

# Formuły cenowe w kontraktach długoterminowych na dostawę gazu do Unii Europejskiej

Robert Zajdler, Tomasz Hara, Jan Stanińko





---

**Formuły cenowe w kontraktach  
długoterminowych na dostawę gazu  
do Unii Europejskiej**

---



Instytut Sobieskiego  
ul. Nowy Świat 27  
00-029 Warszawa  
tel./fax: 22 826 67 47

[sobieski@sobieski.org.pl](mailto:sobieski@sobieski.org.pl)

[\*\*www.sobieski.org.pl\*\*](http://www.sobieski.org.pl)

Formuły cenowe w kontraktach długoterminowych  
na dostawę gazu do Unii Europejskiej

© Copyright by Instytut Sobieskiego

Opracowanie redakcyjne: Jan Filip Staniłko  
Korekta: Julita Wilczek  
Projekt: Piotr Perzyna  
Okładka: Piotr Perzyna, ALC Marketing & Media Projects

---

# **Formuły cenowe w kontraktach długoterminowych na dostawę gazu do Unii Europejskiej**

Robert Zajdler

Tomasz Hara

Jan Staniłko



## Spis treści

<b>Wnioski i rekomendacje</b>	9
<b>Słownik</b>	12
<b>Wstęp</b>	15
<b>Historyczny rozwój formuł cenowych w Europie i na świecie</b>	17
<b>Przyczyny odejścia od formuł opartych na ropopochodnych</b>	31
<b>Przegląd ostatnich zmian i obecnego kształtu gazowych formuł cenowych w Europie</b>	51
<b>Alternatywne formuły cenowe oraz ryzyka i zalety poszczególnych rozwiązań</b>	61
<b>Optymalizacja kosztów poprzez zróżnicowanie klauzul cenowych w kontraktach PGNiG</b>	71
<b>O autorach</b>	77





## Wnioski i rekomendacje

W analizie zaprezentowaliśmy kierunki rozwoju wszystkich znaczących światowych rynków gazu ziemnego oraz ich wpływ na kształtowanie się formuł cenowych na rynku Unii Europejskiej. W średniookresowej perspektywie czasu następujące uwarunkowania globalne będą miały największe znaczenie dla modelu formuł cenowych w Unii Europejskiej:

- kierunki rozwoju regionalnych rynków gazu ziemnego, a w szczególności poziom zapotrzebowania na gaz ziemny przez rynek azjatycki oraz dalszy wzrost produkcji gazu niekonwencjonalnego w USA i w innych rejonach świata;
- wzrastające możliwości eksportu nadwyżek z rynków regionalnych na inne rynki poprzez transporty LNG; oraz
- wynikająca z powyższych dwóch czynników postępująca integracja rynków regionalnych w ramach jednego rynku globalnego.

Uwarunkowaniem wpływającym bezpośrednio na rynek Unii Europejskiej są możliwości kształtowania cen na tym rynku i na rynkach poszczególnych państw członkowskich przez głównych producentów gazu ziemnego. Mogą one wpływać na te ceny nie tylko poprzez ustalanie mechanizmów cenowych w kontraktach, ale także poprzez wspólne określanie dostępnych ilości gazu na rynku.

Biorąc pod uwagę wyżej wymienione czynniki, a także specyfikę polskiego rynku gazu, sugerujemy następującą optymalizację kosztów wynikających z kształtowania formuł cenowych w długoterminowych kontraktach na dostawy gazu (GKDT). Z uwagi na uwarunkowania infrastrukturalne i geopolityczne nasze sugestie przedstawiamy w dwóch wariantach.

### Wariant dynamiczny

W świetle ustaleń niniejszego raportu rysuje się wyraźna potrzeba stworzenia polskiego hubu gazowego, który miałby również znaczenie regionalne (kraje bałtyckie i grupy wyszechradzkiej). Ma to uzasadnienie szczególnie w świetle forsowanej przez Komisję Europejską integracji infrastruktury przesyłowej, dywersyfikacji źró-

deł i kierunków dostaw gazu do Polski oraz optymistycznych perspektyw zwiększenia wydobycia krajowego. Powstanie takiego hubu uzasadniałoby wówczas dążenie do umieszczenia w GKDT formuł cenowych uwzględniających rynkowy mechanizm a jednocześnie możliwie wiernie odwzorowujących lokalne uwarunkowania.

W perspektywie średniookresowej metoda indeksacji w Polsce powinna być w maksymalnym stopniu zbliżona do metody indeksacji np. w Niemczech z uwagi na obecne oddziaływanie tego rynku na rynek krajowy oraz możliwe przyszłe bardziej symetryczne wzajemne oddziaływanie tych rynków na siebie.

Cena bazowa w GKDT podlegałaby aktualizacji do ceny z najbardziej reprezentatywnego hubu (hubów). Metodą indeksacji byłby kwartalny kontrakt forward. Pozwalałoby to na określenie ceny gazu ziemnego w oparciu o mechanizmy rynkowe, nawet w stosunku do najbardziej oddalonego, ale najbardziej płynnego rynku. Taka długość kontraktu przenosiłaby roczne fluktuacje cen gazu.

Formuła indeksacyjna mogłaby być zmodyfikowana poprzez zwiększenie udziału ceny forward gazu ziemnego do poziomu pomiędzy 45-60%. Z uwagi na brak mechanizmu rynkowego kształtowania cen gazu ziemnego w Polsce, należałoby rozważyć zastosowanie odniesienia do ceny forward wyznaczonej przez najbardziej reprezentatywny hub (huby). Formuła indeksacyjna w zakresie dotyczącym LFO i HFO powinna w większym stopniu uwzględniać zastępowalność gazu ziemnego w ramach modelu „netback”. Sugerowanym dostosowaniem formuły cenowej do polskich realiów byłoby ograniczenie wagi HFO, a także uwzględnienie znaczenia gazu ziemnego w elektroenergetyce. Może to nastąpić albo poprzez zmniejszenie udziału HFO kosztem indeksacji do węgla lub giełdowej ceny energii elektrycznej, albo poprzez techniczny mechanizm ograniczania znaczenia HFO (np. „cap” na fluktuacje części HFO w formule cenowej). P

ożądany jest uelastycznienie wolumenów gazu ziemnego dostarczanych w ramach GKDT. Mogłoby to następować poprzez obniżenie limitu Take-or-Pay. Uelastycznienie wolumenów mogłoby następować również poprzez zwiększanie udziału kontraktów krótkoterminowych i średnioterminowych opartych o ceny giełdowe gazu.

## **Wariant zachowawczy**

Cena bazowa w GKDT podlegałaby częstszej aktualizacji do ceny z najbardziej reprezentatywnego hubu (hubów). Metodą indeksacji mógłby być kwartalny kontrakt forward. Pozwala to na określenie ceny gazu w oparciu o me-

---

chanizmy rynkowe, nawet w stosunku do najbardziej oddalonego, ale najbardziej płynnego rynku. Indeksacja służyłaby krótkookresowym dostosowaniom cen. Taka metoda ustalania cen w mniejszym zakresie będzie wrażliwa na chwilowe zmiany cen na rynku.

Formuła indeksacyjna nie uległaby zmianie. Wynegocjowane byłyby widełki dla wzrostu cen w oparciu o aktualne wskaźniki indeksacyjne (HFO, LFO). Widełki górne oparte byłyby o cenę kwartalnego forward w najbardziej płynnym hubie (hubach).

## Słownik

### **Annual Deficiency**

- określenie oznaczające wolumen gazu opłacony przez odbiorcę w ramach zobowiązania Take or Pay, ale nie odebrany w danym roku od producenta. Niektóre GKDT określają rabaty od 15% do 25% za takie wolumeny gazu.

### **Cena giełdowa (spot) gazu**

- obejmuje w szerokim zakresie mechanizmy ustalania cen gazu ziemnego za pośrednictwem instrumentów występujących na giełdach towarowych, takich jak transakcje spot, forward, OTC, zarówno z fizyczną dostawą, jak i rozliczane jedynie finansowo. Zawężające rozumienie tego pojęcia będzie explicitie zaznaczone w raporcie.

### **Destination Clause**

- tzw. „klauzula przeznaczenia”, ograniczająca w GKDT możliwość dalszej dystrybucji gazu jedynie do określonego regionu dostawy.

### **Dostawca**

- przedsiębiorstwo zajmujące się obrotem hurtowym gazu ziemnego niezależnie od swojego kraju pochodzenia oraz powiązań z producentem.

### **forward**

- transakcja terminowa, polegająca na kupnie / sprzedaży danego towaru za określoną kwotę, z fizyczną dostawą w określonym dniu w przyszłości. W przypadku niektórych forwardów po upływie terminu umowy można nie dostarczać towaru, a tylko zapłacić różnicę pomiędzy ceną poprzednio uzgodnioną w kontrakcie a ceną obowiązującą w dniu wygaśnięcia umowy.

### **Gaz niekonwencjonalny**

- obejmuje gaz ziemny wydobywany za pomocą nowych możliwości technicznych, tj.

gaz łupkowy (shale gas), gaz zaciśnięty (tight gas), metan z pokładów węgla (coalbed methane) oraz klatraty metanu (methane hydrates).

### **GKDT**

- kontrakt długoterminowy na dostawę gazu, w którym zawarta jest klauzula cenowa.

### **HFO**

- ciężki olej opałowy

### **Hub**

- centrum handlu gazem, które może być fizyczne lub wirtualne. Hubami fizycznymi określamy huby, na których obraca się gazem przesyłanym przez dany punkt infrastruktury gazowej. Są to zwykle miejsca o znaczeniu strategicznym, przez które płyną znaczne wolumeny surowca. Dla przykładu, na Henry Hub w Luizjanie obraca się gazem przepływającym przez połączenie sieci gazociągowej wschodnich i północnych rejonów USA. Na hubach wirtualnych handluje się gazem dostępnym na umownym „punkcie krajowym” (lub regionalnym), będącym odzwierciedleniem wszystkich punktów wejścia i wyjścia do sieci dystrybucyjnej i magazynów gazu.

### **Interkonektor**

- gazociąg przekraczający granicę między państwami członkowskimi Unii Europejskiej lub państwami członkowskimi Unii Europejskiej i państwami członkowskimi Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) w celu połączenia krajowych systemów gazowych tych państw.

### **LFO**

- lekki olej opałowy

### **LNG**

- skroplony gaz ziemny, transportowany drogą morską i odbierany poprzez terminal re-gazyfikacyjny.

### **NBP**

- skrót od National Balancing Point; jest to wirtualny punkt obrotu gazem w Wielkiej Brytanii, obejmujący całą brytyjską sieć przesyłową.

### **Price Review / Reopener**

- klauzula w kontrakcie GKDT, która pozwala na renegotjację formuły cenowej. Renegocjacje takie mają miejsce w określonych odstępach czasu, zwyczajowo co trzy lata.

### **Producent**

- przedsiębiorstwo wydobywające gaz ziemny w celu dostarczenia go na rynek.

### **OTC**

- (ang. over-the-counter), w odniesieniu do handlu gazem, kontrakty pomiędzy uczestnikami rynku dostosowane do ich potrzeb i zawierane na odpowiadających obydwu stronom warunkach. Jedynie mała część kontraktów OTC jest rozliczana przez giełdy.

### **Ropopochodne**

- wszystkie produkty oparte na ropie naftowej (np. LFO, HFO). Sformułowania tego używamy dla określenia takich produktów z ropą naftową włącznie.

### **Take or Pay**

- klauzula określająca zobowiązanie odbiorcy gazu do opłacenia pewnego minimalnego wolumenu surowca w danym roku, niezależnie czy wolumen taki zostanie od producenta odebrany.

### **Take or Pay Bank**

- określenie oznaczające sumę wolumenów gazu, które zostały opłacone przez odbiorcę w ramach zobowiązania Take or Pay, ale nie zostały jeszcze odebrane od producenta (tzw. Annual Deficiencies). Nie każdy GKDT zezwala na „magazynowanie” w ten sposób nieodebranych wolumenów.



## Wstęp

W skali globalnej brak jest jednolitych mechanizmów wyznaczania cen gazu ziemnego. Można rozróżnić trzy rynki regionalne tj. rynek amerykański, rynek azjatycki oraz rynek europejski. Lokalna specyfika tych rynków przekłada się na różne praktyki zawierania na nich długoterminowych kontraktów na dostawę gazu (GKDT), a co za tym idzie, również na różne sposoby wyznaczania formuł cenowych w tych kontraktach. W długiej perspektywie czasu istnieje szansa, że zwiększający się obrót gazem skroplonym (LNG) oraz rozwój rynku gazu niekonwencjonalnego mogą zintegrować regionalne rynki w ramach globalnych mechanizmów wyznaczania cen. Punktem wyjściowym tego raportu jest analiza wszystkich rynków światowych, lecz głównym jego tematem jest zmieniająca się sytuacja na rynku gazu w Europie.

W ostatnich latach następuje istotna zmiana modelu rynku gazu w Unii Europejskiej. Wynika ona zarówno z zaakceptowanego przez państwa członkowskie i stopniowo wdrażanego modelu, opartego o reguły konkurencji oraz zasady liberalizacji, jak i z będącego tego konsekwencją rozwoju infrastruktury gazowej państw członkowskich, w tym połączeń wzajemnych oraz terminali LNG.

Historyczne uwarunkowania rozwoju rynku gazu ziemnego w Unii Europejskiej sprawiły, iż funkcjonowały na nim dwa modele zaopatrywania w gaz ziemny, a co za tym idzie, również dwa modele wyznaczania cen gazu ziemnego w GKDT. Pierwszym był model kontynentalny oparty na kontraktach długoterminowych dostaw gazu ziemnego na określone rynki państw członkowskich, po cenie indeksowanej do cen ropy naftowej i produktów ropopochodnych. Zaczął on rozwijać się od lat pięćdziesiątych w wyniku odkrycia znacznych złóż gazu ziemnego w Holandii. Drugim był model brytyjski, uformowany ostatecznie w połowie lat dziewięćdziesiątych, oparty na kontraktach średnioterminowych dostaw gazu ziemnego po cenie wyznaczonej za pośrednictwem mechanizmów giełd towarowych (tzw. ceny spot gazu ziemnego, zob. „Słownik”).

