

# IDENTYFIKACJA EKSPOZYCJI NA RYZYKO WALUTOWE POLSKIEGO SEKTORA GAZOWNICZEGO

*Natalia Iwaszczuk<sup>1</sup>*

*Agata Wzorek<sup>2</sup>*

*Oleksandr Ivashchuk<sup>3</sup>*

## **Streszczenie**

W artykule ukazano funkcjonujący w rzeczywistości rynkowej polski sektor gazowniczy, który w znacznej mierze uzależniony jest od importu surowca. Następnie przedstawiono postępujący od 2011 r. proces liberalizacji rynku, a także starania w kierunku dywersyfikacji dostaw gazu. Celem artykułu jest określenie ekspozycji na ryzyko walutowe polskiego sektora gazowniczego. Na podstawie danych dotyczących wielkości importu gazu do kraju oraz danych kursów walut, w których jest on kupowany, określono wartość narażoną na ryzyko owego sektora. W analizie szczególną uwagę zwrócono na zmienność walut, która ma bezpośredni wpływ na wielkość omawianego typu ryzyka. Ekspozycja na ryzyko walutowe polskiego sektora gazowniczego okazała się na tyle istotna by zarekomendować potrzebę wprowadzenia nowoczesnych instrumentów do strategii zarządzania ryzykiem walutowym w polskim gazownictwie.

**Słowa kluczowe:** ryzyko walutowe, ryzyko kursowe, rynek gazu, import gazu.

**Klasyfikacja JEL:** E60, L11, L95.

---

<sup>1</sup> AGH w Krakowie, Wydział Zarządzania / AGH University of Science and Technology, Faculty of Management, e-mail: niwaszcz@zarz.agh.edu.pl

<sup>2</sup> AGH w Krakowie, Wydział Zarządzania / AGH University of Science and Technology, Faculty of Management e-mail: aga.wzorek@gmail.com

<sup>3</sup> Politechnika Krakowska, Instytut Ekonomii / Cracow University of Technology, Institute of Economics, e-mail: oivashchuk@pk.edu.pl

## 1. Wstęp

Gaz ziemny jest obok ropy naftowej i węgla trzecim najważniejszym źródłem energii na świecie. Posiada kluczowe znaczenie dla przemysłu i gospodarek krajowych, ponieważ wykorzystywany jest nie tylko do produkcji energii cieplnej i elektrycznej, lecz ma także szerokie zastosowanie w przemyśle chemicznym, ciężkim i spożywczym, gdzie używa się go m.in. do produkcji plastików, detergentów i farb. W postaci LNG (ang. *Liquefied Natural Gas*) i CNG (ang. *Compressed Natural Gas*) może też być wykorzystywany jako paliwo silnikowe. Zaletą jego stosowania, w porównaniu do innych surowców energetycznych, jest mniejsza emisja gazów cieplarnianych do atmosfery, co zmniejsza koszty zewnętrzne ich wykorzystania na cele gospodarcze (Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, 2012). W Polsce rynek gazu traktowany jest jako alternatywa do wysokoemisyjnej gospodarki węglowej (Wysokiński i Gromada, 2016). Z powodu mniejszej emisyjności, w najbliższych latach może zacząć odgrywać większą rolę niż do tej pory. Wraz z liberalizacją krajowego rynku gazu przyczyni się to do zwiększenia liczby uczestników tego rynku.

Ponieważ krajowy rynek gazu jest w 70% uzależniony od importu gazu (Maciej Kaliski, 2010, str. 29), przypuszczać można, iż jest wrażliwy na ryzyko walutowe. Wpływ tego rodzaju ryzyka nasilił się w ostatnich kilku latach, za sprawą wysokiej dynamiki zmian kursów walut obcych, w których płacono za dostawy gazu z zagranicy. Celem artykułu jest zbadanie wrażliwości podmiotów polskiego sektora gazowniczego na działanie ryzyka walutowego na przestrzeni ostatnich kilku lat.

## 2. Rynek gazu w Polsce

Rynek gazu składa się z pięciu segmentów: wydobywanie, przesył, magazynowanie, dystrybucja i obrót. Jego transport tradycyjnie odbywa się przez sieć gazociągów, choć też może być przewożony w postaci skroplonej (LNG). W pierwszym przypadku wyróżnia się przesył (za pomocą gazociągów wysokiego ciśnienia gaz dostarczany jest do gazociągów dystrybucyjnych) oraz dystrybucję (dostarczenie paliwa do użytkowników końcowych). Ponadto gaz ziemny wydobywany jest w sposób ciągły, a użytkowany sezonowo, dlatego konieczne jest jego magazynowanie w podziemnych zbiornikach. Z uwagi na konieczność posiadania kosztochłonnego zaplecza (sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, podziemnych magazynów) rynek gazu nazywany jest rynkiem infrastrukturalnym, co wiąże się w wielu krajach, w tym również w Polsce, z występowaniem monopolu naturalnego, bowiem kapitałochłonność infrastruktury nie uzasadnia jej powielania (Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, 2012).

