Ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym, Dz.U. 2007, nr 52, poz. 343.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE, Dz.U. UE 2009, L 49/112.

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

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, Dz. U. 2013, poz. 820.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie, Dz. U. 2013, poz. 640.

Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy, Dz.U. 2000, nr 95, poz. 1042.

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesył-

wej gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) 1775/2003, Dz. U. UE 2009, L 63/112.

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki, Dz. U. UE 2009, L 1/112.

Dokumenty instytucji publicznych :

Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2018, dostęp online, https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202018%20-%20Consumer%20Protection%20and%20Empowerment%20Volume.pdf, data dostępu 10.08.2020.

Aktualizacja dokumentu rządowego „Polityka dla przemysłu gazu ziemnego”, dostęp online, https://en.gaz-system.pl/fileadmin/pliki/o_firmie/pl/Polityka_dla_przemyslu_gazu_ziemnego.pdf, data dostępu 10.08.2020.

Aktualizacja strategii Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2015-2022, dostęp online, <http://pgnig.pl/reports/annualreport2015/pgnig/podsumowanie-roku/strategia-gk-pgnig-na-lata-2014-2022.html>, data dostępu 10.08.2020.

Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce we stanu na 31 XII 2015 r., red. M. Szufficki, A. Malon, M. Tymiński, oprac. R. Bońda (i in.), Warszawa 2016.

BP Statistical Review of World Energy 2019, dostęp online, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>, data dostępu 10.08.2020.

Gaz System, Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej z dnia 29 lipca 2014 r., dostęp online, <https://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/iriesp/instrukcja-ruchu-i-eksploatacji-sieci-przesylowej/>, data dostępu 10.08.2020.

Gaz System, Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2014-2023, dostęp online, https://www.gaz-system.pl/fileadmin/pics_pl/Inwestycje/Plan_Rozwoju_GAZ_SYSTEM_S.A._na_lata_2014-2023.pdf, data dostępu 10.08.2020.

Izba Gospodarcza Gazownictwa, Oczekiwania i prognozy zmian na polskim rynku gazu w perspektywie do roku 2022. Analiza wyników badania ankietowego, Warszawa 2016.

Kalwasińska M., PGNiG, dostęp online, https://www.bm.pkobp.pl/media_files/5b39dc5b-79f2-4f6a-bca5-7b18de024649.pdf, data dostępu 10.08.2020.

Komisja Europejska, EU energy in figures. Statistical pocketbook 2019, Luksemburg 2019.

Komisja Europejska, Progress towards completing the Internal Energy Market, dostęp online, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/publication/iem_web_0.pdf, data dostępu 10.08.2020.

Najwyższa Izba Kontroli, Informacja o wynikach kontroli: Poszukiwanie, wydobywanie i zagospodarowanie gazu ze złóż łupkowych, Warszawa 2013.

Najwyższa Izba Kontroli, Informacja o wynikach kontroli: Prawdliwość nadzoru nad bezpieczeństwem eksploatowanych gazociągów oraz prowadzenia nowych inwestycji przez spółkę Gaz System SA, Warszawa 2015.

Najwyższa Izba Kontroli, Informacja o wynikach kontroli zaopatrzenia w gaz ziemny, Warszawa 2004.

Minister Gospodarki, Polityka dla przemysłu gazu ziemnego, Warszawa 2007.

Ministerstwo Energii, Plan na wypadek sytuacji nadzwyczajnej opracowany na podstawie art. 4 ust 1 lit. b rozporządzenia Parlamentu Euro-

pejskiego i Rady UE Nr 994/2010 z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE, ed. III, Warszawa 2016.

Ministerstwo Gospodarki, Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku, Warszawa 2009.

Ministerstwo Gospodarki, Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych, Warszawa 2015.

Ministerstwo Skarbu Państwa, Odpowiedź na Dezyderat Komisji Skarbu Państwa i Komisji Gospodarki nr 31/15 z 15.04.2005 r.

Ministerstwo Skarbu Państwa, Wytyczne OECD dotyczące nadzoru korporacyjnego w przedsiębiorstwach publicznych, Warszawa 2005, dostęp online, <https://www.oecd.org/daf/ca/corporategovernanceofstate-ownedenterprises/35678920.pdf>, data dostępu 10.08.2020.

Pado K., PGNiG – Raport analityczny, dostęp online, <https://www.bdm.com.pl/file.php?id=47736>, data dostępu 10.08.2020.

Pado K., PGNiG – Raport analityczny, dostęp online, <https://www.bdm.com.pl/file.php?id=51093>, data dostępu 10.08.2020.