Słabe powiązania infrastrukturalne oraz równowaga pomiędzy podażą i popytem na każdym z tych rynków skutkowałą koegzystencją obu modeli. Od 2008 roku, w dużej mierze poprzez kryzys gospodarczy, zaobserwować można niebilansowanie podaży z popytem. Ceny giełdowe gazu utrzymywały się na poziomie znacznie niższym, niż ceny gazu wycenianego poprzez indeksowanie do cen ropy i produktów ropopochodnych. Uczestnicy rynku powiązani długoterminowymi kontraktami indeksowanymi do cen ropy i produktów ropopochodnych znaleźli się w trudnej sytuacji. Wielu z nich zmuszonych było starać się o renegocjację kontraktów, często skutecznie. Sytuacja ta wywołała powszechną debatę o konieczności wprowadzenia bardziej adekwatnego sposobu wyznaczania cen w GKDT na europejskim rynku kontynentalnym.

Niniejsza analiza ma na celu pokazanie kierunków zmian wyznaczania cen gazu ziemnego w kontraktach długoterminowych w Polsce na tle tendencji w Unii Europejskiej oraz na rynku globalnym. Służyć ma ona zaproponowaniu optymalnego sposobu wyznaczania cen w GKDT na rynku krajowym, uwzględniając uwarunkowania geopolityczne, gospodarcze, ekonomiczne oraz prawne. Analizę oparliśmy na porównaniu metod wyznaczania cen w oparciu o dane historyczne, tj. dotyczące okresu sprzed 2008 roku oraz zmianach, jakie następowały w latach 2008-2011. W konkluzjach skoncentrowaliśmy się na takich rozwiązaniach, które można realnie zastosować w średniej perspektywie czasu.

Stan prawny i faktyczny na dzień 4.01.2012 r.



## 1. Historyczny rozwój formuł cenowych w Europie i na świecie

Na przestrzeni ostatnich czterech dekad zaobserwować można wzrastającą rolę gazu ziemnego w gospodarce światowej. W ostatnim okresie globalny rynek gazu ziemnego rozwijał się bardziej dynamicznie niż rynek ropy naftowej. Pomimo globalnego obrotu gazem ziemnym, nie ukształtował się jeszcze jednolity światowy rynek. Wyróżnić można trzy regionalne rynki handlu gazem, tj.: rynek amerykański, europejski i azjatycki. Pozostają one w dużym stopniu odrębne, a jedynym kanałem płynności pomiędzy nimi jest coraz intensywniejszy obrót skroplonym gazem (LNG). Rynek europejski dodatkowo nie jest rynkiem spójnym wewnętrznie. Poszczególne regiony Europy i poszczególni producenci stosują inne rozwiązania w sprzedaży i wycenie gazu. Z tego względu poddaliśmy osobnej analizie Wielką Brytanię, Europę Zachodnią oraz Europę Wschodnią.

Globalnie wyróżnić można kilka mechanizmów wyceny gazu ziemnego w długoterminowych kontraktach na dostawę gazu („GKDT”). Pierwszym jest model administracyjnego wyznaczania ceny. Występuje on głównie na rynkach silnie regulowanych, posiadających własne złoża gazu, których eksploatacja zaspokaja wewnętrzny popyt. Model ten opiera się na kosztach wydobycia i dystrybucji oraz na administracyjnie ustalonej marży. Drugim modelem jest indeksowanie ceny gazu w GKDT do zmieniających się cen ropy naftowej lub produktów ropopochodnych. Niektóre bardziej złożone formuły cenowe zawierają również indeksowanie do innych surowców, a także do cen energii elektrycznej czy wskaźnika inflacji. Trzecim modelem jest określanie zmian cen w GKDT w odniesieniu do cen gazu (lub powiązanych instrumentów) na giełdach towarowych (ceny spot lub forward).

W rozdziale tym dokonamy analizy historycznych modeli wyznaczania cen w GKDT w głównych regionach świata, wskazując na ich powiązanie z regionalnymi uwarunkowaniami rynkowymi. Graniczną datą analizy jest rok 2008, jednakże wiele omówionych tutaj rozwiązań funkcjonuje również obecnie. Czynniki, które złożyły się wraz z kryzysem lat 2008-2010 na zmiany w kształtowaniu formuł cenowych w GKDT w Europie omawiamy w rozdziale drugim, same zaś zmiany w rozdziale trzecim.

## 1.1. Rynki Europejskie - kontynentalna Europa Zachodnia i model Groningen

Rozwój europejskiego międzynarodowego handlu gazem ziemnym zaczął się na dużą skalę pod koniec lat pięćdziesiątych, wraz z odkryciem potężnych złóż gazu w okolicach Groningen w Holandii i późniejszymi odkryciami złóż na Morzu Północnym. Do tego czasu każde państwo zaspokajało wewnętrzny popyt na gaz ziemny poprzez eksploatację własnych złóż lub produkcję. Rynek międzynarodowy nie istniał. Holendrzy, chcąc eksportować gaz, rozpoczęli negocjacje o dostawy rurociągami do Niemiec, Francji i Belgii. Kwestią kluczową było dla nich ustalenie mechanizmu cenowego, który zapewniłby maksymalizację zysków dla producentów kosztem innych uczestników rynku. Każde z państw miało wtedy administracyjnie ustalane ceny gazu dla krajowych konsumentów, a na giełdach towarowych nie obracano tym surowcem. Nie było zatem optymalnego punktu odniesienia dla formuł cenowych w nowych kontraktach.

### Metodologia „netback”

Ówczesna wycena gazu dla krajowych odbiorców polegała na metodzie cost-plus: cena końcowa odzwierciedlała sumę kosztów producenta (wydobycie, transport, koszty stałe) oraz marży. Formuła taka nie dawała gwarancji uzyskania najwyższych możliwych zysków i została przez Holendrów odrzucona. Ówczesny minister gospodarki Holandii Jan Willem de Pous oznajmił (w słynnej „Nota de Pous”), że dla maksymalizacji zysku przy wycenie gazu Holandia przestrzegać będzie metodologii netback. Punktem wyjściowym przy zastosowaniu tego mechanizmu jest wartość zastępcza, czyli wartość gazu określana w odniesieniu do alternatywnych względem niego nośników energii. Innymi słowy, najwyższa potencjalna cena, jaką gotowy byłby zapłacić za gaz konsument, mający do wyboru zakup energii z alternatywnego źródła. Aby ustalić cenę w kontrakcie, od wartości zastępczej odejmowane były koszty hurtowego odbiorcy (transport, koszty stałe i marża). Warunkiem stosowania tej metody wyceny było dokładne oszacowanie wartości odniesienia dla konkretnego rynku, często rynku regionalnego.

### Inne mechanizmy w kontraktach

Zastosowanie metodologii netback, w powiązaniu z innymi czynnikami rynkowymi, przekładało się na konkretne rozwiązania w kontraktach zawieranych przez holenderskich eksporterów. Po pierwsze, były to kontrakty długoterminowe, co po części oddawało konieczność znacznych inwestycji w infrastrukturę przesyłową i ułatwiało stabil-

ne finansowanie tych przedsięwzięć. Początkowo kontrakty zawierano nawet na ponad trzydzieści lat. W latach 1980 – 2003 średni czas trwania kontraktu skrócił się jednak z trzydziestu do 15 lat. Po drugie, kontrakty zobowiązywały hurtowych odbiorców do odebrania minimalnej ilości gazu w każdym roku. W przypadku, gdy odbiór tej ilości byłby niemożliwy, odbiorca (niezmiennie) zobowiązany był do zapłacenia za niego pełnej ceny (tzw. klauzula Take or Pay). Klauzula ta dawała korzyści obu stronom umowy, dokonując między nimi podziału ryzyka w zakresie zamawianych ilości oraz ceny gazu ziemnego.

Zarówno producenci, jak i odbiorcy, zdawali sobie sprawę, że w przyszłości realna wartość netback uzależniona będzie nie tylko od cen nośników energii uwzględnionych przy indeksacji, ale też od szeregu innych czynników: rozwoju technologii energetycznych, zmiany proporcji zużycia surowców energetycznych na danym rynku, czy też możliwości wprowadzenia gazu na giełdy towarowe i tym samym umożliwienie jego obrotu niezależnie od GKDT. Aby przystosować modele indeksacji do tych nieprzewidywalnych zmian, wprowadzono mechanizmy rewizji cen (tzw. klauzule Price Review lub Price Reopener). W określonych odstępach czasu (zwyczajowo co trzy lata) każda ze stron miała możliwość rozpoczęcia negocjacji ws. zmiany formuły indeksacyjnej. Kontrakty zobowiązywały strony do rozwiązywania sporów przez określone w umowie sądy polubowne. W związku ze zmianami na europejskich rynkach gazu wielu dostawców zdecydowało się wykorzystać klauzule rewizji cen i rozpoczęło negocjacje z producentami. Coraz większa liczba sporów trafia jednak przed trybunały arbitrażowe.

Wartość zastępcza gazu różniła się w zależności od rynku docelowego, więc inna była cena gazu sprzedawanego przez Holendrów do Belgii, Francji czy do różnych regionów Niemiec.

Dostawcy hurtowi płacący za gaz mniej mogliby uplasować ten sam gaz na rynkach innych odbiorców, odbierając im tym samym klientów. Aby zlikwidować to ryzyko, wszystkie ówczesne GKDT zawierały tzw. „klauzulę przeznaczenia” (Destination Clause), ograniczającą możliwość sprzedaży gazu do określonego terytorium. W ten sposób zminimalizowano również skutecznie konkurencję na rynku gazu.

## **Alokacja ryzyka**

Zastosowanie w GKDT indeksacji oraz klauzul Take or Pay skutkowało obciążeniem producenta jedynie ryzykiem związanym ze spadkami cen na rynkach surowców energetycznych. Ponieważ nie istniał niezależny obrót gazem na giełdach towa-

rowych, swobodny dostęp do surowca mieli jedynie dostawcy hurtowi, którzy weszli w GKDT bezpośrednio z producentem. To od nich, a nie bezpośrednio od producentów, zaopatrywali się w gaz mniejsi lub nowi dostawcy. Dostawcy hurtowi musieli się więc liczyć jedynie z ryzykiem związanym z dalszą dystrybucją zakontraktowanej w GKDT ilości gazu. Ponieważ przeważająca większość kontraktów zawierała klauzule przeznaczenia, brak bezpośredniej konkurencji w regionach dostawców ułatwiał to zadanie.

### **Mechanizm indeksacji w formule Groningen**

Punktem wyjścia przy indeksacji ceny gazu ziemnego w GKDT była zawsze stała cena gazu ziemnego uzgodniona w momencie zawierania umowy (tzw. „cena bazowa”). Dopiero ta kwota indeksowana była w oparciu o określone zmienne rynkowe. Elementami istotnymi dla poprawnego funkcjonowania takiej wyceny były: wycena alternatywnych nośniki energii oraz ustalenie odpowiedniego poziomu indeksowania względem tych surowców. We wczesnych holenderskich kontraktach uzgodniono, że gaz jest alternatywą głównie dla ropopochodnych, tj. lekkiego oleju opałowego (LFO) oraz ciężkiego oleju opałowego (HFO). Poziom indeksacji ustalono na: 60% LFO, (odzwierciedlając przede wszystkim zapotrzebowanie gospodarstw domowych) i 40% HFO (odzwierciedlając zapotrzebowanie przemysłu). Tabela 1 przedstawia przykładowy mechanizm indeksacji według formuły Groningen.

Holenderska formuła cenowa była podstawą szeregu GKDT zawieranych w Europie, m.in. kontraktu na: dostawy LNG z Algierii do Francji (1964) i Belgii (1987); dostawy z ZSRR do Włoch (1973); dostawy z Norwegii (1977, 1985, 1996); dostawy z Algierii do Włoch (1983), Hiszpanii i Portugalii (1996); dostawy z ZSRR do bloku wschodniego (w tym do Polski) (od 1988); dostawy z Wielkiej Brytanii do Europy kontynentalnej (1998); dostawy LNG z Trinidadu i Nigerii (1999).

### **Nowe składowe indeksacji**

Wraz z rozwojem europejskiego rynku gazowego i ze wzrostem ilości producentów i odbiorców, początkową stosunkowo prostą formułę indeksacji zaczęto rozwijać. W poszczególnych kontraktach pojawiły się nowe składowe, takie jak ceny: ropy naftowej, węgla, energii elektrycznej, inflacji oraz giełdowe ceny gazu i innych towarów, w różnych proporcjach. Wprowadzanie nowych składo-

wych do formuły indeksacji często wiązało się bądź ze spadkiem popytu, bądź ze zwiększeniem ceny bazowej gazu. Wykres 1 przedstawia relacyjnie składowe indeksacji w GKDT, w zależności od regionu dostawcy.