Na tle innych krajów Unii Europejskiej zużycie gazu w Polsce określić można jako niskie, ma jednak potencjał wzrostowy, który według skumulowanego rocznego wskaźnika wzrostu CAGR (ang. *Compound Annual Growth Rate*) wynosi CAGR +1,6% 2005–2015 (PGNiG, 2016). Wskaźnik CAGR obliczany jest za pomocą wzoru:

$$CAGR(t_o, t_n) = \left( \frac{V(t_n)}{V(t_o)} \right)^{\frac{1}{t_n - t_o}} - 1$$

gdzie:  $V(t_o)$  – wartość początkowa zużycia gazu w Polsce,

$V(t_n)$  – wartość końcowa zużycia gazu w Polsce,

$t_o$  – rok początku badania,

$t_n$  – rok końca badania (Forsal, 2017).

Przełomowe dla zużycia gazu w Polsce były lata dziewięćdziesiąte XX w., kiedy wraz z transformacją gospodarki popyt na surowiec wzrósł o blisko połowę. W tabeli 1 przedstawiono krajowy bilans gazu ziemnego wysokometanowego w latach 2014 i 2015, w porównaniu do roku 2010. Wynika z niego, że na przestrzeni tych lat import i zużycie błękitnego paliwa powoli rosło, natomiast własne wydobycie spadało. Oznacza to, że rola importu gazu do Polski będzie wzrastała.

**Tabela 1.** Bilans gazu ziemnego wysokometanowego (w mln m<sup>3</sup>)

Wyszczególnienie	2010	2014	2015
Pozyskanie	2010,0	1969,0	1995,5
Import	10328,0	11204,0	11458,3
Zużycie	12624,0	13137,0	13560,1

Źródło: Główny Urząd Statystyczny, 2016

Potwierdzają to też prognozy dotyczące wzrostu zapotrzebowania na ten surowiec energetyczny. Krajowy resort gospodarki przewiduje, że zużycie gazu do 2030 roku wzrośnie nawet o 32%, kiedy miałyby ono wynieść 20,2 mld m<sup>3</sup> (Albrycht red., 2013). Wpływ na takie prognozy mają m.in. plany uruchomienia nowych elektrociepłowni gazowych, a także postępująca gazyfikacja poszczególnych regionów Polski. Jest to bez wątpienia związane z dążeniem ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, ponieważ gaz ziemny uważany jest za „czyste paliwo”.

Jeśli chodzi o wydobycie gazu z krajowych zasobów, produkcja Spółki PGNiG (Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo) pokrywa blisko 30% popytu i kształtuje się na poziomie ok. 4 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie (Kaliski, Nagy, Rychlicki, i inni, 2010) (PGNiG, 2016). Pozostałe zapotrzebowanie pokrywane jest poprzez import tego węglowodoru, a największym importerem nadal pozostaje PGNiG. Jego „obecna infrastruktura gazownicza umożliwia odbiór gazu ziemnego z kierunków:

- wschodniego – poprzez punkty zdawczo-odbiorcze: Drozdowicze i Zosin (na granicy polsko-ukraińskiej), Kondratki, Wysokoje oraz Tietierowka (na granicy polsko-białoruskiej),

- zachodniego – poprzez punkt zdawczo-odbiorczy w Lasowie oraz poprzez wykorzystanie rewersu wirtualnego na Gazociągu Jamalskim,
- południowego – poprzez punkty zdawczo-odbiorcze w rejonie Cieszyna, Branicy lub alternatywnie w Głucholazach” (PGNiG, 2015).

Najwięcej błękitnego paliwa dostarczane jest do Polski z kierunku wschodniego (por. tabela 2). Wraz ze wzrastającym zapotrzebowaniem na ten surowiec i ograniczonymi własnymi zasobami, wzrastać będzie także znaczenie jego dostaw z zagranicy.