Polska Spółka Gazownictwa. Strategia na lata 2016-2022, dostęp online, <https://www.psgaz.pl/documents/21201/329214/Strategia+PSG+2016+-+2022.pdf/a95241fa-85d1-4ee6-8de7-906792e30cb4>, data dostępu 10.08.2020.

Rada Ministrów, Program restrukturyzacji organizacyjnej Przedsiębiorstwa Państwowego Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo., dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 30 października 1996.

Rada Ministrów, Program restrukturyzacji i prywatyzacji Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 13 sierpnia 2002.

Rada Ministrów, Program restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A. przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 5 października 2004 r.

Rada Ministrów, Program wprowadzania konkurencyjnego rynku gazu przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 27 kwietnia 2004 r.

Rynek energii elektrycznej i gazu w Polsce. Stan na 31.03.2019 r., Warszawa 2019, dostęp online, file:///C:/Users/Karolina%20Pilawa/Downloads/TOE%20raport%202019.pdf, data dostępu 10.08.2020.

Sprawozdanie zarządu z działalności Grupy Kapitałowej PGNiG w roku 2014, Warszawa 2015.

Stanowisko Rady ds. Gazu przy Konfederacji Lewiatan wobec projektu Rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy (projekt z 13 marca 2015 r., wersja 1.4), Warszawa 2015.

Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2015-2022, Warszawa 2015.

Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2017-2022, z perspektywą do 2026 roku, Warszawa 2017.

Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Kierunki rozwoju ochrony konkurencji i konsumentów na rynku gazu w Polsce, Warszawa 2012.

Urząd Regulacji Energetyki, Mapa drogowa uwolnienia cen gazu ziemnego, Warszawa 2013.

Wholesale Gas Price Survey – 2019 Edition. A global review of price formation mechanisms 2005 – 2018, Barcelona 2019, dostęp online, https://www.igu.org/app/uploads-wp/2019/05/IGU_Wholesale_Price_Survey_2019.pdf, data dostępu 10.08.2020.

World LNG Report – 2015 Edition, dostęp online, <https://www.igu.org/app/uploads-wp/2015/06/IGU-World-LNG-Report-2015-Edition-min.pdf>, data dostępu 10.08.2020.

Wyniki finansowe podmiotów gospodarczych I-XII 2012, oprac. GUS, Departament Przedsiębiorstw, przedm. K. Walkowska, Warszawa 2013, dostęp online, <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/podmioty-gospodarcze-wyniki-finansowe/przedsiębiorstwa-niefinansowe/wyniki-finansowe-podmiotow-gospodarczych-2012-r,11,8.html>, data dostępu 10.08.2020.

Artykuły naukowe i analityczne:

Augustowicz P., Kwiatkowski G., Przedsiębiorstwa państwowe na liście Fortune Global 500 w latach 2005–2012, „Przegląd Zachodniopomorski”, z. 3, vol. 1.

Bałtowski M., Funkcja właścicielska państwa jako instrument polityki gospodarczej, dostęp online, <http://www.pte.pl/kongres/referaty/Ba%C5%82towski%20Maciej/Ba%C5%82towski%20Maciej%20-%20FUNKCJA%20W%C5%81A%C5%9ACIIELSKA%20PA%C5%83STWA%20JAKO%20INSTRUMENT%20WSP%C3%93C%C5%81CZESNEJ%20POLITYKI%20GOSPODARZEJ.pdf>, data dostępu 10.08.2020.

Bałtowski M., Kwiatkowski G., Modele funkcjonowania i nadzoru państwa nad przedsiębiorstwami państwowymi, „Gospodarka Narodowa” 2014, nr 4 (272).

Bartnik B., Ewolucja modelu zarządzania podmiotem obrotu gazem oraz struktura jego współpracy z operatorem systemu dystrybucyjnego gazu, „Studia Ekonomiczne. Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach” 2015, nr 225.

Bigaj W., Czy obligo giełdowe zmieni oblicze rynku gazu w Polsce? „Energetyka ciepła i zawodowa” 2014, nr 3.

Blacharski T. (i in.), Wpływ terminalu LNG na rozwój krajowego rynku gazu ziemnego, „Przegląd Gazowniczy” 2016, nr 2.

Bremmer I., State Capitalism Comes of Age, „Foreign Affairs” 2009, nr 88.

Bućko P., Perspektywy wykorzystania gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej w Polsce, „Rynek Energii” 2015, nr 3 (118).

Ciechanowska M., Podziemne magazyny gazu elementem bezpieczeństwa energetycznego Polski, „Nafta-Gaz” 2016, nr 10, r. LXXII.

Dołęga W., Wybrane aspekty realizacji inwestycji sieciowych, „Polityka energetyczna” 2016, z. 3, t. 19.