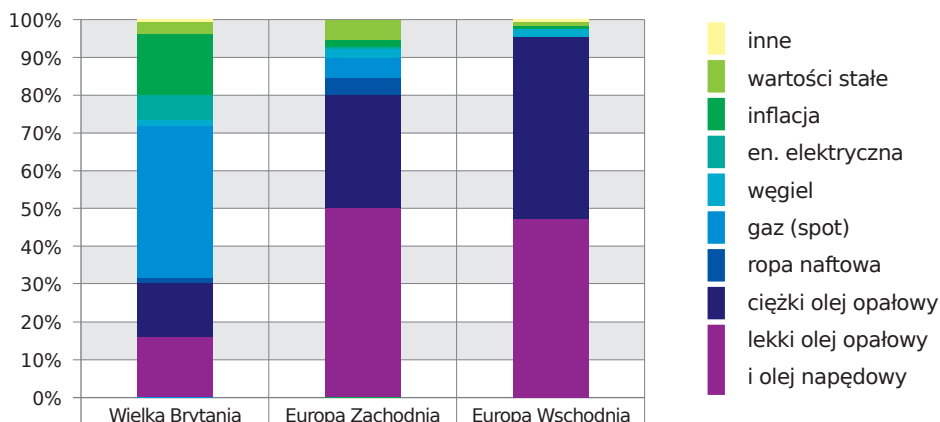
Wynika z niego, że nie istnieje jeden spójny europejski model wyznaczania cen gazu w GKDT. Producenci określają warunki sprzedaży w zależności od własnych preferencji i od uwarunkowań danego rynku regionalnego. Podział na rynek brytyjski, Europy Zachodniej i Europy Wschodniej wynika z przyjętych rozwiązań prawnych, jak również wzajemnych powiązań infrastrukturalnych. Struktura indeksacji w Wielkiej Brytanii różni się znacząco od indeksacji w innych częściach Europy. Jej składniki są bardziej różnorodne i obejmują przede wszystkim wysoki udział cen giełdowych gazu w formule. Rozwiązanie takie nabiera coraz większego znaczenia dla Europy kontynentalnej. Wczesne przyjęcie indeksacji do cen giełdowych jest spowodowane inną ścieżką rozwoju brytyjskiego rynku, który analizujemy w kolejnej części raportu.

TABELA 1. **Przykładowy mechanizm cenowy w kontraktach według modelu Groningen**

Formuła	$P_m = [P_0] + [0.60] \times [0.80] \times 0.0078 \times (LFO_m - LFO_0) + [0.40] \times [0.90] \times 0.0076 \times (HFO_m - HFO_0)$ <p>[...] - parametry w nawiasach ustalane są poprzez negocjację.</p>
Składnik 1	<p><math>P_m</math>: cena gazu w danym miesiącu. Jest ona funkcją ceny bazowej (<math>P_0</math>) oraz zmian w cenach alternatywnych paliw w porównaniu z ich ceną wyjściową, w tym przypadku:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Olej Opałowy Lekki (LFO); oraz</li> <li>- Olej Opałowy Ciężki (HFO).</li> </ul>
Składnik 2	<p>Wartości <b>[0.60]</b> oraz <b>[0.40]</b> wyznaczają poziom indeksacji do poszczególnych alternatywnych nośników energii; w tym przypadku <b>60% LFO i 40% HFO</b>. <b>W praktyce wartości te są często inne, niż rzeczywiste zużycie surowców energetycznych na danym rynku.</b></p>
Składnik 3	<p>Wartości <b>[0.80]</b> oraz <b>[0.90]</b> to tak zwane „wskaźniki przechodnie”, które służą alokacji ryzyka zmiany cen. W tym przypadku ryzyko bierze na siebie w znacznie większym stopniu strona sprzedająca.</p>
Składnik 4	<p>Wartości <b>0.0078</b> oraz <b>0.0076</b> służą przeliczeniu jednostek. W tym przypadku cena gazu podana jest w €centach/kWh a oleju w €/t.</p>
Składnik 5	<p>Wahania w cenach alternatywnych nośników energii oblicza się poprzez:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <math>LFO_0</math> - cena LFO w pierwszym miesiącu umowy, lub miesiącu odniesienia.</li> <li>- <math>LFO_m</math> - cena LFO w danym miesiącu m, która może być obliczana na podstawie średniej cen we wcześniejszych miesiącach. Okres odniesienia negocjowany jest przez strony.</li> </ul> <p>Ceny te mogą, ale nie muszą uwzględniać podatków.</p>

Zródło: Energy Charter Secretariat, International Pricing Mechanisms for Oil and Gas (Bruksela: Energy Charter Secretariat, 2007), s. 154

WYKRES 1. **Struktura indeksacji właściwa dla regionów importujących**



ŹRÓDŁO: Opracowanie własne na podstawie Badania Sektora Energetycznego Komisji Europejskiej 2006 r.

### 1.3. Rynki Europejskie - Wielka Brytania

Rynek gazu w Wielkiej Brytanii jest obecnie w większym zakresie oparty o mechanizmy rynkowe niż rynek Europy kontynentalnej. Na taki kształt rynku wpłynęły lokalne uwarunkowania, takie jak dostęp do własnych złóż gazu, liberalizacja rynku krajowego, rozwój infrastruktury oraz produkcji gazu w dużej części na potrzeby wewnętrzne.

Z innych uwarunkowań wpływała odmienność rynku Wielkiej Brytanii i Holandii. Brytyjskie złoża gazu ziemnego są złożami podmorskimi o większym ryzyku związanym z ich eksploatacją. Są one mniejsze oraz bardziej rozdrobnione, co zwiększa zarówno koszty wydobywania i przesyłu, jak i ryzyko kontraktowe związane ze sprzedażą pochodzącego z nich surowca. Sytuacja ta skutkowałą zawieraniem krótszych kontraktów, bardziej elastycznych wobec chwilowych różnic popytu i podaży oraz uwzględniających w większym zakresie koszty wydobywania i dostarczenia gazu do sieci, niż w Europie kontynentalnej. Ten kierunek kontraktowania gazu był również wymuszony przez liberalizację rynku energii elektrycznej, która wymogła dostosowywanie cen gazu, jako surowca do produkcji energii elektrycznej, do cen rynkowych.

Wczesne brytyjskie GKDT były podobne do modelu z Groningen. Zawierały one klauzule „Take or Pay”, a ich formuły cenowe były w znacznej mierze indeksowane do ropopochodnych brytyjscy producenci gazu byli również producentami ropy i takie rozwiązanie było dla nich optymalne. Już we wczesnych kontraktach pojawiły się jednak inne składowe indeksacji, takie jak: inflacja (Producer Price Index), czy też w niektórych przypadkach węgiel oraz energia elektryczna. Dane co do poszczególnych elementów indeksacji pochodziły

z Narodowego Biura Statystycznego Wielkiej Brytanii. Kontrakty te nie miały, w większości, mechanizmów rewizji cen. Liberalizacja rynku umożliwiła powszechny dostęp do infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej w kraju oraz możliwość konkurowania o odbiorców. W momencie kiedy gaz znajdował się w sieci NationalGrid, był on traktowany jako dostępny na wirtualnym hubie zwanym National Balancing Point (NBP), co oznacza, że można nim było obracać oraz natychmiastowo odebrać w dowolnym punkcie sieci. Przełożyło się to na zwiększenie konkurencji w obrocie gazem oraz w kontraktacji gazu ze złóż, co z kolei wpłynęło na stopniowe zmiany warunków GKDT. Kontrakty dotyczyły mniejszych ilości oraz krótszych okresów. Zapewniały one również konkurencyjne ceny bazowe oraz coraz bardziej elastyczne formuły indeksacji.

Rynek giełdowy na NBP rozwijał się dynamicznie od 1995 roku. Dodatkowym bodźcem dla swobodnego obrotu gazem był rozwój połączeń transgranicznych. Powstały liczne terminale LNG oraz dwa gazociągi łączące infrastrukturę brytyjską z kontynentem: wybudowany w 1998 roku Interconnector (Belgia) oraz BBL Pipeline z 2006 roku (Holandia). Połączenia te przyczyniły się do powstania dwóch punktów obrotu gazem – belgijskiego Zeebrugge i holenderskiego Title Transfer Facility, które wraz z NBP oraz innymi europejskimi hubami omawiane są szczegółowo w trzecim rozdziale raportu. Konsekwencją takiego rozwoju rynku brytyjskiego jest to, iż obecnie jedynie około 10% kontraktów opiera się na indeksacji do ropopochodnych, w większości dotyczących złóż na Morzu Północnym. Wycena w pozostałych umowach oparta jest w przeważającej większości o ceny giełdowe na NBP.

### 1.3. Rynki Europejskie - Europa Wschodnia

Odmienne ukształtował się rynek GKDT w Europie Wschodniej, w tym również w Polsce. W czasach „rozkwitu” Związku Radzieckiego infrastrukturę przesyłową w tym regionie tworzone w taki sposób, aby umożliwić odbiór gazu ziemnego wyłącznie z kierunków wschodnich. Z kolei w odpowiedzi na wzrost kosztów utrzymywania kontroli nad Europą Środkowo-Wschodnią w latach osiemdziesiątych opracowano w Związku Radzieckim nową doktrynę strategiczną, która uzyskała nazwę „doktryny Falina” (od nazwiska kierownika Wydziału Międzynarodowego KPZR Walentina Falina). Jej głównym założeniem było zastąpienie coraz bardziej kosztownej gospodarczo i politycznie groźby sowieckiej interwencji militarnej w sytuacji zagrożenia stabilności panowania („doktryna Breżniewa”) utworzeniem nowych form współpracy z byłymi państwami satelickimi. Miało to umożliwić Moskwie zachowanie przynajmniej części imperialnych wpływów poprzez mechanizm uzależnienia. Istotną częścią doktryny było utrzymanie monopolu i uzależnienie państw Europy Wschodniej od dostaw rosyjskich surowców energetycznych.

Zgodnie z tą doktryną strategiczną infrastruktura gazowa łącząca Rosję z Zachodem była inwestycją kluczową a jej rozwój aktywnie wspierano. Po rozpadzie bloku sowieckiego państwa Europy Środkowej i Wschodniej nie potrafiły wykorzystać szansy dywersyfikacji źródeł gazu poprzez wybudowanie infrastruktury umożliwiającej import surowca z kierunku północno-zachodniego (z Norwegii, Holandii czy Danii) lub południowego. W efekcie, w tej części Europy nadal istnieje stary, imperialny układ gazociągów przesyłowych wschód-zachód, a brak jest sieci tranzytowych północ-południe. Z tego też względu doktryna Falina nadal jest podstawą rosyjskich dokumentów strategicznych. Tę sytuację ma szansę trwale zmienić dopiero polityka jednolitego rynku energii forsowana obecnie przez Komisję Europejską. Początkowo gaz ziemny ze Związku Radzieckiego wymieniano z krajami satelickimi w ramach RWPG barterowo lub w transferowym systemie rublowym. Praktyka ta uległa jednak zmianie pod koniec lat osiemdziesiątych. Decydenci radzieccy doszli do wniosku, że w ramach RWPG należy wprowadzić wolnodewizową wymianę handlową. Bodźcem do takiej decyzji była tzw. hipoteza Marrese'a-Vanousa, która mówiła, że ceny surowców eksportowanych do państw satelickich są niedoszacowane, natomiast dobra importowane do ZSRR przeszacowane. To ugruntowało przekonanie, że Moskwa subsyduje państwa satelickie, a ciężar utrzymania imperium jest coraz trudniejszy do udźwignięcia. Zakładano, że odstąpienie od takiej wymiany w dłuższej perspektywie wzmocni, a nie osłabi zależność satelitów od Rosji.

W efekcie rozpoczęcia wolnodewizowego obrotu gazem ziemnym w 1988 r., zastosowano formuły cenowe oparte o indeksację do ropy naftowej i produktów ropopochodnych. Podstawą indeksacji były średnie ceny ropy naftowej i produktów ropopochodnych z uprzednich 6-9 miesięcy, z przesunięciem czasowym o 3 miesiące. Rewizja cen według formuły odbywała się kwartalnie. Negocjacje samej formuły mogły odbywać się zazwyczaj co 3 lata. GKDT zawierały również klauzulę przeznaczenia uniemożliwiającą reeksport gazu na inne rynki. W ostatnich dwóch dekadach te zasady kształtowania formuł cenowych uległy zmianie jedynie w niewielkim zakresie. Rynki te pozostają pod faktyczną dominacją jednego źródła dostaw, co ogranicza istotnie wolę producenta do zmian klauzul w kierunku wyznaczonym przez trendy w Północno-Zachodniej Europie. Gazprom jest przedsiębiorstwem państwowym, którego celem jest w równej mierze osiągnięcie zysku, co realizacja celów zawartych w strategicznych dokumentach Federacji Rosyjskiej. Tak jak państwowy właściciel stara się zapewnić Gazpromowi rentę monopolistyczną na rynkach zbytu, tak Gazprom służy osiągnięciu jawnie deklarowanych celów geopolitycznych. Dochody Gazpromu, są również bardzo istotnym elementem bilansu budżetowego Federacji Rosyjskiej. W związku z tym rosyjska firma bezwzględnie wykorzystuje wszystkie słabości negocjacyjne swoich kontrahentów. Mając na uwadze powyższe uwarunkowania, można przewidywać, że każda zmiana formuł cenowych wpływająca na obniżenie cen surowca sprzedawanego przez Gazprom będzie przedmiotem zaciętych negocjacji.



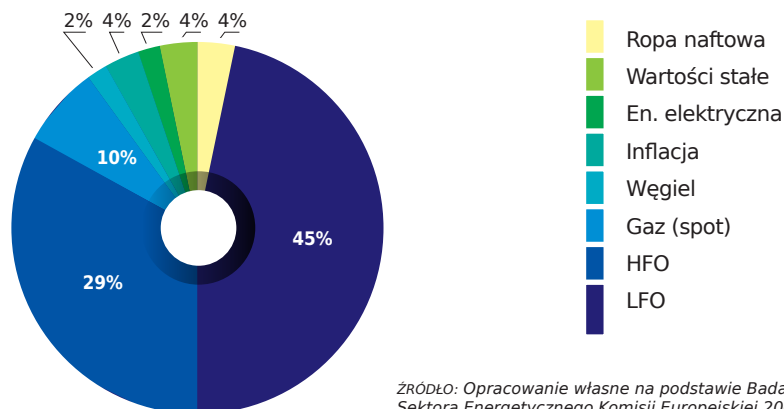
## 1.4. Unia Europejska jako jednolity rynek

Począwszy od lat pięćdziesiątych XX w. obserwujemy postępującą prawną i ekonomiczną integrację rynku gazu ziemnego w Unii Europejskiej.