**Tabela 2.** Import gazu przez PGNiG w latach 2007–2014 (w mln m<sup>3</sup>)

Rok	Import	Kierunek wschodni	Kierunek zachodni	Kierunek południowy
2007	9 286,0	8 502,6	783,1	0,3
2008	10 264,2	9 438,6	825,4	0,3
2009	9 135,9	8 142,2	993,4	0,3
2010	10 066,4	9 034,2	1 031,9	0,3
2011	10 915,3	9 335,5	1 370,4	209,3
2012	10 999,9	9 017,3	1 426,9	555,7
2013	10 850,0	8 733,0	1 564,0	553,0
2014	9 698,0	8 097,0	1 224,0	377,0

Źródło: PGNiG, 2017

Analiza danych zawartych w tabeli 2 pokazała, że struktura dostaw gazu ziemnego do Polski na przestrzeni ostatnich lat niewiele się zmieniła i ciągle import z kierunku wschodniego (z Rosji) pokrywa blisko 60% krajowego zapotrzebowania na ten surowiec energetyczny. Pozostali liczący się importerzy z kierunku zachodnio-południowego to głównie Niemcy i Czechy. Jednak cele Spółki PGNiG zgodne z „Polityką energetyczną Polski do 2030 r.” zakładają zmniejszenie zależności od jednego, wschodniego kierunku dostaw, co wiąże się ze zwiększeniem poziomu bezpieczeństwa i umożliwieniem importu wyższych wolumenów gazu (Ministerstwo Gospodarki, 2009) (PGNiG, 2016). Dywersyfikacja będzie bardziej skuteczna, pod warunkiem pełnej liberalizacji rynku tego węgłowodoru.

### 3. Liberalizacja i dywersyfikacja krajowego rynku gazu ziemnego

Liberalizacja rynku gazu w Polsce, rozpoczęta w 2011 roku, łączy się ze zmianami w otoczeniu konkurencyjnym, a także zmianami w zakresie regulacyj-

nym i prawnym. Jednym z najważniejszych wydarzeń w procesie otwierania rynku gazu było uruchomienie w grudniu 2012 roku Towarowej Giełdy Energii (TGE)<sup>4</sup>. Kolejnym działaniem było wprowadzenie przez Urząd Regulacji Energetyki (URE) tzw. „obligo giełdowego”, czyli obowiązkowego wolumenu gazu ziemnego, który powinien zostać sprzedany przez spółkę obrotu PGNiG na TGE. Poziomy obligo giełdowy wynosiły:

- w 2013 roku – 30% gazu będącego w obrocie PGNiG,
- w 2014 roku – 40% gazu będącego w obrocie PGNiG,
- w 2015 roku – 55% max gazu będącego w obrocie PGNiG (Urząd Regulacji Energetyki, 2015).

W konsekwencji podjętych w kierunku liberalizacji działań, w roku 2015 koncesję na obrót błękitnym paliwem posiadało już 175 podmiotów gospodarczych spoza Grupy PGNiG (PGNiG, 2015). Giełdowa sprzedaż gazu umożliwiła wybór dostawcy paliwa przez końcowych odbiorców. Dodatkowo URE zaczął stopniowo znosić taryfy dla poszczególnych segmentów wśród odbiorców przemysłowych, co powinno jeszcze bardziej otworzyć rynek i obniżyć ceny sprzedaży błękitnego paliwa. Jednak już dziś, mimo nadal obowiązującej taryfy, cena gazu na rynku bywa niejednokrotnie niższa niż jej maksymalny, dopuszczalny poziom. Jest to korzystne dla klientów, lecz może przynosić podmiotom sektora gazowniczego straty z tytułu ryzyka cenowego. Oznacza to, że wyższych kosztów dostaw surowca nie będzie można pokryć podwyżkami cen przy jego sprzedaży.

Liberalizacja rynku gazu powinna umożliwić dywersyfikację dostaw tego surowca, co jest ważne z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Aby go zapewnić Rada Ministrów, swoim rozporządzeniem z dnia 24 października 2000 roku w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy, wprowadziła obowiązek różnicowania dostaw surowca. Określono w nim m.in., że w latach 2015–2018 maksymalny poziom udziału gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku nie może przekroczyć 59%. Co więcej, Rada Ministrów w 2008 roku podjęła kolejną uchwałę – o budowie w Świnoujściu terminala do odbioru skroplonego gazu ziemnego LNG. Został on oddany do użytkowania w 2015 roku, a pierwszy statek (tankowiec) z gazem skroplonym z Kataru wpłynął do portu w grudniu tegoż roku. Ta inwestycja została uznana za strategiczną, gwarantującą wzrost bezpieczeństwa energetycznego kraju (Polskie LNG, 2016). Moc regazyfikacyjna terminala wynosi 5 mld m<sup>3</sup>, z możliwością rozbudowy do 10 mld m<sup>3</sup>. Terminal poszerza więc geograficznie kierunki importu gazu ziemnego do Polski, który może być dostarczany też z innych krajów.

---

<sup>4</sup> Zgodnie z informacjami, publikowanymi na stronie internetowej giełdy, liczba zarejestrowanych uczestników rynku gazu ziemnego na TGE sięga 23 podmiotów.