Dreżewska-Krok P., Bezpieczeństwo dostaw na liberalizującym się rynku gazu ziemnego, „Przegląd Gazowniczy” 2015, nr 2 (46).

Dziakowicz-Grudzień A., Wydatki na energię w budżetach gospodarstw domowych w Polsce – kontekst zrównoważonej konsumpcji, „Ekonomia i Środowisko” 2014, nr 3 (50).

Flores Macias F., Musacchio A., The Return of State Owned Enterprises: Should We Be Afraid?, „Harvard International Review” 2009, dostęp online, <https://www.hbs.edu/faculty/Pages/item.aspx?num=36235>, data dostępu 10.08.2020.

Gawkowska-Fyk A., How the European Union Is Shaping the Gas Market in Poland, „Policy Paper” 2013, nr 8 (56).

Gucma M., Dla kogo LNG, „Przegląd gazowniczy” 2016, nr 2.

Hellman J., Jones G., Kaufmann D., Seize the State, Seize the Day: State Capture and Influence in Transition Economies, „Journal of Comparative Economics” 2003, t. 31, z. 3.

Iwicki K., Janusz P., Szurlej A., Wpływ liberalizacji rynku gazu na bezpieczeństwo energetyczne Polski, „Rynek Energii” 2014, nr 3.

Iwicki K., Janusz P., Szurlej A., Liberalizujący rynek gazu Zmiany krajowego ustawodawstwa a rozwój rynku gazu ziemnego, „Wiadomości naftowe i gazownicze” 2013, nr 11.

Iwicki K., Projekt nowego rozporządzenia dywersyfikacyjnego, „Rynek Energii” 2015, nr 2-3.

Iwicki K. (i in.), Rozwój energetyki gazowej w Polsce a bezpieczeństwo energetyczne, „Rynek Energii” 2014, nr 6.

Iwicki K., Wawrzynowicz A., Bariery prawne w realizacji projektów rozbudowy sieci przesyłowej gazu ziemnego w: Analiza infrastruktury gazowej w Polsce z perspektywy przyszłych wyzwań energetycznych i rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego, red. I. Albrycht, Kraków 2014.

Janusz P. (i in.), Analiza kosztów importu gazu ziemnego do Polski i ich wpływ na strukturę dostaw, „Polityka energetyczna” 2014, nr 87.

Janusz P., Kaliski M., Szurlej A., Rewolucja łupkowa a zmiany na rynku gazu skroplonego, „Gospodarka surowcami mineralnymi” 2015, nr 3, t. 31.

Kamrat W., Miało być pięknie, a wyszło jak zwykle, „Przegląd gazowniczy” 2015, nr 2 (46).

Kosowski P., Wstępna ocena wpływu proponowanych zmian fiskalnych na opłacalność wydobycia gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych, „Polityka energetyczna” 2014, t. 17, z. 3.

Krzykowski M., Towarowa Giełda Energii jako instrument realizacji obowiązków publicznoprawnych, „Studia prawno-ekonomiczne” 2016, t. C.

Kwiecień M., Strategia urynkowienia gazownictwa, w: Jaki model rynku energii?, red. M. Okólski, posł. A. Dobroczyńska, L. Juchniewicz, dostęp online, <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/publikacje/seria-wydawnicza-bibli/jaki-model-rynku-energ/1196,32-Strategia-urynkowienia-gazownictwa.html>, data dostępu 10.08.2020.

Latoszek W., Speczik M., Perspektywy uwolnienia rynku gazu ziemnego w Polsce, „Kwartalnik Kolegium Ekonomiczno-Społecznego Studia i Prace” 2014, nr 3.

Luttak E., From geopolitics to geoeconomics. Logic of conflict, grammar of commerce, „The National Interest” 1990, nr 20.

Łucki Z., Instrumenty polityki energetycznej, „Polityka energetyczna” 2010, t. 13, z. 1.

Michniewicz A., Strategia Polskiej Spółki Gazownictwa 2016–2022, „Przegląd Gazowniczy” 2016, nr 2.

Nowakowski K., Kapitalizm państwowy jako dylemat praktyczny i teoretyczny, „Ruch prawniczy, ekonomiczny i socjologiczny 2014”, nr 1.

Ochio M., Nowe Zarządzanie Publiczne (New Public Management) – podstawowe cechy modelu. Jego zastosowanie w Polsce, „Working Paper” 2012, nr 1.

Olkuski T., Szurlej A., Janusz P., Realizacja polityki energetycznej w obszarze gazu ziemnego, „Polityka energetyczna” 2015, t. 18, z. 2.

Olkuski T. (i in.), Rynek gazu ziemnego w kontekście umowy TTIP, „Rynek energii” 2016, nr 5.