Strategia „Energy 2020” oraz Trzeci Pakiet Energetyczny (szerzej: Rozdział 2.3.), w połączeniu z dwupłaszczyznowym modelem integracji rynku (tzw. „top-down” i „bottom-up”) prowadzą do budowania jednego prawnego modelu rynku gazu w Unii Europejskiej. Działania te wspierane są poprzez postępującą integrację infrastruktury gazowej. Budowane są nowe połączenia gazowe w ramach Unii Europejskiej oraz pomiędzy państwami członkowskimi Unii Europejskiej i krajami trzecimi. Realizowane są inwestycje w nowe terminale LNG, które zapewniają większą elastyczność dostaw gazu ziemnego spoza Unii Europejskiej. Tutaj przedstawiamy syntezę danych z poszczególnych rynków lokalnych.

GKDT były i wciąż pozostają ważnym elementem struktury dostaw gazu ziemnego w Unii Europejskiej. Wynika to zarówno z uwarunkowań historycznych, jak i struktury zaopatrzenia rynku. Udział poszczególnych czynników indeksacji w kontraktach na dostawy do Unii Europejskiej w roku 2006 przedstawiony jest na Wykresie 2. Najważniejszymi komponentami były wciąż ropopochodne (LFO – 44,8%, HFO – 29,5%). Udział gazu indeksowanego do ceny giełdowej w skali Unii był zauważalny (9,8%), jednak wynika to głównie z jego rozpowszechnionego użycia w Wielkiej Brytanii.

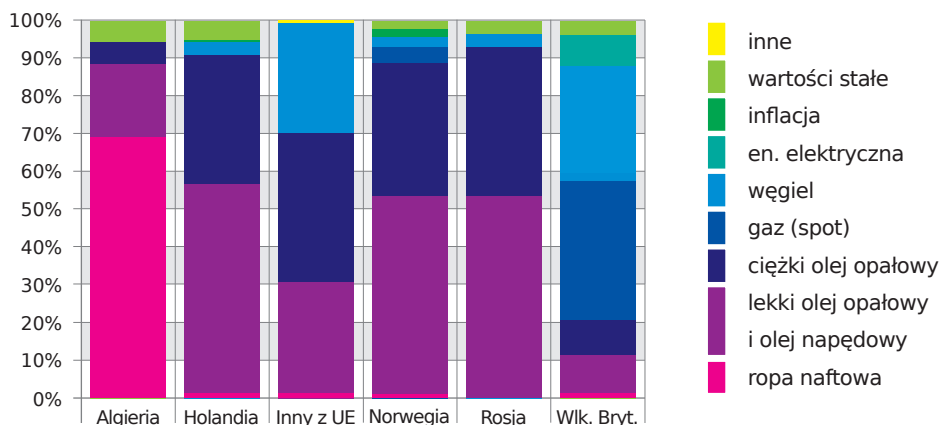
WYKRES 2. Struktura indeksacji Unia Europejska 2006 r.



ŹRÓDŁO: Opracowanie własne na podstawie Badania Sektora Energetycznego Komisji Europejskiej 2006 r.

Co ważne, zaobserwować można znaczne dysproporcje w formułach indeksacji w zależności od kraju producenta. Wykres 3 przedstawia te różnice. W gazie pochodzącym z Algierii przeważa indeksowanie do cen ropy naftowej, zaś w przypadku pozostałych dostawców do LFO i HFO. Indeksowanie do ceny giełdowej gazu jest ważnym elementem formuły cenowej w Wielkiej Brytanii oraz mniejszych dostawców w UE, którzy próbują zdobyć udział w rynku kosztem historycznie dominujących na tym rynku podmiotów.

WYKRES 3. **Struktura indeksacji właściwa dla eksporterów gazu (2006 r.)**



ŹRÓDŁO: Opracowanie własne na podstawie Badania Sektora Energetycznego Komisji Europejskiej 2006 r.

## 1.5. Rynek Amerykański

Rynek gazu ziemnego w Stanach Zjednoczonych zaczął rozwijać się poprzez inwestycje prywatnego kapitału w wydobywanie i sieć przesyłową już na początku XX wieku. Podobnie jak w Wielkiej Brytanii, dynamika rozwoju postępowała wraz ze wzrostem wewnętrznej produkcji oraz konsumpcji, a gaz wydobywany był w dużej ilości ze średnich i małych złóż. Struktura wewnątrz krajowego rynku gazu w USA różniła się więc od struktury rynku Europy kontynentalnej, który opierał się na międzynarodowych długoterminowych kontraktach oraz na eksploatacji dużych złóż gazu, takich jak Groningen (Holandia) czy Troll (Norwegia).

### Okres regulacji

Kształtowanie się cen w GKDT na rynku amerykańskim związane było z kierunkami rozwoju regulacji tego sektora. Uchwalenie Public Utility Holding Company Act (1935 rok) oraz Natural Gas Act (1938 rok) skutecznie wprowadziło regu-

lację sektora infrastrukturalnego oraz wydobywczego na poziomie federalnym, co w następstwie ograniczyło zyski przedsiębiorstw. Dodatkowo, zastosowanie metodologii cost-of-services (koszty inwestycji plus rozsądna stopa zwrotu) w stosunku do cen producentów gazu ziemnego, a nie tylko właścicieli sieci przesyłowych (wyrok Sądu Najwyższego w sprawie Phillips Petroleum Co vs. Stan Wisconsin w roku 1954), spowodowało zmniejszenie skłonności do inwestycji w nowe źródła pozyskiwania gazu. Skutkiem tego były niedobory gazu, a także brak płynności i konkurencji na międzystanowym rynku. Rozwijały się jedynie nieskrępowane prawem federalnym rynki wewnątrzstanowe.

### **Deregulacja i stan obecny**

Okres deregulacji, który rozpoczął się wraz z uchwaleniem Natural Gas Policy Act w 1978 roku, zapewnił wdrożenie zasady dostępu stron trzecich do sieci przesyłowych, a także rozdziału tej działalności od innych typów działalności w sektorze gazowym. Ważnym elementem było również stopniowe uwalnianie cen producentów gazu, podnoszące skłonność do inwestycji w nowe źródła wydobywania. W ten sposób utworzony został płynny, przejrzysty i konkurencyjny rynek, charakteryzujący się dużym rozdrobnieniem po stronie dostawców oraz wielością kierunków dostaw.

Konsekwencją tych zmian jest obecny model rynku, w którym ceny w GKDT oparte są o ceny określone przez giełdy towarowe, które z kolei odnoszone są do cen w hubach. W Stanach Zjednoczonych funkcjonuje wiele płynnych hubów, lecz najważniejszym z nich jest Henry Hub w Luizjanie, miejsce połączenia sieci przesyłowych wschodnich i północnych rejonów USA. To właśnie do cen na Henry Hub odnoszą się ceny kontraktów spot i forward na New York Mercantile Exchange (NYMEX). Do pozostałych hubów należą Katy (dla Texas Upper GulfCoast), Waha (dla West Texas Permian Basin) czy Opal (dla Wyoming). Ceny w innych hubach zależą wprawdzie od warunków lokalnych (różne koszty przesyłu surowca), ale znaczne odstępstwa od cen w Henry Hub zachodzą jedynie podczas nagłych zmian warunków na rynku.

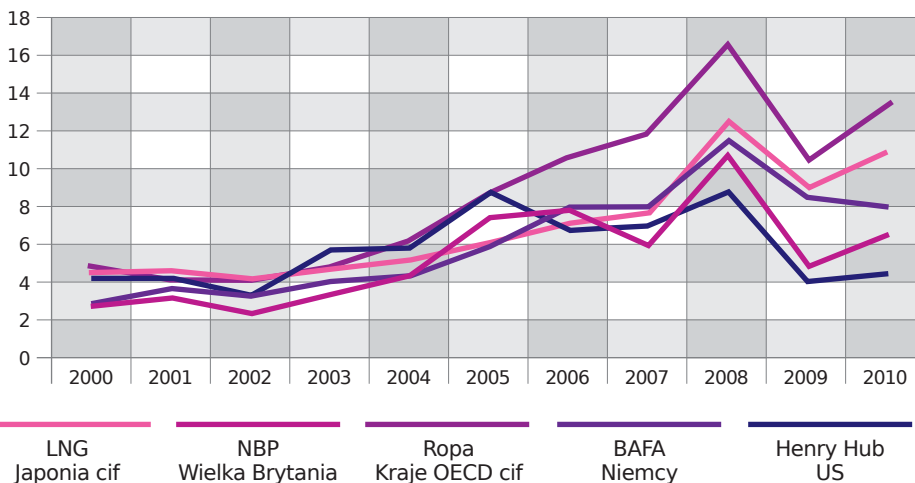
### **Ostateczna korelacja cen gazu i ropy?**

Pomimo rynkowego mechanizmu wyznaczania cen w Stanach Zjednoczonych w latach 2000-2006 zaczęły one wykazywać bliską korelację z cenami ropy. Było to spowodowane zwiększonym popytem, spadającą produkcją wewnątrz-

na, a co za tym idzie, większymi potrzebami importu (głównie poprzez transporty LNG). Sytuacja ta zmieniła się drastycznie wraz z nadejściem kryzysu ekonomicznego (spadek popytu) oraz rozwojem technologii eksploatacji niekonwencjonalnych źródeł gazu, co ilustruje Wykres 4. W efekcie duża część transportów LNG pierwotnie przeznaczonych na rynek amerykański została przekierowana na inne rynki, w tym do kontynentalnej Europy oraz do Wielkiej Brytanii, stając się jedną z bezpośrednich przyczyn europejskiej nadwyżki podaży gazu nad popytem, tzw. „gas glut”.

Uczestnicy amerykańskiego rynku gazu rekompensują znaczną zmienność cen tego surowca poprzez zawieranie transakcji typu swap i forward. Giełda NYMEX prowadzi też wskaźnik zwany „strip” używany w długoterminowych umowach, który uśrednia ceny kontraktów forward na kolejne dwanaście miesięcy, tym samym eliminując wahania sezonowe. W skali światowej ceny na Henry Hub należą do najniższych, co również przedstawia Wykres 4.

WYKRES 4. **Ceny gazu ziemnego na światowych rynkach w odniesieniu do ropy naftowej (w latach 2000 - 2010)**



ŹRÓDŁO: Opracowanie własne na podstawie BP Statistical Review of World Energy 2011 r.

## 1.6. Rynek Azjatycki

Kluczowymi czynnikami wpływającym na formuły cenowe w GKDT na rynku azjatyckim jest geograficzne usytuowanie miejsc produkcji i konsumpcji gazu, rozwój infrastruktury przesyłowej oraz nowe źródła wydobycia surowca.

## Azja - rynek LNG

Zapotrzebowanie regionu południowo-wschodniej Azji na energię stanowi 37% zapotrzebowania światowego, lecz zużycie gazu reprezentuje jedynie 17% światowego zużycia, co stanowi istotny potencjał rozwoju. Natomiast zapotrzebowanie tego regionu na LNG stanowi ponad 60% zapotrzebowania światowego. Te dysproporcje wynikają z uwarunkowań geograficznych i infrastrukturalnych. Znaczne złoża gazu znajdują się w południowo-wschodniej Azji, w krajach takich jak Indonezja, Malezja czy Brunei. Główni odbiorcy (Japonia, Korea Południowa, Tajwan oraz Chiny) są jednak geograficznie oddaleni od regionów wydobywczych. Duże odległości, w przeważającej części morskie, spowodowały brak inwestycji w międzynarodową sieć gazociągów. Jediną dostępną możliwością pozostaje import LNG.

Koszty transportu LNG powodowały, iż tylko kraje o określonym poziomie rozwoju, takie jak Japonia, Tajwan czy Korea Południowa, mogły sobie pozwolić na import gazu ziemnego i szersze wykorzystanie go w gospodarce. Dla innych państw koszt był skuteczną barierą w wykorzystaniu tego surowca. Sytuacja uległa zmianie wraz z pojawianiem się nowych eksporterów w regionie. Wzrósł (i wciąż wzrasta) udział w rynku Australii, Rosji (projekt Sakhalin 2), Kataru, Kuwejtu, Papui Nowej Gwinei oraz Timoru Wschodniego. Dodatkowo, zmniejszające się zapotrzebowanie na LNG w USA, zwłaszcza po 2008 roku, powoduje przekierowanie znacznej części tego gazu na rynki azjatyckie. Większa konkurencja po stronie eksporterów wpłynęła na obniżenie cen transportu, co z kolei umożliwiło otwarcie dla LNG rynków Chin oraz Indii.

### **Azjatyckie rozwiązania w formułach cenowych: „s-curves” oraz „floors and ceilings”**

Długoterminowe kontrakty LNG w regionie azjatyckim zaczęto zawierać w latach sześćdziesiątych. Rozwój stosowanych w nich formuł cenowych odbywał się w kilku etapach. Na początku lat siedemdziesiątych ceny ustalano w oparciu o koszty projektu, bez odniesienia do cen rynkowych jakichkolwiek surowców. Sytuacja uległa zmianie po kryzysie naftowym w 1973 roku. Koncepcja parytetu do ceny ropy zaczęła zdobywać uznanie i pojawiła się w GKDT.

W latach osiemdziesiątych zaczęto szczególnie często odnosić się w formułach cenowych do indeksu Japan Customs-Cleared Crude (JCC, zwany też Japan Crude Cocktail). Jest on obliczany co miesiąc przez rząd Japonii na podstawie cen importowanej ropy (po uwzględnieniu wszystkich opłat celnych). Typowa formuła zawierała stałą bazową cenę gazu oraz 80-90% odniesienie do JCC. Kiedy ceny ropy obniżyły się gwał-

townie w 1986 r., producenci LNG znaleźli się w ciężkiej sytuacji i mieli trudności z finansowaniem projektów. Formuły były renegocjowane i w efekcie wprowadzono do nich tzw. rozwiązania „s-curve”. Wyznaczono „przewidywane” wahania cen ropy, w granicach których formuła cenowa działała w zwykły sposób. Jeśli rzeczywiste wahania wykroczyły poza te widełki, formuła stawała się mniej czuła na indeksację, co przekładało się na mniejsze zmiany ceny gazu, niż wynikałoby to z formuły standardowej. Rozwiązanie takie chroniło producentów w okresach wyjątkowo niskich cen na rynkach ropy. Z kolei odbiorcy chronieni byli w wypadku znacznego i gwałtownego wzrostu tych cen.