Tabela 3 obrazuje wartość polskiego importu tego surowca energetycznego na przestrzeni lat 2002–2014, wyrażoną w milionach euro, choć nie wszystkie kontrakty opiewają na wspólną europejską walutę. Jak widać, największe kwoty za import gazu były płacone w latach 2012 i 2013. Niewielki spadek nastąpił tylko w 2014 roku.

**Tabela 3.** Wartość polskiego importu gazu ziemnego w latach 2002–2014

Rok	Polski import gazu ziemnego (w mln euro)
2002	879
2003	1 029
2004	1 058
2005	1 557
2006	2 205
2007	2 044
2008	3 356
2009	2 588
2010	2 850
2011	3 620
2012	4 283
2013	4 030
2014	3 545

*Źródło:* Ministerstwo Gospodarki, 2015

Import gazu do Polski opiera się głównie na kontraktach długoterminowych Grupy Kapitałowej PGNiG, które są wspomagane umowami średnio i krótkoterminowymi z dostawcami europejskimi (są to transakcje pozagiełdowe na niemieckich wirtualnych platformach handlowych: Gaspool i NCG – NetConnectGermany oraz transakcje giełdowe – na Europejskiej Giełdzie Energii – European Energy Exchange, EEX). Najważniejsze umowy długoterminowe, na podstawie których dostarczany jest gaz do Polski to:

1. Kontrakt kupna–sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku z OOO „Gazprom eksport”, obowiązujący do 31 grudnia 2022 roku. Jest nazywany kontraktem jamalskim (PGNiG, 2014).
2. Kontrakt z przedsiębiorstwem Qatargas na dostawy LNG (do 2034 roku) z Kataru. Zakłada dostawy 1,3 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie do terminala w Świnoujściu.

W obu kontraktach gaz jest sprzedawany na zasadzie *take-or-pay*, zakładającej płacenie grzywny w przypadku niewykupienia zakontraktowanego wolumenu gazu. W kontrakcie jamalskim nie ma podanych cen, lecz zaznaczono, że cena gazu jest obliczana według formuły opartej o cenę ropy naftowej. W 2012 roku formuła cenowa została zmieniona ze 100% powiązania ze światową ceną ropy na 85% powiązania z ceną ropy i cenami spotowymi gazu. Kontrakt zakłada dostarczenie do Polski do 10,2 mld m<sup>3</sup> rocznie (Rogalski, 2016). Jednak w ostatnich latach cena gazu jest coraz mniej skorelowana z ceną ropy naftowej, a to za sprawą wydobycia w USA gazu łupkowego. Niewykluczone więc, że partnerzy w umowach gazowych coraz częściej będą odchodzić od wspomnianej formuły i renegocjować ceny.

Jak widać, kontrakty długoterminowe nadal są podstawą umów na dostarczanie gazu ziemnego do Polski. Jednak to one najbardziej obciążone są ryzykiem walutowym, dlatego obserwowane jest zjawisko wzrostu liczby kontraktów krótkoterminowych w światowym imporcie gazu (Albrycht red., 2013).

#### 4. Ryzyko walutowe a polski sektor gazowniczy

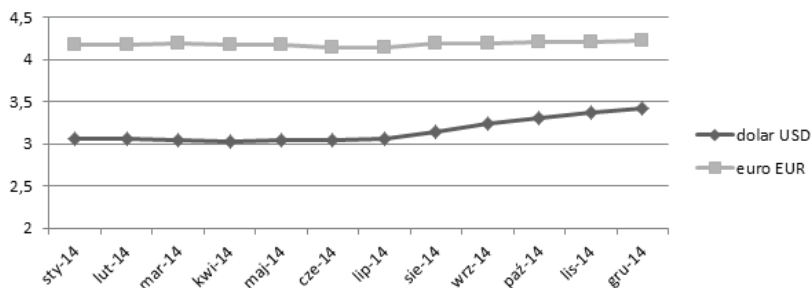
Jak już zostało wspomniane, polski sektor gazowniczy, jak i każdy inny podmiot gospodarczy, naraża się w swojej działalności na szereg różnych rodzajów ryzyka. Wśród nich największy wpływ wywierają ryzyko cenowe i walutowe. „Dla sprzedaży giełdowej, która w związku z nałożonym przepisami Prawa energetycznego dotyczy istotnej części wolumenów importowanych oraz sprzedaży do klientów końcowych po cenach indeksowanych do cen giełdowych, istnieje ryzyko negatywnej dekorelacji cen pomiędzy TGE a cenami wynikającymi z formuł kontraktów importowych” (PGNiG, 2015).