Paszewski T., Polityka państwa wobec sektorów nafty i gazu w latach 1990–2010, „Polityka energetyczna” 2011, t. 14, z. 1.

Postuła I., Problemy polityki personalnej w radach nadzorczych spółek Skarbu Państwa, „Problemy Zarządzania” 2011, nr 4 (34), t. 9.

Schoeneich A., Rozporządzenie dywersyfikacyjne – jak długo jeszcze?, „Przegląd Gazowniczy” 2015, nr 2 (46).

Sołtysik M., Mucha-Kuś K., Tworzenie rynku gazu: ewolucja czy rewolucja?, „Polityka energetyczna” 2014, t. 17, z. 3.

Staśko D., Kaliski M., Trzaskuś-Żak B., Restrukturyzacja i prywatyzacja polskiego sektora gazowniczego w obliczu jego liberalizacji, „Wiertnictwo Nafta Gaz” 2007, t. 24, z. 1.

Szablewski A., Liberalizacja rynku a bezpieczeństwo dostaw gazu,

„Gospodarka Narodowa” 2012, nr 5-6 (249-250).

Szlagowski P., Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2014–2022, „Przegląd Gazowniczy” 2016, nr 2.

Szurlej A., Ruszel M., Olkusiński T., Czy gaz ziemny będzie paliwem konkurencyjnym? „Rynek Energii” 2015, nr 5 (120).

Szymczak J., Ciepłownictwo systemowe czeka na system wsparcia kogeneracji, „Przegląd Gazowniczy” 2016, nr 2.

Uberman R., Własność państwowa przedsiębiorstw sektora paliwo-energetycznego w kontekście polityki bezpieczeństwa energetycznego, „Polityka energetyczna” 2011, t. 14., z. 1.

Wawrzynowicz A., Propozycja detaryfikacji na rynku gazu, „Przegląd Gazowniczy” 2016, nr 2.

Wiernek M., Zmiany w modelu działalności firm handlujących gazem wywołane procesem liberalizacji rynków energii, „Zarządzanie i finanse” 2012, nr 1, cz. 2, r. 10.

Zajdler R., Uwagi krytyczne do regulacji „obligacji giełdowych” jako sposobu budowania hurtowego rynku gazu ziemnego w Polsce, „Humanities and Social Sciences” 2014, nr 3, t. XIX.

Publikacje naukowe i analityczne:

Analiza infrastruktury gazowej w Polsce z perspektywy przyszłych wyzwań energetycznych i rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego, red. I. Albrycht, Kraków 2014.

Bałtowski M., Zmiana własnościowa polskiej gospodarki 1989-2013, Warszawa 2014.

„Cztery wolności” na rynku gazu ziemnego. Działania liberalizacyjne w obszarze gazu ziemnego w Polsce, przedm. P. Wojciechowski, wstęp A. Ścisłowski, Warszawa 2012.

Gazownictwo Polskie. Historia, rozwój, technologie. Błękitna energia, red. A. Bochen, Bydgoszcz 2014.

Geoekonomia, red. E. Haliżak, Warszawa 2013.

Heather P., The evolution of European traded gas hubs, Oxford 2015.

Kaproń H. (red.), Rynek gazu 2013, Lublin 2013.

Kaproń H. (red.), Rynek gazu 2014, Lublin 2014.

Konkurencyjna Polska. Jak awansować w światowej lidze gospodarczej?, red. J. Hausner, Kraków 2013.

Lista 100 największych polskich przedsiębiorstw, dostęp online, <https://www.forbes.pl/rankingi/ranking-100-najwiekszych-polskich-firm-prywatnych-sylwetki-firm/cdc4fbb>, data dostępu 10.08.2020.

Łucki Z., Zarządzanie w górnictwie naftowym i gazownictwie, Kraków 2003.

Pawelczyk M., Publicznoprawne obowiązki przedsiębiorstw energetycznych jako instrument zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w Polsce, Toruń 2013.

Prawne uwarunkowania konkurencji na rynku gazu, red. E. Kosiński, P. Lissoń, B. Popowska, Poznań 2015.

Rokita J., Plan budowy państwa. 20 idei na rzecz poprawy jakości rządzenia, Kraków 2015.

Rynek polskiej ropy i gazu 2014, red. A.J. Kozak, W. Łyko, Malbork 2014.

Staniłko J., W poszukiwaniu dynamiki i skali. Strategie wzrostu i transformacji polskich przedsiębiorstw przemysłowych, Warszawa 2014.

Zajdler R., Perspektywy rozwoju formuł cenowych w kontraktach długoterminowych na dostawy gazu ziemnego oraz ich znaczenie dla

stworzenia w Polsce hubu gazowego dla państw Europy Środkowo-Wschodniej, Warszawa 2012.