W późnych latach dziewięćdziesiątych wprowadzono do formuł dolne i górne limity (floors oraz ceilings), które całkowicie eliminowały wpływ wyjątkowo znacznych wahań cen ropy na formułę cenową. Dodatkowo, cena bazowa nabrała większego znaczenia, gdyż zmniejszono stopień jej indeksacji do składowych. Rozwiązanie to odzwierciedlało nadwyżkę LNG, która pojawiła się na rynku w efekcie azjatyckiego kryzysu finansowego. W okolicach 2006 roku, gdy gospodarki południowo-wschodniej Azji znów rozwijały się w szybkim tempie (poza Japonią), koniunktura ta uległa zmianie. Nadwyżka ustąpiła miejsca niedoborowi i z formuł cenowych zniknęły górne i dolne limity. Powrócono do tradycyjnej pełnej indeksacji do cen ropy naftowej. Kolejna nadwyżka spowodowana światowym kryzysem finansowym wprawdzie poprawiła sytuację kupujących, ale nie do poziomu z późnych lat dziewięćdziesiątych. Zaobserwować można było jedynie stopniowy powrót rozwiązań s-curve.

Obecnie ceny gazu na rynku azjatyckim utrzymują się na poziomie delikatnie wyższym, niż na innych światowych rynkach. Częściowo jest to spowodowane faktem, że indeks JCC odzwierciedla wysoki koszt transportu ropy do Japonii. Podsumowując, czynniki takie jak brak swobodnego obrotu gazem na hubach czy giełdach towarowych w regionie, niska infrastruktura gazociągowa, wciąż usztywniony, iniedostawiany do elastycznej podaży LNG, popyt na ten towar w niektórych regionach Azji oraz uniwersalne stosowanie GKDT, nie dają podstaw do zmiany istniejących mechanizmów kształtowania cen w średniej perspektywie czasu.

## 2. Przyczyny odejścia od formuł opartych na ropopochodnych

Zmiany w formułach cenowych stosowanych w europejskich GKDT zaobserwować można od 2009 roku. Zbiega się to z intensywnym stadium światowego kryzysu finansowego, który niezaprzeczalnie przyczynił się do spadku atrakcyjności indeksacji do ropopochodnych. W tym rozdziale jednak nasza uwaga skupia się nie na kryzysie, który jest zjawiskiem przygodnym, ale na długotrwałych czynnikach, których działanie kryzys ten uwydatnił. Będą one mieć znaczenie dla rynków gazu w Europie i na świecie przez najbliższe dekady.

### 2.1 Gaz z alternatywnych złóż

W ostatnich latach zaczęto na świecie poważnie podchodzić do projektów komercyjnego wydobycia gazu z tzw. złóż niekonwencjonalnych. Złóż takich jest kilka rodzajów: gaz łupkowy (shalegas), gaz zaciśnięty (tightgas), metan z pokładów węgla (coalbed methane) oraz klatraty metanu (methanehydrates). Ich łączne światowe zasoby szacuje się na 163 bln m<sup>3</sup> gazu technicznie możliwego do eksploatacji. Ich wpływ na zmianę światowego modelu handlu gazem rośnie.

#### Przemysłowe wydobycie gazu łupkowego

Spośród wszystkich rodzajów gazu pochodzącego z niekonwencjonalnych źródeł największe dziś znaczenie dla zmiany światowego modelu handlu tym surowcem ma gaz łupkowy. Wynika to przede wszystkim z komercyjnego wydobycia na potężną skalę w Stanach Zjednoczonych. Począwszy od 2003 r. wydobycie to wzrosło kilkudziesięciokrotnie, zaspokajając obecnie ponad 30% zapotrzebowania USA na gaz ziemny. Wraz ze wzrostem wydobycia gazu łupkowego oraz związanym z kryzysem spadkiem popytu na gaz ziemny, prognozy przewidujące konieczność importu znacznych ilości LNG do Stanów Zjednoczonych okazały się błędne, a inwestycje w terminale odbiorcze chybione. Powstałe w ten sposób światowe nadwyżki LNG zostały skierowane na inne rynki, w szczególności azjatyckie oraz europejskie.

## Znaczenie nadwyżek gazu łupkowego dla światowych rynków gazu

W państwach UE dodatkowe dostawy LNG przekierowane z USA spowodowały wzrost podaży a spowolnienie gospodarcze lat 2009-2010 wywołało spadek popytu. Sytuacja ta przełożyła się oczywiście na obniżenie cen gazu na giełdach towarowych i hubach.

Znaczenie tego zjawiska zaobserwować można było bardzo wyraźnie w dysproporcji pomiędzy ceną giełdową gazu a ceną surowca dostarczanego w ramach GKDT indeksowanych do ropopochodnych. Trend ten uległ osłabieniu dopiero pod koniec 2010 roku z uwagi na wzrost zapotrzebowania na gaz w UE oraz zwiększenie zapotrzebowania w krajach azjatyckich.

Rozpoczęcie lub wzrost masowego wydobycia gazu z niekonwencjonalnych źródeł w innych rejonach świata jest bardzo prawdopodobny. Eksploatacją gazu łupkowego zainteresowane są w szczególności: Kanada, Chiny, Argentyna oraz Ukraina. Również kraje UE takie jak Polska, Niemcy, Hiszpania czy Wielka Brytania zauważają potencjał rozwoju tego źródła gazu ziemnego.

Rozwój wydobycia z pozostałych alternatywnych źródeł gazu ziemnego (poza podwodnymi klatratami) jest również możliwy. Stany Zjednoczone, Australia, Chiny oraz Indie posiadają znaczne potencjalnie możliwe do eksploatacji złoża metanu z pokładów węgla. Gaz zaciśnięty występuje w znacznych ilościach w USA, na Bliskim Wschodzie (Arabia Saudyjska, Oman, Jordania) oraz w Północnej Afryce, (Algieria, Tunezja) i Argentynie.

Zwiększające się ilości wydobywanego na świecie gazu ze złóż niekonwencjonalnych zmieniać będą globalny model obrotu gazem. Można spodziewać się wzrostu podaży gazu oraz pojawienie się nowych, elastycznych dostawców (przynajmniej w przypadku eksportu LNG).

Państwa wydobywające, w miarę wzrostu możliwości technicznych, będą eksportować nadwyżki na rynki oferujące najlepsze warunki transakcji. Uzasadnionym wydaje się wniosek, że arbitrażowy charakter tego procesu, wpłynie na obniżenie cen spot i forward gazu ziemnego na najdroższych rynkach (europejskim i azjatyckim) i zwiększoną niezależność tych cen od kursu ropy naftowej. Zjawisko to będzie niwelowało rentowność realizacji tych GKDT, które zawierają będą formuły cenowe nie uwzględniające indeksacji do cen giełdowych w znaczącym zakresie.



## Zjawiska hamujące rozwój wydobycia gazu z alternatywnych źródeł

Prognoza wzrastającego wpływu przemysłowego wydobycia gazu z niekonwencjonalnych źródeł na ceny na globalnym rynku gazu i GKDT w Unii Europejskiej może być ograniczona poprzez trzy rodzaje zjawisk. Pierwszym jest zastrzeżenie polityki w zakresie ochrony środowiska. Niektóre państwa (np. Francja) wprowadziły już moratoria na wydobywanie gazu łupkowego.

Drugą możliwością jest mniejszy niż oczekiwano poziom złóż gazu niekonwencjonalnego oraz wyższe koszty jego wydobycia w stosunku do cen światowych gazu.

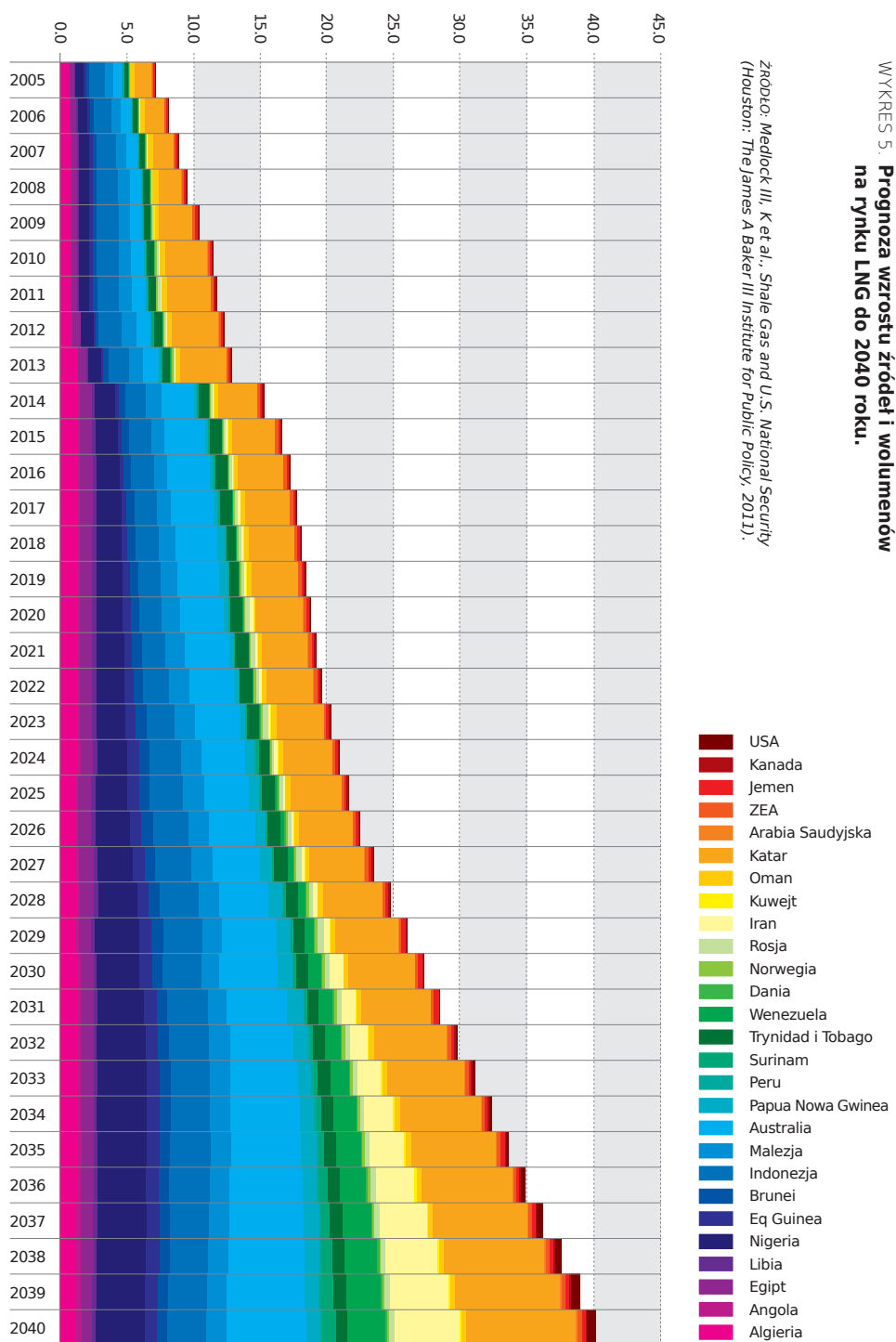
Trzecim zjawiskiem jest istnienie w niektórych państwach (zwłaszcza w UE) polityki aktywnego wspierania rozwoju innych źródeł energii (energia odnawialna, energia jądrowa, itd.). Może temu towarzyszyć także brak zainteresowania rządów, a co za tym idzie brak mechanizmów prawnych umożliwiających owocne inwestycje w alternatywne sposoby wydobycia gazu ziemnego. Co ważne, trzy opisane zjawiska mogą jedynie spowolnić, a nie zatrzymać, zmiany w światowym modelu obrotu gazem spowodowane rosnącym wydobyciem surowca z niekonwencjonalnych źródeł.

## 2.2 Dynamiczny rozwój infrastruktury transportu LNG

Technologia skraplania gazu ziemnego i jego morskiego transportu sama w sobie nie stanowi rewolucji. Jej komercyjne użycie rozpoczęto już w 1959 roku i od tamtego czasu doczekała się ona użytku na masową skalę. Transport LNG wprowadził niezwykle istotne zmiany do światowego modelu obrotu gazem.

Po pierwsze, kraje ze złożami, ale bez dogodnych połączeń gazociagowych z importerami gazu mogły również zacząć wydobyć i międzynarodowy eksport surowca. Po drugie, kraje importujące poprzez budowę terminali odbiorczych LNG mogły w prosty sposób zapewnić sobie dywersyfikację dostaw. Po trzecie, transport LNG jest w chwili obecnej jedynym „narzędziem zbliżania rynków do siebie”; umożliwia on arbitraż cenowy pomiędzy poszczególnymi rynkami regionalnymi, co prowadzi do wyrównywania światowych cen gazu.

Dalszy rozwój udziału gazu skroplonego transportowanego drogą morską w światowym obrocie gazu ziemnego jest więc najistotniejszym czynnikiem dla globalnej integracji tego rynku.



Export LNG pochodzi obecnie z kilku regionów świata, zapewniając znaczące możliwości dywersyfikacji dostaw dla odbiorców, którzy posiadają niezbędną infrastrukturę portową i regazyfikacyjną. Prognozy do roku 2040 przewidują znaczący wzrost eksportu z Bliskiego Wschodu (głównie Katar oraz Iran), Australii oraz Afryki (głównie Nigeria, która posiada potężne złoża gazu). Ogółem, udział LNG w globalnej podaży gazu wzrośnie z obecnych ok. 340 mld m<sup>3</sup> do 1130 mld m<sup>3</sup> w 2040 roku. Prognozy te ilustruje Wykres 5.