Ryzyko cenowe obecnie jest trudne do zbadania, większość bowiem dostaw odbywa się w oparciu o kontrakty długoterminowe, których ceny stanowią tajemnicę handlową. Co prawda w prasie sporadycznie pojawiają się spekulacje na ten temat, jednak trudno jednoznacznie stwierdzić jaka cena jest płacona w konkretnym okresie, tym bardziej, że ceny są często renegocjowane. Jedyną pewną informacją jest to, że „ceny gazu z importu ustalane są w dolarach amerykańskich i euro oraz kształtowane w oparciu o formuły indeksacyjne oparte na cenach produktów ropopochodnych i/lub cenach gazu na płynnym rynku zachodnioeuropejskim. Zmiany kursów walutowych oraz cen produktów ropopochodnych i gazu istotnie wpływają na wysokość kosztów pozyskania gazu z importu” (PGNiG, 2015).

Czym więc jest ryzyko walutowe? Według Narodowego Banku Polskiego to: „ryzyko związane z możliwością wahań kursu jednej waluty w stosunku do innej. Wahania kursu walutowego mogą doprowadzić zarówno do pogorszenia sytuacji finansowej jednostki, jak i do jej poprawy. Źródłem ryzyka jest fakt niemożności dokładnego przewidzenia kierunku i skali wahań kursu” (Narodowy Bank Polski, 2016). Ryzyko walutowe, zwane także ryzykiem kursowym, jest szczególnie duże

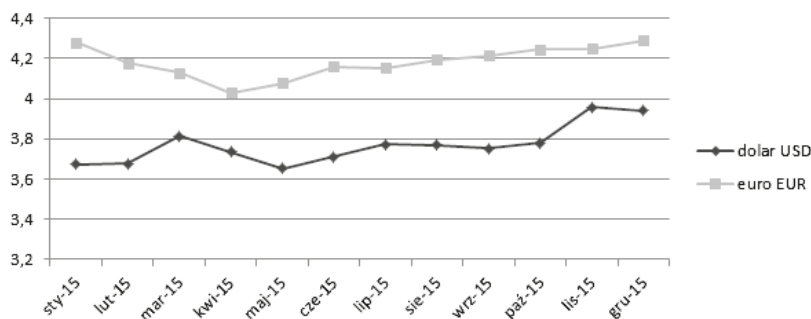
w podmiotach, w których pozycje bilansu denominowane są w walutach obcych lub też, transakcje kupna–sprzedaży są rozliczane w kontraktach długoterminowych dotyczących okresów przyszłych (Orłowska-Puzio, 2014).

Jeśli chodzi o poprawę sytuacji importera, to występuje ona w sytuacjach, kiedy waluta krajowa się wzmacnia, a więc ceny walut obcych maleją. Niestety w ostatnich latach obserwujemy pogorszenie się sytuacji finansowej importerów, i to nie tylko gazu ziemnego. Waluta krajowa od kilku lat jest niedoszacowana. Analiza średnich dziennych kursów dwóch walut wykorzystywanych w kontraktach gazowych (euro – EUR i dolar amerykański – USD) w latach 2014–2016 pokazała, iż cena euro się wahała w przedziale od 4,00 do 4,50 PLN/EUR, co daje wzrost maksymalnie o 12,5%. W tym samym czasie dolar amerykański wykazał się znacznie wyższą zmiennością (41,2%), bowiem jego kurs wahał się w przedziale od 3,01 do 4,25 PLN/USD (Narodowy Bank Polski, 2017). Dla uproszczenia, na rysunkach 1–3 zaprezentowano średnie miesięczne kursy wspomnianych walut. Jak widać, tu wahania kursów nie są tak spektakularne, niemniej jednak mogą się stać źródłem ryzyka walutowego.



**Rys. 1.** Średnie miesięczne kursy walut (EUR i USD) w 2014 roku

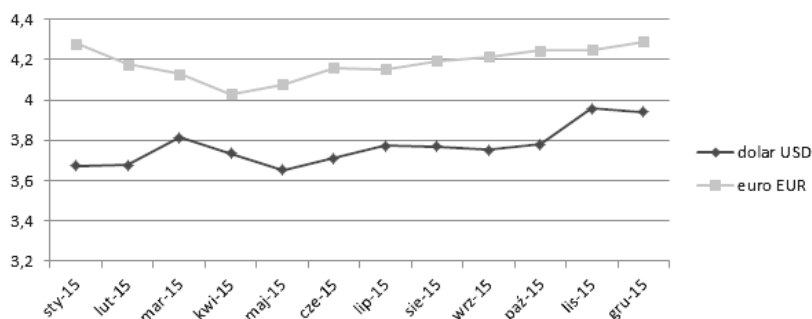
Źródło: (Narodowy Bank Polski, 2017)



**Rys. 2.** Średnie miesięczne kursy walut (EUR i USD) w 2015 roku

Źródło: (Narodowy Bank Polski, 2017)