Zajdler R., Rynek hurtowy gazu ziemnego w Polsce na tle rynków hurtowych w UE, Warszawa 2014.

Zawisza A., Gaz dla Polski. Zarys historii sektora gazu ziemnego w ostatnich dwóch dekadach w Polsce, Warszawa 2011.

Prezentacje:

Baehr J., Pokrzywniak J., Zmiany prawa energetycznego i inne kluczowe regulacje dla sektora gazowniczego, dostęp online, <https://slideplayer.pl/slide/5587731/>, data dostępu 10.08.2020.

Borkowski D., Regulacyjne uwarunkowania kształtowania cen gazu ziemnego, dostęp online, <https://docplayer.pl/7975029-Regulacyjne-uwarunkowania-kształtowania-cen-gazu-ziemnego.html>, data dostępu 10.08.2020.

Bukowski T., Kierunki rozwoju rynku gazu w Polsce na tle doświadczeń europejskich.

Chadam J., Liberalizacja rynku gazu w Polsce oraz strategia dywersyfikacji dostaw gazu, dostęp online, <https://docplayer.pl/3729605-Liberalizacja-rynku-gazu-w-polsce-oraz-strategia-dywersyfikacji-dostaw-gazu.html>, data dostępu 10.08.2020.

Dec M., Perspektywy wykorzystania gazu w sektorze energetycznym.

Dębogórski A., Rola i znaczenie Polskiej Spółki Gazownictwa w kształtowaniu rynku gazu w Polsce, dostęp online, <https://slideplayer.pl/slide/5249203/>, data dostępu 10.08.2020.

Dybowski J., Otwarty rynek gazu w Polsce – miejsce dla nowych podmiotów w imporcie.

Kaliś H., Liberalizacja rynku gazu w Polsce Postulaty odbiorców przemysłowych, dostęp online, <https://www.senat.gov.pl/gfx/senat/>

userfiles/_public/k8/komisje/2014/kgm/materialy/194/194_4pfo-eeg.pdf, data dostępu 10.08.2020.

Kozicz J., Dziennik S., Problemy przemysłowych odbiorców gazu na przykładzie przemysłu stalowego, dostęp online, https://www.senat.gov.pl/gfx/senat/userfiles/_public/k8/komisje/2014/kgm/materialy/194/194_3phiph.pdf, data dostępu 10.08.2020.

Kropiewnicki J., Oczekiwania klientów względem sprzedaży gazu ziemnego, dostęp online, <https://slideplayer.pl/slide/5647095/>, data dostępu 10.08.2020.

Łokaj K., Stanowisko Polskiej Izby Przemysłu Chemicznego w sprawie braku możliwości uwolnienia cen gazu dla odbiorców przemysłowych w 2015 roku.

Noga K., Rynek gazu, czyli jak stworzyć możliwość wyboru konsumentom?

Prezentacja inwestorska PGNiG – listopad 2019, dostęp online, <http://pgnig.pl/relacje-inwestorskie/prezentacje-i-materialy/prezentacje/-/presentations/changeYear/2019>, data dostępu 10.08.2020.

Szlagowski P., Liberalizacja rynku gazu a bezpieczeństwo energetyczne.

Szlagowski P., Transformacja polskiego rynku gazu ziemnego. Nowa rola PGNiG, dostęp online, <https://slideplayer.pl/slide/5589998/>, data dostępu 10.08.2020.

Wittman B., Korzyści dla uczestników rynku gazu i możliwości handlu na Towarowej Giełdzie Energii, dostęp online, <https://slideplayer.pl/slide/15922406>, data dostępu. 10.08.2020

Wittman B., Rola Towarowej Giełdy Energii w procesie liberalizacji rynku gazu w Polsce – korzyści dla uczestników i możliwości handlu, dostęp online, https://www.senat.gov.pl/gfx/senat/userfiles/_public/k8/komisje/2014/kgm/materialy/194/194_1ptge.pdf, data dostępu 10.08.2020.

Zasady współpracy

Centrum Analiz Klubu Jagiellońskiego podejmuje współpracę z podmiotami zewnętrznymi w zakresie rzetelnego opracowania zagadnień wskazanych przez instytucje publiczne oraz przedsiębiorców. Podejmowane przez nas działania badawcze oraz tworzone ekspertyzy opierają się na pracy kolegalnej. Łączymy doświadczenia przedstawicieli nauki, administracji oraz biznesu.