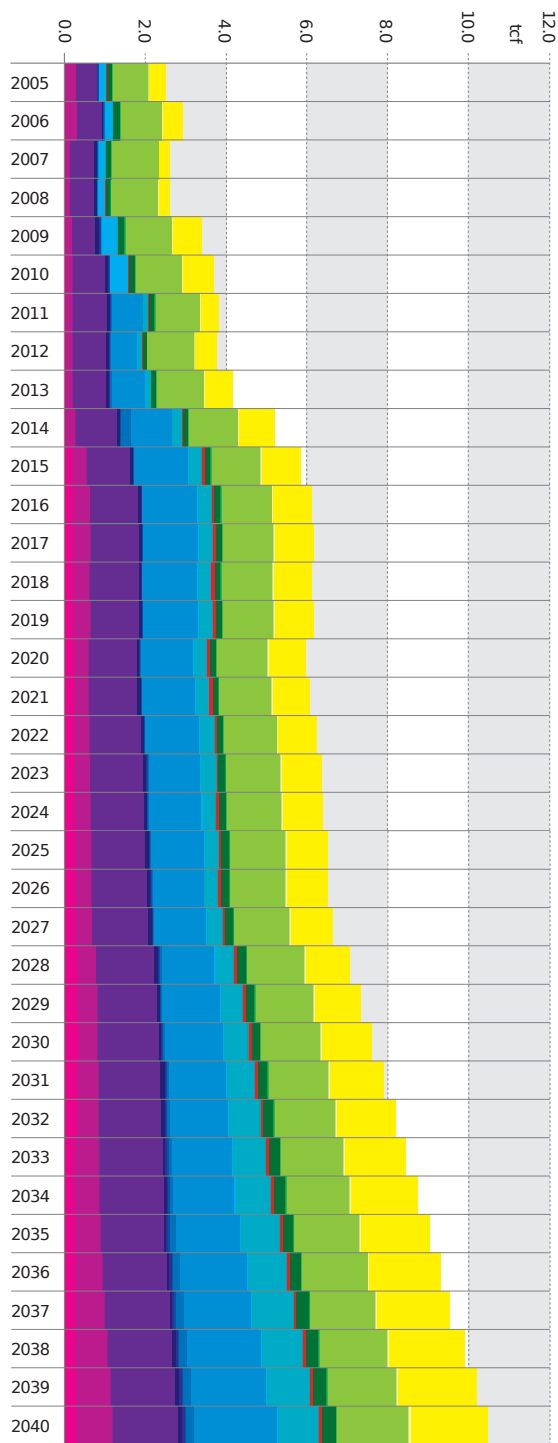
Perspektywy bilansowania globalnej podaży i popytu stwarzane przez technologię transportu LNG mają duże znaczenie dla państw posiadających niekonwencjonalne złoża gazu.

Możliwość eksportu gazu na wiele światowych rynków wiąże się jednak ze znacznymi inwestycjami w infrastrukturę skraplającą gaz. Nie zmienia to faktu, że kraje obecnie importujące gaz, przy odpowiedniej polityce energetycznej, mogą w przyszłości stać się eksporterami nadwyżek spowodowanych wydobyciem gazu z niekonwencjonalnych źródeł (jak ma to miejsce w Stanach Zjednoczonych).

Taki rozwój sytuacji spowoduje większą płynność rynku globalnego i wzmocni możliwości konkurencji cenowej pomiędzy dostawcami, których interesy w zakresie udziału w rynku oraz cenotwórstwa mogą być rozbieżne. W ten sposób zapewniona zostanie również większa równowaga i eliminowanie chwilowych ryzyk związanych z nieoczekiwaną zmianą popytu i podaży na rynkach krajowych. Uniezależnienie dzisiejszych odbiorców gazu od dotychczasowych dostawców, może wpłynąć a zmniejszenie pozycji rynkowej tych ostatnich.

Technologia LNG będzie miała również znaczenie dla Unii Europejskiej. Wykres 6 pokazuje prognozowane kierunki importu LNG do Europy do 2040 roku. Widać z niego wzrastające znaczenie LNG dla Francji, Włoch, Holandii, Hiszpanii oraz Wielkiej Brytanii. Zauważalne jest również znaczenie dla Polski oraz Republiki Czeskiej. Odzwierciedlają to obecne i planowane inwestycje w terminale odbiorcze LNG.

W Europie w fazie planowania lub konstrukcji jest obecnie kilkanaście terminali. Bezpośrednie znaczenie dla Europy Wschodniej ma zarówno terminal w Świnoujściu, jak i chorwacki terminal w Omisalj. Niewykluczone jest także rozpoczęcie prac nad podobnym projektem w porcie Sillamae w Estonii.



WYKRES 6. Progniza wzrostu rynku LNG w Europie do 2040 roku.

Źródło: Medlock III, K et al., Shale Gas and U.S. National Security (Houston: The James A Baker III Institute for Public Policy, 2011).

- Wielka Brytania
- Szwajcaria
- Szwecja
- Hiszpania
- Słowacja
- Rumunia
- Portugalia
- Polska
- Norwegia
- Holandia
- Luksemburg
- Włochy
- Irlandia
- Węgry
- Grecja
- Niemcy
- Francja
- Finlandia
- Dania
- Czechy

## 2.3 Prawna integracja rynku - docelowy model UE

Zagadnienie formuł cenowych nie jest regulowane wprost przez prawo Unii Europejskiej; pośrednio wynika jednak z regulacji dotyczących polityki konkurencji oraz rynku wewnętrznego Unii, w tym polityki w zakresie energii. Polityka ta ma na celu większą integrację rynków krajowych w ramach jednolitego energetycznego rynku europejskiego.

### Strategia „Energy 2020”

Kompetencje w dziedzinie polityki energetycznej Unii Europejskiej zostały pierwotnie wyprowadzone z art. 122 (art. 100 TWE) Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej, mówiącego o środkach solidarnościowych podejmowanych na wypadek „wystąpienia trudności w zaopatrzeniu w niektóre produkty, w szczególności w obszarze energii”.

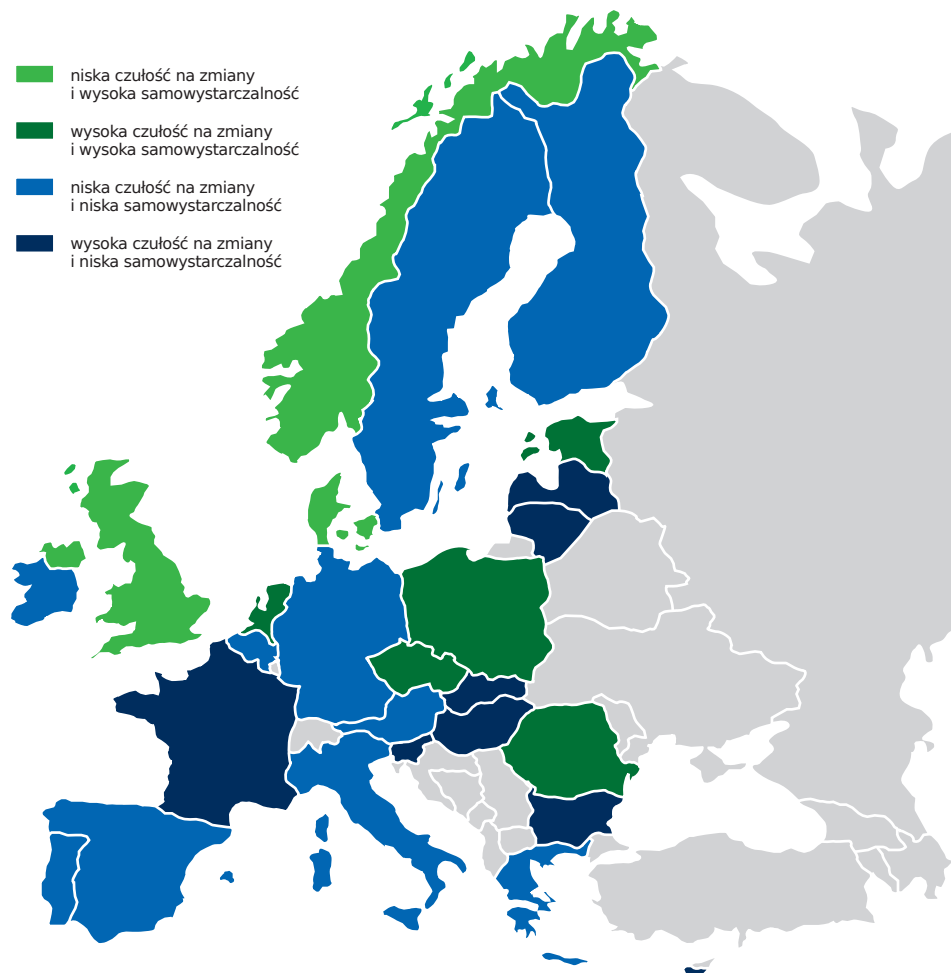
Po dziesięciu latach Komisja Europejska ma w swoim dorobku trzy pakiety regulacji energetycznych, strategię energetyczną do roku 2020 oraz wizję jednolitego rynku energetycznego.

Nowa strategia energetyczna Unii Europejskiej „Energia 2020” skupia się na pięciu priorytetach. Są to:

- osiągnięcie Europy wydajnej energetycznie;
- budowa prawdziwie paneuropejskiego zintegrowanego rynku energii;
- wzmocnienie pozycji konsumenta i osiągnięcie najwyższego poziomu bezpieczeństwa;
- wzmocnienie europejskiej przewagi w energetycznych technologiach i innowacjach; oraz
- wzmocnienie zewnętrznego wymiaru unijnego rynku energetycznego.

Spośród powyższych priorytetów strategii „Energia 2020” zagadnienie mechanizmów cenowych w GKDT związane jest szczególnie z budową jednolitego europejskiego rynku energii, oraz ze wzmocnieniem zewnętrznego wymiaru unijnego rynku.

Rysunek 1 przedstawia zróżnicowanie sytuacji poszczególnych krajów UE pod względem czułości na zmiany cen energii oraz samowystarczalności energetycznej. Oba te aspekty mają kluczowe znaczenie w kontekście modelu formuł cenowych w GKDT.

RYS 1. **Czułość na zmiany cen energii oraz samowystarczalność energetyczna w Europie.**

ŹRÓDŁO: Opracowanie własne na podstawie projektu EPSON nr 2.1.4.

Z jednej strony, na rysunku widać, jak zróżnicowane są uwarunkowania poszczególnych krajów UE, które mają zostać objęte jednolitym europejskim rynkiem energii. Z drugiej strony, pokazuje on, że mechanizmy bezpieczeństwa zapewnianego poprzez rynek mają szansę doprowadzić do znacznego zbliżenia sytuacji poszczególnych krajów.

## Rynek jako warunek bezpieczeństwa

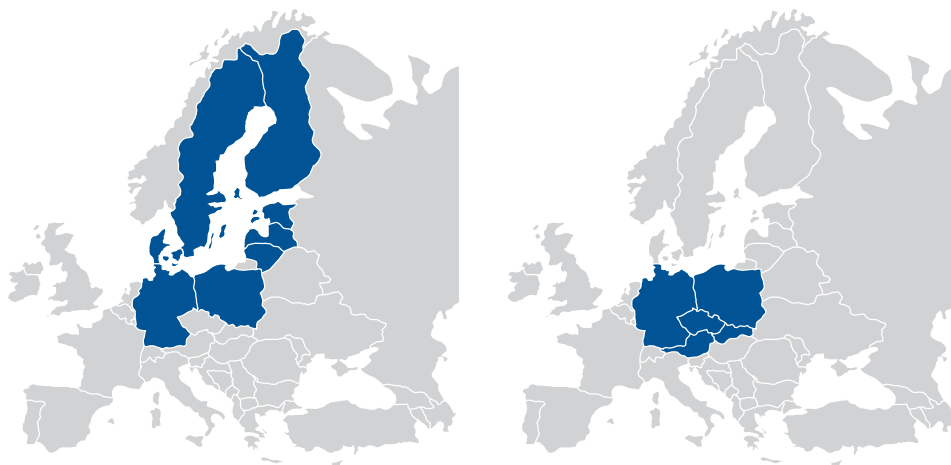
Aktami prawnymi określającymi docelowy kształt rynku gazowego w Unii Europejskiej są głównie regulacje wchodzące w skład tzw. trzeciego pakietu energetycznego, tj. „Dyrektywa 2009/73/WE dotycząca wspólnych reguł wewnętrznego rynku gazu ziemnego”, oraz „Rozporządzenie 715/2009/WE w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego”.

Jednak największą rolę w określaniu uwarunkowań, którym podlega omawiane tu zagadnienie kształtowania się formuł cenowych GKDT, ma „Rozporządzenie 2010/994 dotyczące środków zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu”.

W dużej bowiem mierze z regulacji określających jednolite zasady bezpieczeństwa dostaw na wypadek zaburzeń dostaw i sytuacji kryzysowych, wynika postulat rozbudowy infrastruktury przesyłowej prowadzący do takiej integracji sieci narodowych, która umożliwiłaby powstanie jednolitego rynku europejskiego.

Art. 22. Preambuły do tego rozporządzenia stwierdza, że stworzenie wewnętrznego rynku gazu i skuteczna konkurencja na nim daje Unii Europejskiej najwyższy poziom bezpieczeństwa dostaw dla wszystkich krajów członkowskich, przy założeniu, że daje się rynkowi możliwość funkcjonowania w sytuacji zaburzenia dostaw dotyczącego część Unii.

### RYS 2. Europejskie regiony gazowe - region BEMIP i region centralno-wschodni.



ŹRÓDŁO: Opracowanie własne autorów na bazie zebranych materiałów.

## Przyszła struktura rynku

W oparciu o Aneks IV. Rozporządzenia 2010/994 dotyczącego środków zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu Komisja Europejska oraz Europejski Organ Nadzoru Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG) utworzyły tzw. regiony gazowe, jako etap pośredni w procesie przechodzenia od krajowych rynków gazu do jednolitego rynku energii w ramach Unii Europejskiej. W tych regionach dąży się do stworzenia wspólnych ram dotyczących priorytetów w zakresie infrastruktury w odniesieniu do koordynacji inwestycji transgranicznych, interoperacyjności, przejrzystości, centrów handlu i bezpieczeństwa dostaw.