**Rys. 3.** Średnie miesięczne kursy walut (EUR i USD) w 2016 roku

Źródło: (Narodowy Bank Polski, 2017)

Ryzyko walutowe w sektorze gazowniczym jest związane z faktem, że wzrost opłat za import gazu (wyrażony w walucie krajowej) nie zawsze można przerzucić na podwyżki cen dla klientów. „Dla części wolumenów sprzedawanych w ramach sprzedaży taryfowej istnieje zagrożenie, że pomimo ustalonych w prawie reguł określających możliwości korekty cen zatwierdzonych na okres obowiązywania taryfy, zmiana cen zakupu gazu z importu może nie być w pełni przeniesiona na ceny sprzedaży gazu dla odbiorców lub zmiany te będą następowały z pewnym opóźnieniem” (PGNiG, 2015).

Aby zidentyfikować skalę tego ryzyka, spróbujmy najpierw oszacować jaką średnią kwotę miesięcznie musi wydawać PGNiG na zakup gazu w walucie USA (za dostawy z Rosji). Na podstawie danych z tabeli 2 oraz Raportu PGNiG za 2015 rok (PGNiG, 2015) wyliczono, że średnia miesięczna dostawa to ok. 700 000 tys. m<sup>3</sup>. Analiza wielu źródeł daje podstawy przypuszczać, że cena gazu wynosi ok. 200 USD/tys. m<sup>3</sup>. Proste obliczenia dają kwotę 140 mln dolarów amerykańskich.

W identyfikacji ekspozycji na ryzyko walutowe bardzo ważną kwestią jest analiza zmienności wartości walut. Im większa bowiem jest zmienność, tym większe potencjalne straty z tytułu owego ryzyka. W tabelach 4 i 5 pokazano jak kształtowała się zmienność amerykańskiej i europejskiej waluty na przestrzeni trzech ostatnich lat.

Maksymalna zmienność kursu dolara USD (miesiąc do miesiąca), obliczona na podstawie średnich miesięcznych kursów wynosiła ponad 7%, co dla kursu walutowego jest istotną wartością. Badania zmienności w ciągu całego roku dały jeszcze większe wartości, bo ok. 12% dla 2014 roku i ponad 14% dla 2015 roku. Nieco spokojniejszy był rok 2016, a to za sprawą już bardzo wygórowanej ceny waluty amerykańskiej. Wracając do wyliczonej kwoty płaconej za gaz w USD, można oszacować wartość narażoną na ryzyko np. w styczniu 2015 roku jako  $140\,000\,000 \times (3,6739 - 3,4287) = 34\,328\,000$  PLN. Z kolei w przypadku wspólnej waluty europejskiej najwyższa zmiana wynosiła ok. 2,4%. Jednak ze względu na niewielkie

wahania jej kursu (rocznie nieprzekraczające 1,7%) oraz znacznie mniejsze ilości kupowanego za tę walutę gazu zostanie ona pominięta w niniejszym artykule.

**Tabela 4.** Zmienność kursu USD w przeliczeniu na PLN w latach 2014–2016

Rok	Zmienność (%) średnich miesięcznych wartości USD w poszczególnych miesiącach											
	sty	lut	mar	kwi	maj	cze	lip	sie	wrz	paź	lis	gru
2014	0,55	0,12	0,77	0,28	0,40	0,03	0,57	2,89	3,15	2,08	1,89	1,51
2015	7,15	0,07	3,73	2,07	2,21	1,60	1,70	0,13	0,46	0,78	4,67	0,39
2016	2,49	1,00	1,15	0,97	0,08	0,03	0,21	0,28	0,15	0,01	0,35	0,62

*Źródło:* obliczenia własne na podstawie (Narodowy Bank Polski, 2017)

**Tabela 5.** Zmienność kursu EUR w przeliczeniu na PLN w latach 2014–2016

Rok	Zmienność (%) średnich miesięcznych wartości EUR w poszczególnych miesiącach											
	sty	lut	mar	kwi	maj	cze	lip	sie	wrz	paź	lis	gru
2014	0,05	0,02	0,45	0,31	0,12	1,01	0,19	1,17	0,07	0,36	0,15	0,28
2015	1,34	2,39	1,19	2,39	1,22	2,00	0,14	0,95	0,56	0,69	0,10	0,95
2016	2,40	0,03	0,79	0,31	0,29	0,16	0,10	0,20	0,09	0,11	0,06	0,16

*Źródło:* obliczenia własne na podstawie (Narodowy Bank Polski, 2017)

Jak widać badania zmienności kursów walutowych są ważne nie tylko w przypadku kontraktów długoterminowych, ale również w kontraktach krótkoterminowych. Aby ograniczyć negatywny wpływ ryzyka walutowego należy podejmować działania ograniczające wpływ tego rodzaju ryzyka, zwracając szczególną uwagę na częstotliwość opłat (np. miesięczne, kwartalne), aby uwzględnić je w działaniach osłonowych. Innymi słowy, jeśli rozliczenia następują co miesiąc, to strategia zabezpieczająca powinna obejmować analogiczny okres, kończący się nieco wcześniej niż termin zapłaty za dostarczony gaz.