Jednocześnie informujemy, że wszelkie działania we współpracy z podmiotami zewnętrznymi muszą być zgodne z „5 zasadami niezależności eksperckiej Centrum Analiz Klubu Jagiellońskiego”:

Misyjność

Klub Jagielloński, w tym Centrum Analiz Klubu Jagiellońskiego, prowadzi działalność na rzecz zmiany prawa poprzez uczestnictwo w konsultacjach publicznych, udział w posiedzeniach komisji Sejmu i Senatu, kierowanie petycji do organów władzy publicznej oraz udział w innych formach konsultowania rozwiązań prawnych organizowanych przez instytucje publiczne, polityków i organizacje obywatelskie. Działalność ta ma charakter misyjny, jest prowadzona zgodnie z zasadą prymatu dobra wspólnego i finansowana ze środków własnych stowarzyszenia. Zdecydowana większość publikowanych przez nas materiałów ma charakter misyjny. Każdorazowo, jeżeli materiał powstał we współpracy z partnerem zewnętrznym lub został sfinansowany ze środków innych niż środki własne Klubu Jagiellońskiego, jest to wyraźnie zaznaczone w jego treści.

Niezależność

Warunkiem podjęcia współpracy doradczej z podmiotami rynkowymi jest zagwarantowana w umowie pomiędzy stronami niezależność badawcza. Nie dopuszczamy sytuacji, w której publikujemy materiał lub opracowujemy analizę pod tezy opracowane „na zewnątrz”.

Przejrzystość

Warunkiem podjęcia współpracy doradczej z podmiotami rynkowymi jest zagwarantowanie w umowie pomiędzy stronami pełnej transparentności zasad współpracy. Opracowany we współpracy z zewnętrznym partnerem materiał oznaczony jest na stronie tytułowej nazwą i logo partnera. Informacja o partnerstwie zawarta jest również w ewentualnych materiałach dla mediów.

Samoograniczenie

Podjęcie przez stowarzyszenie lub należącą do niego spółkę współpracy z podmiotami rynkowymi w zakresie opracowania analiz, ekspertyz, raportów czy projektów aktów prawnych wyklucza dalsze zaangażowanie Klubu Jagiellońskiego w proces stanowienia prawa w obszarze bezpośrednio związanym z tematem współpracy na co najmniej 12 miesięcy od publikacji materiału powstałego w partnerstwie. Ekspertki i eksperci CAKJ, którzy uczestniczą w procesie stanowienia prawa, a za pośrednictwem CA lub indywidualnie wykonywali zlecenia na zamówienie podmiotów rynkowych, zobowiązani są do uprzedniego, każdorazowego i publicznego przedstawienia tej informacji (np. w stanowisku wysłanym w ramach konsultacji publicznych lub w informacji do władz odpowiedzialnej komisji parlamentarnej).

Odpowiedzialność

W ramach współpracy z partnerami rynkowymi CAKJ nie pośredniczy w kontaktach pomiędzy ich przedstawicielami a politykami i urzędnikami. Do udziału w spotkaniach promocyjnych i dyskusyjnych wokół materiałów powstałych w partnerstwie z podmiotami rynkowymi, a zawierających rekomendacje legislacyjne, CAKJ nie zaprasza imiennie zawodowych polityków ani urzędników. Klub Jagielloński, w ramach działalności statutowej, organizuje różnego rodzaju debaty, spotkania i seminaria z udziałem przedstawicieli różnych obszarów życia publicznego, w tym osób ze świata biznesu i polityki. Spotkania tego rodzaju, gdy dotyczą zagadnień regulacyjnych i pokrewnych, zawsze mają charakter misyjny i finansowane są wyłącznie ze środków własnych stowarzyszenia.

Dorobek publikacyjny



Fikcja jawności. Działalność lobbingsowa w Sejmie RP w latach 2006-2019

Analiza ustawy o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa prowadzi do wniosku, że mamy do czynienia jedynie z pozorną regulacją.



Przez Bałkany do Brukseli? Przyszłość Partnerstwa Wschodniego

Polska powinna zbudować na poziomie europejskim narrację tożsamościową opartą na odwołaniach do historii i kultury, która pokazywałaby wspólną przestrzeń bałkańsko-czarnomorską będącą integralną częścią Europy.



Konfrontacja czy kompromis? Scenariusze decyzji dot. wyborów prezydenckich w cieniu pandemii COVID-19

Z analizy wynika, że negocjacje konstytucyjne są dziś faktycznie propozycją kompromisową. Zarówno rządzący, jak i opozycja ustępują w nim ze swoich przeciwstawnych pozycji pierwszej preferencji i decydują się na współpracę w scenariuszu – obustronnie – drugiego wyboru.



Podatkowy labirynt. Wyzwania polskiego systemu danin publicznych

Arbitraż w podatkach dochodowych i brak sterowności systemu – głównie dlatego polskie podatki są postrzegane jako niesprawiedliwe. Niestety, bez dostępu do danych Ministerstwa Finansów nie da się odpowiedzieć na pytanie, jak powinna wyglądać struktura podatkowa w Polsce.