Funkcjonowanie niektórych państw w ramach kilku regionów oraz obowiązkowa integracja między regionami ma zapewniać dalszy rozwój rynku. Rysunek 2 przedstawia region centralno-wschodni oraz tzw. Region BEMIP, związany z planem działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich. Polska jest członkiem obu regionów gazowych. Innym państwem, które występuje w tych regionach gazowych, w których obecna jest też Polska są Niemcy. Preferowanym modelem konwergencji rynku jest integracja w zakresie m.in. centrów handlu gazem, interoperacyjności i rozwoju infrastruktury. W przypadku polskim podstawowym rynkiem odniesienia takiej konwergencji będzie – z racji roli, skali i położenia – przede wszystkim rynek niemiecki.

Model integracji rynku gazu UE oparty o integrację regionalną i konwergencje między regionami wynika również z dyrektywy 2009/73/WE dotyczącej wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego oraz rozporządzenia 715/2009/WE w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego. Zgodnie z pkt. 55-57 oraz w art. 7 dyrektywy 2009/73 zaproponowano uzupełnienie dotychczasowego modelu integracji odgórnej rynku (formuła top-down) przez model integracji regionalnej (formuła bottom-up). Zauważono również (pkt. 58 Preambuły do dyrektywy 2009/73/WE), że swobodnie kształtujące się ceny rynkowe stanowiłyby zachętę do tworzenia transgranicznych połączeń wzajemnych, prowadząc jednocześnie w perspektywie długoterminowej do konwergencji cen, a tym samym do dalszej integracji rynku.

Przepis art. 12 (2) i (3) rozporządzenia 715/2009/WE nakładają na operatorów systemów przesyłowych m.in. obowiązek wspierania rozwoju giełd energii, a państwo członkowskie uprawnione jest do promowania współpracy w więcej, niż jednym obszarze geograficznym. Komisja Europejska może dostosowywać obszary do potrzeb wynikających z integracji rynku energii UE.



Stworzenie wielokierunkowego modelu integracji rynku gazu w ramach UE rodzi konieczność m.in. ujednoczenia zasad obrotu gazem, w tym zbliżenia zasad długoterminowego kontraktowania dostaw do modeli przewidzianych w ramach rynków regionalnych. Integracja i rozwój centrów handlu gazem zapewni dalsze ujednoczenie cen w tym zakresie.

Przyjmowany model formuły cenowej w GKDT powinien uwzględniać kierunki rozwoju w ramach rynków regionalnych, zwłaszcza tych najbardziej przejrzystych i w największym stopniu zintegrowanych. Tym samym, z uwagi na przewidywaną integrację rynku polskiego z rynkiem niemieckim, formuły cenowe w GKDT powinny odwzorowywać modele występujące na rynku niemieckim, który z kolei odwzorowuje formuły cenowe w Europie Północno-zachodniej.

### **Status długoterminowych umów dostaw**

Prawo UE zakłada dalsze stosowanie umów długoterminowych w obrocie gazem ziemnym. Zgodnie z pkt. 42 preambuły do dyrektywy 2009/73/WE zakłada się, iż umowy długoterminowe na dostawy gazu ziemnego do UE będą nadal ważnym składnikiem dostaw gazu do Europy. Podkreśla się, że powinny być one stale dostępną opcją zakupu gazu, pod warunkiem, że ich zapisy nie będą podważać celów dyrektyw „trzeciego pakietu” oraz zasad konkurencji.

### **Wymagania w zakresie kształtowania cen gazu**

W pkt. 37 preambuły do dyrektywy 2009/73 zauważono, że gaz ziemny do UE importuje się w coraz większym stopniu z krajów trzecich. Z uwagi na cechy dostaw gazu takie jak koncentracja dostawców, brak płynności na rynku detalicznym, przewaga umów długoterminowych dostaw, skutkujące brakiem elastyczności, konieczne jest zapewnienie takich rozwiązań prawnych na poziomie UE, które zapewnią większą przejrzystość, w szczególności w odniesieniu do kształtowania cen. Oznacza to dążenie do unifikacji w zakresie metodologii kształtowania cen oraz znaczenia nadanego poszczególnym elementom składowym formuł cenowych.

Wprowadzenie ujednoczenia w tym zakresie w ramach wyznaczonych rynków gazowych wychodzi naprzeciw tym oczekiwaniom.

## **Tworzenie rynku derywatów gazowych**

Przepis art. 2(35) dyrektywy 2009/73/WE wprowadza pojęcie derywatu gazowego, a tym samym odrębnym od rynku obrotu towarowego rynek instrumentów pochodnych, których towarem bazowym jest gaz ziemny lub usługa transportu tego gazu. Derywat ten nie może być podstawą sprzedaży, w tym również odsprzedaży gazu ziemnego odbiorcom. Wykluczone są te instrumenty finansowe, które przewidują fizyczną dostawę towaru bazowego, jako metodę rozliczenia instrumentu. Oznacza to, że celem ustawodawcy unijnego jest stworzenie mechanizmów giełdowych służących stabilizowaniu cen w kontraktach dostaw gazu ziemnego.

Wykorzystywanie derywatów gazowych służy potencjalnie kilku celom. Po pierwsze, zapewnia możliwość sprzedaży gazu ziemnego za możliwie najlepszą cenę. Rynek wyznacza cenę gazu ziemnego w określonej dacie w przyszłości. Pokazuje również różnice w cenach na różnych rynkach. Po drugie, umożliwia zarządzanie ryzykiem związanym z fluktuacją cen gazu. Instrumenty te pozwalają na zabezpieczenie podmiotu w przypadku zmienności cen w przyszłości. W szczególności, zabezpieczenie ceny z kontraktu z fizyczną dostawą, w sytuacji odmiennego od zakładanego ukształtowania cen na rynku. W końcu, pozwala na uzyskiwanie dodatkowych korzyści finansowych z tytułu arbitrażu cenowego poprzez te instrumenty. Jedną z kwestii, która wymaga dalszego uregulowania w zakresie rynku derywatów gazowych jest zapewnienie większej przejrzystości i integralności tego rynku. Wdrożenie tych mechanizmów zabezpieczania transakcji w połączeniu z integracją rynków regionalnych stanowić będzie kolejny krok w rynkowym wyznaczaniu cen gazu ziemnego.

### **2.4 Techniczna integracja rynku - huby**

Huby są niezbędnym elementem zliberalizowanego rynku gazu. Są to punkty obrotu surowcem, dzięki którym kształtują się tzw. ceny giełdowe gazu. Ceny te mogą stanowić alternatywę dla wyceny względem ropy naftowej i produktów ropopochodnych. W USA huby utworzyły się w miejscach fizycznego przepływu gazu i przyczyniły się do szybkiej liberalizacji rynku. Obecnie najważniejszym z nich jest Henry Hub, względem którego ustala się kurs gazu na NYMEX. W Wielkiej Brytanii w 1996 roku powstał ogólnokrajowy hub (NBP). W przeciwieństwie do hubów amerykańskich został on utworzony odgórnie jako podwalina wolnego rynku obrotu gazem. Huby na których obraca się gazem przesyłanym przez dany punkt infrastruktury gazowej nazywamy hubami fizycznymi. Na lokalizację takich hubów wybiera się miejsca o znaczeniu strategicznym, przez które płyną znaczne wolumeny

ny surowca. Inaczej funkcjonują huby wirtualne - handluje się na nich gazem dostępnym na umownym „punkcie” krajowym lub regionalnym, będącym odzwierciedleniem wszystkich punktów wejścia i wyjścia do sieci dystrybucyjnej i magazynów gazu na danym terytorium. W Europie kontynentalnej huby są stosunkowo nowym ale perspektywicznym elementem rynku.

## Europejskie huby

Poza brytyjskim NBP, huby zaczęły powstawać w krajach Unii Europejskiej dopiero w okolicach 2000 roku. Różnią się one pomiędzy sobą charakterem (fizyczne lub wirtualne), a także ilością oraz wielkością transakcji, co przekłada się na płynność i stabilność cen. Lista najważniejszych europejskich hubów (uwzględniając również NBP) obejmuje:

National Balancing Point (NBP, powstały w 1996 roku) - wirtualny punkt obrotu gazem obejmujący całą Wielką Brytanię, zdecydowanie najpłynniejszy z europejskich hubów. Przeważająca większość gazu dostępnego na NBP pochodzi z brytyjskich i norweskich złóż na Morzu Północnym, ale dwa interkonektory (z Belgią i z Holandią) oraz kilka terminali LNG otwierają rynek na znacznie większą ilość dostawców. Rozwiązania prawne regulujące dostęp do sieci przesyłowej i ułatwiające swobodny i tani obrót gazem wspomagają konkurencyjność. W efekcie ceny gazu na NBP historycznie były i są najniższymi w Europie.

Zeebrugge Hub (ZEE, powstały w 2000 roku, Belgia) - hub utworzony w ważnym fizycznym punkcie obrotu gazem. Łączy on infrastrukturę Wielkiej Brytanii (poprzez Interconnector), norweskich złóż na Morzu Północnym, tranzytowych gazociągów do Niemiec, Francji i Holandii, oraz belgijski terminal LNG. Tranzytowe gazociągi oferują jednak bardzo ograniczony dostęp dla niezależnych i nowych graczy, co istotnie zmniejsza płynność belgijskiego hubu i ogranicza jego działanie głównie do obrotu między Wielką Brytanią a kontynentem.

Title Transfer Facility (TTF, powstały w 2003 roku, Holandia) - obecnie jeden z najprężniej rozwijających się hubów. Jest to wirtualny punkt obrotu gazem z bardzo zróżnicowanymi źródłami surowca, obejmującymi złoża holenderskie, duńskie, niemieckie oraz brytyjskie. TTF połączony jest z infrastrukturą brytyjską poprzez tzw. Balgzand-Bactol Pipeline (BBL). Jest to gazociąg jednokierunkowy (do Wielkiej Brytanii), ale TTF korzystać może z taniego gazu dostępnego na NBP poprzez wykorzystanie belgijskiego Interconnectora a następnie gazociągu Zebra, łączącego sieć gazo-

wą holenderską i belgijską. Gasunie, właściciel TTF oraz holenderski operator sieci przesyłowej posiada również udziały w niemieckim hubie Gaspool, co pomaga w integracji obydwu rynków.

Punto di Scambio Virtuale (PSV, powstały w 2003 roku, Włochy) - wirtualny hub obejmujący dostawy z Rosji, Algierii, Libii, Morza Północnego (przez gazociągi szwajcarskie) oraz terminali LNG. Hub ten ma znaczne perspektywy rozwoju, lecz polityka głównych graczy na włoskim rynku drastycznie ogranicza wolny obrót surowcem na PSV.

Point d'Exchange de Gaz Nord (PEG Nord, powstały w 2004 roku, Francja) - wirtualny hub, który obrał swój obecny kształt po połączeniu paru mniejszych, regionalnych rynków w 2009 roku (na południu Francji operuje też mniejszy PEG Sud). PEG Nord posiada połączenia z gazociągami belgijskimi, niemieckimi oraz szwajcarskimi, a także z terminalami LNG. Zainteresowanie potencjalnymi możliwościami tego hubu jest duże wśród rynkowych graczy, ale wewnętrzna polityka i brak ważnych inwestycji utrzymują obrót gazem na stosunkowo niskim poziomie.

Gaspool (GPL, powstały w 2004, w obecnym kształcie od 2009 roku, Niemcy) oraz New Connect Germany (NCG, powstały w 2006, w obecnym kształcie od 2009 roku, Niemcy) - huby te są wynikiem stopniowej integracji niemieckiego rynku obrotu gazem, która jest efektem zarówno sił rynkowych, jak i presji regulatora. Rynek ten jest podobnych rozmiarów do rynku brytyjskiego, jednakże w 2007 roku, podczas gdy w UK istniał jeden hub (NBP), w Niemczech operowało ich 21. Sytuacja ta uległa fundamentalnej zmianie: GPL i NCG są obecnie jedynymi znaczącymi hubami. Ze względu na swoją strategiczną pozycję geograficzną i dobrze rozwiniętą sieć przesyłową, huby te mają potencjalnie dostęp do złóż rosyjskich, holenderskich, norweskich, duńskich oraz do konkurencyjnie wycenionego gazu na NBP. Dodatkowo, interkonektor gazowy w Lasowie (o przepustowości 1,5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie) otwiera rynki GPL i NCG dla dostawców hurtowych w Polsce. Jest to dla nich rozwiązanie atrakcyjne, gdyż wiele wskazuje na to, iż w najbliższym czasie ceny giełdowe gazu w tych hubach utrzymywać się będą na poziomie niższym, niż ceny gazu importowanego do Polski ze wschodu. Dla dalszego rozwoju niemieckich hubów konieczna będzie jednak dalsza liberalizacja dostępu do sieci przesyłowych, aby główni niemieccy gracze nie byli w stanie powstrzymać rozwoju rynku poprzez blokowanie swobodnego przesyłu surowca.

Central European Gas Hub (CEGH, powstały w 2005 roku, Austria) - hub utworzony w fizycznym punkcie obrotu gazem w Baumgarten, w którym łączą się gazociągi Braterswo oraz Transgas. Hub ten posiada również dostęp do znacznych prze-

strzeni magazynowych. W przeciwieństwie do innych europejskich punktów obrotu gazem, CEGH jest rynkiem zmonopolizowanym przez jednego dostawcę - Gazprom. Gazprom jest również posiadaczem 50% udziałów w przedsięwzięciu (drugim udziałowcem jest OMV). Wbrew swojej nazwie, hub nie posiada istotnych połączeń z najważniejszą odbiorcą w regionie - Polską (nowo otwarty interkonektor Polska-Czechy nie posiada bezpośredniego połączenia z Baumgarten). Sytuacja ta w efekcie oznacza, że obrót odbywa się głównie w granicach umiarkowanej elastyczności w kontraktach GKDT głównych graczy na lokalnym rynku, którym udało się już w danym roku wypełnić swoje zobowiązania Take or Pay.