Jednym ze sposobów ograniczania ryzyka może być stosowanie hedgingu opartego na strategiach opcyjnych. W najprostszym przypadku należy zająć długą pozycję w opcji kupna odpowiedniej ilości gazu (lub w przeliczeniu na towar z nim skorelowany – np. ropę, benzynę lub olej napędowy) po cenie gwarantowanej, na okres zbieżny z terminami wnoszenia opłat. Przy wzroście ceny gazu na rynku spot, posiadacz opcji otrzyma rekompensatę, wyliczoną jako różnica ceny spot i ceny

wykonania opcji. Oczywiście jest, że im niższa cena gwarantowana, tym więcej trzeba zapłacić za opcje i prawo do jej wykonania. Druga możliwość – zajęcie długiej pozycji w opcji z prawem sprzedaży pewnej ilości błękitnego paliwa po cenie stałej. Możliwe jest też budowanie bardziej złożonych strategii, opartych o kilka opcji lub innych instrumentów pochodnych. Wymaga to jednak zatrudnienia wykwalifikowanych specjalistów od matematyki finansowej, którzy będą śledzić tendencje na rynku towaru i dokonywać na bieżąco korekt w strategiach hedgingowych.

Zatem bardzo ważną kwestią jest uzmysłowienie działania ryzyka walutowego, jego identyfikacja we własnej działalności, a także podjęcie działań celem jego redukcji, a nawet wyeliminowania, co zwiększy szanse na przetrwanie na rynku, zwłaszcza w przypadku mniejszych podmiotów gospodarczych funkcjonujących w sektorze gazowniczym.

## 6. Podsumowanie

W Polsce, tak jak i w całej Unii Europejskiej, obserwowany jest w ostatnich latach wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny, który jest uważany za „czyste paliwo”. Zgodnie z polityką Unii Europejskiej prognozowane jest utrzymanie tej wzrostowej tendencji, wraz z którą zwiększać się będzie także znaczenie importu gazu ziemnego do Polski. Trwająca od kilku lat liberalizacja rynku gazu przyczyniła się do jego otwarcia, wzrostu konkurencji i zwiększenia liczby uczestników rynku. Jednak GK PGNiG nadal pozostaje głównym graczem. Za pozytywną stronę tego monopolu naturalnego można uznać wysoką siłę negocjacyjną w zawieraniu umów z dostawcami.

Ważną kwestią pozostaje bezpieczeństwo energetyczne kraju, zwłaszcza ze względu na dominację jednego z dostawców gazu ziemnego do Polski. Poczynione przez rząd kroki do zbudowania terminalu gazu skroplonego stały się początkiem realizacji polityki dywersyfikacji dostaw gazu, co bez wątpienia będzie kontynuowane.

Z kolei z punktu widzenia bezpieczeństwa przedsiębiorstw działających na tym rynku niebagatelną rolę odgrywa stabilność ich funkcjonowania, która często jest zakłócana przez przerwy w dostawach gazu, nieprzejrzystość rynku pod względem cenowym, a także wpływy polityczne w skali krajowej i międzynarodowej. O ile ceny gazu w kontraktach długoterminowych na dostawy gazu z zagranicy niewiele się zmieniają, o tyle kursy walutowe mogą poważnie zakłócić równowagę finansową przedsiębiorstwa. Wynika to z analizy kursów dwóch walut (euro i dolar amerykański), w których Polska płaci za dostarczony gaz. Bardziej niestabilną w tym względzie okazała się waluta Stanów Zjednoczonych.