Uciekające metropolie. Ranking 100 największych polskich miast

Statystyki potwierdzają hipotezę o zwięższającym się dystansie rozwojowym pomiędzy największymi metropoliami a mniejszymi miastami. Nie istnieje już w Polsce podział na biedny wschód i bogaty zachód. Czynnikiem różnicującym stało się posiadanie w regionie dużej metropolii.



Zmierzch dyplomacji? Polityka zagraniczna w dobie cyfrowej rewolucji

Nowe narzędzie czy nowa jakość? Autor, uznany analityk stosunków międzynarodowych, zastanawia się, czy wpływ cyfrowej rewolucji na politykę zagraniczną ogranicza się do wyposażenia dyplomatów w nowe narzędzia, czy też fundamentalnie przeobraża środowisko ich pracy.



AlgoPolska. Zautomatyzowane podejmowanie decyzji w służbie społeczeństwu

Budując zaufanie do technologii, musimy zachować dbałość o interes społeczny w jej wdrażaniu. W raporcie "AlgoPolska" autorzy z Fundacji Centrum Cyfrowe i Klubu Jagiellońskiego wskazują, że aby Polska dokonała technologicznego skoku, potrzebujemy realnej debaty, modelu regulacji algorytmów, audytów i wyjaśnialności takich systemów, nowych rozwiązań w kwestii zarządzania danymi oraz powszechnej edukacji.



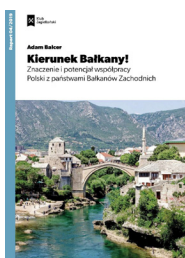
Kto powinien dbać o nasze konta? Polska wobec europejskiej unii bankowej

Niniejszy raport stanowi próbę rozszerzenia dyskusji wokół integracji gospodarczej w Unii Europejskiej, która w Polsce ograniczana jest do zagadnień związanych ze wspólną walutą. Autor analizuje argumenty „za” i „przeciw” obecności Polski w europejskiej unii bankowej.



Dostateczna zmiana. Ranking polityk publicznych 2015-2019

Wiarygodność, determinacja i suwerenność intelektualna, ale z drugiej strony antyinstytucjonalizm, lekceważenie procedur oraz niska kultura dialogu. Podsumowując dorobek Zjednoczonej Prawicy w poszczególnych dziedzinach polityki publicznej, zdecydowaliśmy się wystawić tróję.



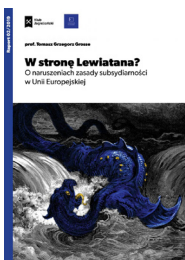
Kierunek Bałkany! Znaczenie i potencjał współpracy Polski z państwami Bałkanów Zachodnich

Polska ma potencjał, aby stać się istotnym podmiotem na Bałkanach Zachodnich. Dobrą podstawą tego procesu jest bezprecedensowy wzrost aktywności polskiej dyplomacji na Bałkanach Zachodnich w ostatnich latach.



Deglomeracja czy degradacja? Potencjał rozwoju średnich miast w Polsce

Jeśli poważnie traktujemy hasła o równoważeniu rozwoju kraju, potrzebujemy większej liczby biegunów wzrostu postaci ośrodków subregionalnych. Miasta pozbawione przywilejów „wojewódzkich” nie tylko nie mają równego dostępu do środków i inwestycji, ale tracą również kapitał ludzki.



W stronę Lewiatana? O naruszeniach zasady subsydiarności w Unii Europejskiej

Parlamenty narodowe w niewielkim stopniu przyczyniają się doniwelowaniadeficytudemokratycznegoUE.Zamiasttego pełnią funkcję legitymizującą dla ekspansji kompetencyjnej i rozwoju systemu regulacyjnego w UE. Przedstawiamy kolejny raport CAKJ autorstwa prof. Tomasza Grosse.



Nowa współzależność. Perspektywy rozwoju polsko-niemieckiej współpracy gospodarczej

W najbliższych latach Polska i Niemcy staną przed wyzwaniem wypracowania nowego modelu rozwojowego. Eksperti Centrum Analiz Klubu Jagiellońskiego, Ośrodka Studiów Wschodnich oraz Polskiego Instytutu Ekonomicznego analizują potencjalne pola współpracy oraz największe bariery.



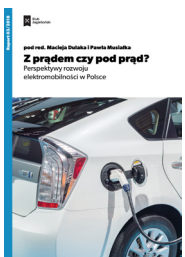
Rząd pod lupą. Ranking polityk publicznych 2018

Fragmentaryczność reform, odwlekanie działań, bierność w wielu obszarach – to wątki przewijające się w licznych rozdziałach syntezy. Rzut oka na wystawione rządowi cenzurki nie nastroja optymistycznie: jakość rządzenia pozostaje w Polsce niska.