## Bibliografia

1. Albrycht I. red. (2013). Analiza infrastruktury gazowej w Polsce z perspektywy przyszłych wyzwań energetycznych i rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego. Warszawa: Instytut Kościuszki.
2. Forsal. (2017, styczeń 03). Finansopedia. Pobrano styczeń 02, 2017 z lokalizacji CAGR: <http://finansopedia.forsal.pl/encyklopedia/finanse/hasla/912377,cagr.html>
3. Główny Urząd Statystyczny. (2016). Energia 2016. Warszawa: GUS.
4. Kaliski M., Nagy S., Rychlicki S. i inni (2010). Gaz ziemny w Polsce – wydobywanie, zużycie i import do 2030 roku. *Górnictwo i Geologia*, 3, 27–40.
5. Maciej Kaliski S.N. (2010). Gaz ziemny w Polsce – wydobywanie, zużycie, import do 2030 roku. *Górnictwo i geologia*, 3, 27–40.
6. Ministerstwo Gospodarki. (2009). Polityka energetyczna Polski do 2030 r. Warszawa: Ministerstwo Gospodarki.
7. Ministerstwo Gospodarki. (2015). Polska 2015. Raport o stanie handlu zagranicznego. Warszawa: Ministerstwo Gospodarki.
8. Narodowy Bank Polski. (2016, czerwiec 30). Słownik. Pobrano styczeń 03, 2017 z lokalizacji Narodowy Bank Polski: <https://www.nbpportal.pl/sloownik/pozycje-sloownika/ryzyko-walutowe>
9. Narodowy Bank Polski. (2017, styczeń 03). Narodowy Bank Polski. Pobrano styczeń 03, 2017 z lokalizacji Statystyka i sprawozdawczość: <http://www.nbp.pl/home.aspx?f=/statystyka/kursy.html>
10. Orłowska-Puzio J. (2014). Zarządzanie ryzykiem walutowym w operacjach zagranicznych przedsiębiorstwa. Rozprawa doktorska. Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Zarządzania.
11. PGNiG. (2014, kwiecień 25). Zakupy. Pobrano styczeń 03, 2017 z lokalizacji PGNiG: <http://gk.pgnig.pl/pgnig/segmenty-dzialalnosci/obrot-i-magazynowanie/zakupy>
12. PGNiG. (2015, 3 30). Instrumenty finansowe i zasady zarządzania ryzykiem finansowym. Pobrano z lokalizacji PGNiG: <http://www.pgnig.pl/reports/annualreport2014/instrumenty-finansowe-i-zasady-zarzadzania-ryzykiem-finansowym.html>
13. PGNiG. (2015). Roczny Raport 2015. Warszawa: PGNiG.
14. PGNiG. (2016, Marzec 16). Prezentacja inwestorska. Warszawa, Mazowieckie, Polska.
15. PGNiG. (2016). Prezentacja inwestorska. Warszawa: PGNiG.
16. PGNiG. (2016). Prezentacja inwestorska. Czerwiec 2016. Warszawa: PGNiG.
17. PGNiG. (2016). Roczny Raport. Warszawa: PGNiG.
18. PGNiG. (2017, styczeń 03). PGNiG. Pobrano styczeń 03, 2017 z lokalizacji Import: <http://gk.pgnig.pl/pgnig/segmenty-dzialalnosci/obrot-i-magazynowanie/import>
19. Polskie LNG. (2016, marzec 10). Polskie LNG. Pobrano styczeń 17, 2017 z lokalizacji informacje o spółce: <http://www.polskielng.pl/o-firmie/informacje-o-spolce/>
20. Rogalski, M. (2016, czerwiec 03). Ceny gazu z Rosji. Kiedy Gazprom dogada się z PGNiG? Pobrano styczeń 10, 2017 z lokalizacji Money: <http://www.money.pl/gospodarka/wiadomosci/artukul/ceny-gazu-z-rosji-kiedy-gazprom-dogada-sie-z,176,0,2097584.html>
21. Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów. (2012). Raport kierunku rozwoju ochrony konkurencji i konsumentów na rynku gazu w Polsce. Warszawa: Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

22. Urząd Regulacji Energetyki. (2015, marzec 14). Obligo giełdowe. Pobrano styczeń 02, 2017 z lokalizacji Urząd Regulacji Energetyki: <https://www.ure.gov.pl/pl/tagi/18,obligo-gieldowe.html>
23. Wysokiński M., Gromada A. (2016). Rynek gazu ziemnego w Polsce w kontekście potrzeb energetycznych kraju. *Ekonomika i Organizacja Logistyki*, 1, 103–110.

## **IDENTIFICATION OF EXPOSURE TO CURRENCY RISK POLISH GAS SECTOR**

### **Abstract**

In the article shown operating on the market Polish gas sector, which largely depends on gas imports. Then presents the process of market liberalization that has occurred since 2011, as well as efforts to diversify gas supplies.

The aim of this article is to determine the exposure to currency risk polish gas sector. On the basis of data on the volume of gas imports to the country and the data foreign exchange rates, in which it is purchased, specified value at risk of this sector. In the analysis, special attention was paid to the volatility of currencies, which has a direct impact on the size of this type of risk. Exposure to currency risk Polish gas sector proved to be significant enough to recommend to the need to introduce modern instruments for currency risk management strategy in the Polish gas industry.

**Key words:** currency risk, foreign exchange risk, gas market, gas imports.

**JEL Classification:** E60, L11, L95.