Lekarstwo dla uniwersytetu. Kolegia jako sposób na decentralizację polskich uczelni

W raporcie poddajemy pod rozwagę propozycję zmiany struktury uczelni, zakładającą wprowadzenie instytucji tzw. kolegiów, które mogą stać się potrzebnym, skutecznym forum wewnętrznej współpracy, niezbędnej dla spożytkowania energii obecnej na polskich uczelniach.



Z prądem czy pod prąd? Perspektywy rozwoju elektromobilności w Polsce

Raport pokazuje przyczyny i dynamikę rozwoju elektromobilności w poszczególnych segmentach motoryzacji. Publikacja nie ogranicza się jedynie do diagnozy, ale przedstawia rekomendacje, będące propozycją korekty rządowej strategii rozwoju elektromobilności.



Polska średnich miast. Założenia i koncepcja deglomeracji w Polsce

„Prawdziwe życie toczy się gdzieś indziej” – w tym zdaniu możemy zamknąć doświadczenie „Polski średnich miast”. Jako Klub Jagielloński sprzeciwiamy się rozwojowi naszego państwa ograniczonemu do kilku największych metropolii. Dlatego prezentujemy kompleksowy program deglomeracji.



Rząd pod lupą. Rankig polityk publicznych 2017

Brakującym wymiarem analizy w debacie są zmiany w polityce publicznej, czyli reformy w poszczególnych obszarach funkcjonowania państwa. Prezentujemy syntetyczne podsumowanie najważniejszych reform dokonanych w 11 kluczowych działach administracji państwowej, od polityki gospodarczej do polityki kulturalnej.



Tak blisko, a tak daleko. Wyzwania dla współpracy transportowej UE z państwami partnerstwa wschodniego

W raporcie autor dr Michał Beim wykazuje podstawowe bariery we wzajemnej współpracy oraz propozycje możliwych zmian i usprawnień, które mają na celu kompleksową harmonizację systemów transportowych państw UE i PW.



Rewolucja i równowaga. Założenia kompleksowej reformy wymiaru sprawiedliwości

Zasadniczym celem szeroko zakrojonej, systemowej reformy musi być przede wszystkim zmiana dominujących wzorców zachowania polskich sędziów. Autor proponuje rozwiązania, które mogą usprawnić polski wymiar sprawiedliwości.



Zawodówki reaktywacja. Rola wyższych szkół zawodowych w rozwoju społeczno-gospodarczym Polski

System edukacji zawodowej w Polsce nie tylko nie jest przygotowany na wyzwania przyszłości, ale z trudem radzi sobie z zaspokajaniem bieżących potrzeb rynku pracy. Autorzy raportu przygotowali przegląd problemów i wyzwań, przed jakimi stoją współcześnie PWSZ. Autorami raportu są eksperci CAKJ.



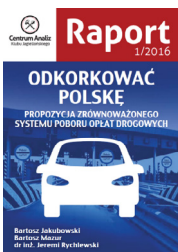
Widmo eurogoizmu. Unia Europejska na kursie ku protekcyjności

Polski rząd powinien rozważyć zasadność wprowadzenia w przyszłości instrumentów ochronnych dla krajowych przedsiębiorstw i miejsc pracy, zwłaszcza w sektorach uznawanych za strategiczne – proponuje profesor Tomasz Grzegorz Grosse w raporcie Centrum Analiz.



Wpływ kapitału. Jak mierzyć korzyści, które przedsiębiorstwo przynosi polskiej gospodarce

Dla uniknięcia peryferyzacji gospodarki należy otoczyć społecznym i publicznym szacunkiem tych przedsiębiorców, którzy prowadząc działalność gospodarczą, przynoszą duże korzyści gospodarce krajowej. Proponujemy więc metodę mierzenia korzyści polskiej gospodarki.



Odkorkować Polskę. Propozycja zrównoważonego systemu poboru opłat drogowych

Eksperti Centrum Analiz Klubu Jagiellońskiego przygotowali obszerny raport, w którym przedstawili kompleksową propozycję nowego, zrównoważonego systemu poboru opłat. Proponują odejście od ręcznego poboru opłat z drogi na rzecz trzech alternatywnych form odpłatności.

**Kontakt w sprawie
współpracy:**

Paweł Musiałek
Dyrektor CAKJ,
członek zarządu Klubu Jagiellońskiego

tel: 792 302 130
pawel.musialek@klubjagiellonski.pl

www.klubjagiellonski.pl