### Nowy hub w Polsce?

W latach dziewięćdziesiątych pojawiła się realna możliwość utworzenia w Polsce tzw. gazowego hubu północnego, miejsca wymiany gazu wschód-zachód oraz północ-południe. Planów tych nie udało się zrealizować, gdyż nie powstały planowane połączenia z Danią i Szwecją, które umożliwiałyby również import gazu norweskiego i holenderskiego.

Pomimo zaprzepaszczenia tamtej szansy, w Polsce wciąż może jeszcze powstać hub operujący gazem z wielu źródeł, choć na mniejszą skalę. W związku z rozwojem połączeń transgranicznych już w chwili obecnej można by na nim obracać nie tylko gazem rosyjskim, ale również gazem dostępnym na rynkach Czech i Niemiec. Wraz z powstaniem terminalu LNG rynek polski zostanie otwarty dla wielu światowych producentów gazu skroplonego. Obecne plany powołania takiego hubu w ramach współpracy OGP Gaz-System S.A. i TGE S.A. dają perspektywę stworzenia takiego rynku i powiązania go z rynkami państw ościennych należących do Unii Europejskiej. Polska posiada również odpowiednie struktury geologiczne, aby wybudować na jej terytorium magazyny gazu o pojemności nawet kilkunastu mld m<sup>3</sup> gazu. Dzięki znacznym możliwościom magazynowym funkcjonuje np. austriacki hub w Baumgarten.

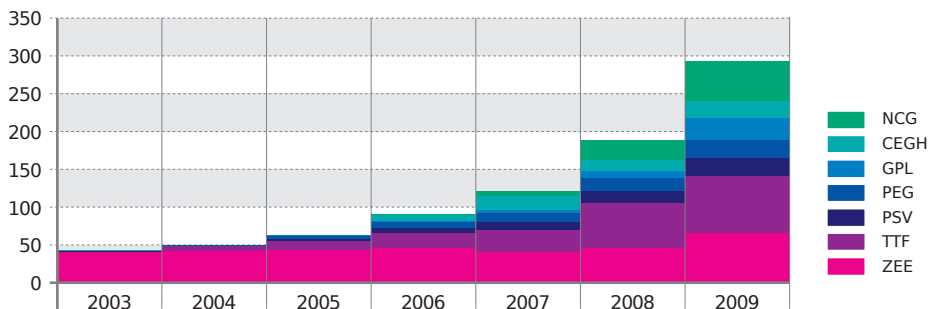
Wraz z odwołaniem planowanego terminalu LNG w niemieckim Wilhelmshaven, terminal w Świnoujściu zyskuje dodatkowe znaczenie. Niemcy nie posiadają i w średniej perspektywie czasu nie będą posiadać własnego terminalu LNG, więc polski terminal staje się również dla nich szansą na dywersyfikację źródeł gazu.

Stopniowa liberalizacja rynku wschodnioeuropejskiego doprowadzi do powstania hubów w tym regionie. Biorąc pod uwagę wymienione argumenty, Polska wydaje się miejscem odpowiednim dla powstania choć jednego z nich.

## Wolumeny transakcyjne na europejskich hubach

Wykres 7 przedstawia wolumeny, którymi obracano na europejskich hubach od 2003 r. Można na nim zaobserwować znaczny wzrost obrotu z roku na rok. Szczególnie imponujące są dane z New Connect Germany oraz z holenderskiego Title Transfer Facility. Uzasadnione jest założenie, że wraz z postępującą implementacją Trzeciego Pakietu Energetycznego wolumen transakcyjny na europejskich hubach będzie się dalej rozwijał. Możliwe jest także, iż huby ulegną dalszej konsolidacji. Szczególnie prawdopodobne wydaje się połączenie niemieckich Gaspool oraz New Connect, co dałoby nowemu hubowi wiodącą pozycję na kontynencie. Zarówno tak powstały hub, jaki istniejący holenderski TTF byłyby atrakcyjnymi punktami odniesienia dla formuł cenowych w GKDT, również w Polsce.

WYKRES 7. Wolumeny transakcyjne na wybranych hubach europejskich [mld m<sup>3</sup>].



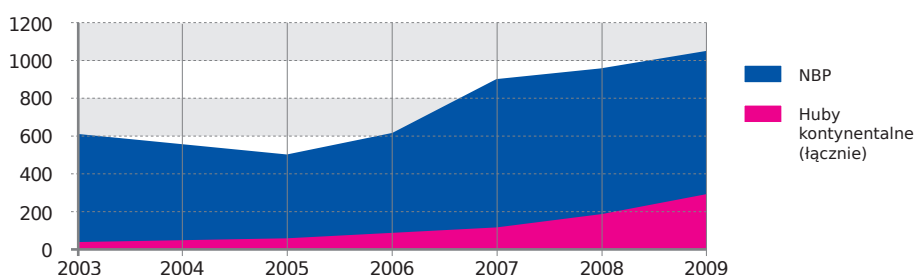
ŹRÓDŁO: Opracowanie własne autorów na bazie zebranych materiałów.

Pomimo postępującego znacznego wzrostu obrotów, zauważyć jednak trzeba, że całościowy wolumen rynkowego obrotu gazem w Europie kontynentalnej jest niewielki. Wykres 8 ilustruje proporcje: w 2009 roku wolumen obrotu na NBP (1050 mld m<sup>3</sup>) był ponad 3,5 razy większy od łącznego wolumenu transakcji na wszystkich istotnych hubach kontynentalnych (290 mld m<sup>3</sup>).

### 2.4.2. Płynność i wskaźnik „churn”

Nie wolumeny transakcji decydują jednak o tym, czy cena w hubie może być wyznacznikiem ceny rynkowej gazu. Jedną z charakterystyk każdego hubu, ważniejszą od wolumenów transakcyjnych w ocenianiu jego wiarygodności, jest jego płynność (liquidity). Płynność to złożona koncepcja, na którą składają się dalsze cechy:

WYKRES 8. **Wolumeny transakcyjne: huby kontynentalne łącznie oraz NBP [mld m<sup>3</sup>].**



ŹRÓDŁO: Opracowanie własne autorów na bazie zebranych materiałów.

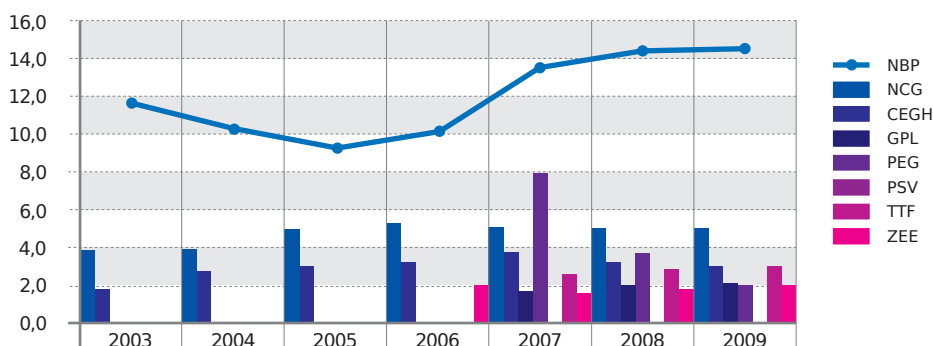
- zacieśnienie (tightness), cechujące się niskim kosztem transakcyjnym;
- bezpośredniość (immediacy), która wymaga aby uczestnik mógł dokonać transakcji w dowolnie wybranym momencie;
- głębokość (depth), która osiągnięta jest gdy transakcje o dużym wolumenie nie mają znacznego wpływu na ceny rynkowe;
- przestronność (breadth), wzrastająca wraz z napływem na rynek ofert kupna i sprzedaży o cenach zbliżonych do aktualnej ceny rynkowej; oraz
- odporność rynku na odkształcenia (resilience), która oznacza, że w razie odchyleń cen rynkowych wskutek szoku, pojawiają się mechanizmy rynkowe niwelujące nagłe anomalie cenowe (np. arbitraż).

Poza płynnością ważnymi czynnikami są także: dostęp do szerokiej bazy zarówno odbiorców, jak i dostawców oraz brak barier dla nowych graczy. Ważne jest, aby uczestnicy rynku mieli możliwość zarządzania ryzykiem związanym zarówno z obracanymi wolumenami gazu, jak i z jego cenami.

Kluczowy jest tu dostęp do magazynów (w przypadku rynków gazu) jak i dostępność kontraktów typu forward czy swap. Wskaźniki te należy oczywiście dostosować do rodzaju analizowanego rynku, co w odniesieniu do rynku gazu jest czynnością skomplikowaną.

W praktyce została przyjęta prosta metoda, która ma odzwierciedlać obecność powyższych warunków lub ich brak na rynku tworzonym przez dany hub – wskaźnik churn. Churn jest proporcją wolumenu wszystkich transakcji zawieranych na rynku do wolumenu gazu fizycznie przez ten rynek przepływającego. Wykres 9 przedstawia porównanie wskaźnika churn dla wybranych europejskich hubów.

WYKRES 9. **Wskaźnik churn dla wybranych hubów europejskich.**



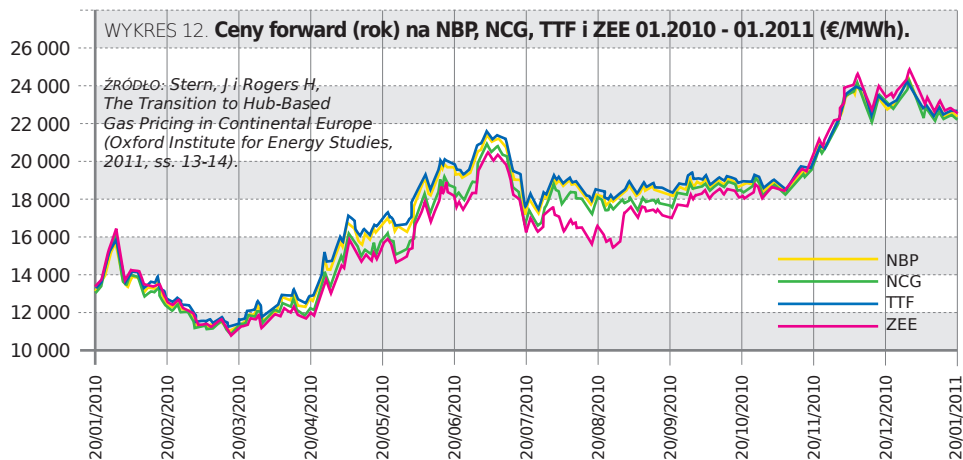
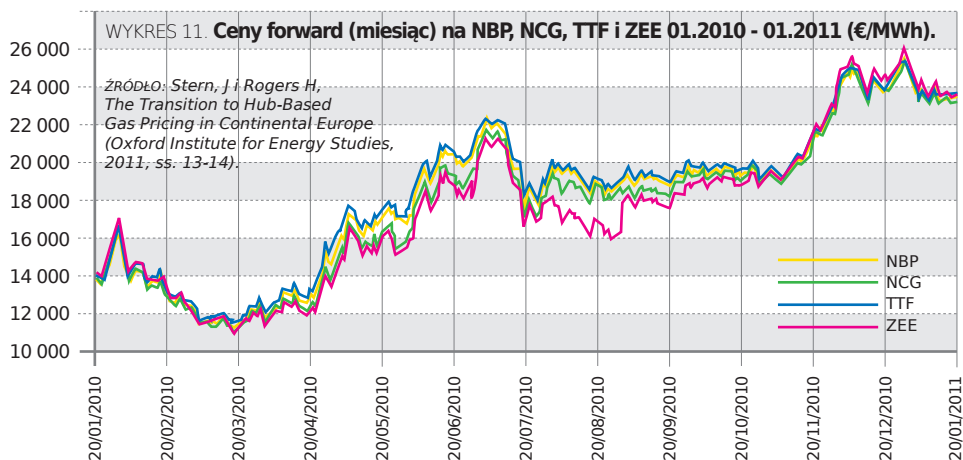
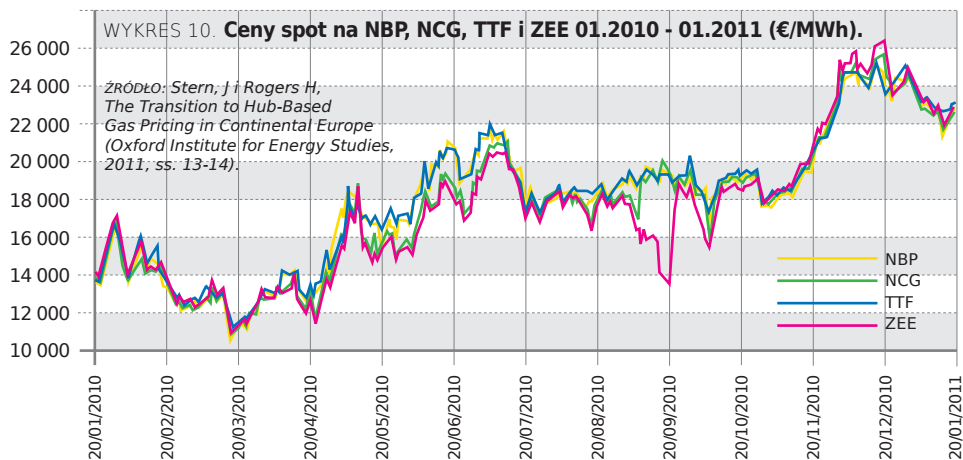
ŹRÓDŁO: Opracowanie własne autorów na bazie zebranych materiałów.

Wartość wskaźnika churn ogólnie przyjęta jako zadowalająca to 10, choć niektórzy twierdzą, że dopiero wartości od 15 wzwyż są wystarczające. Jak wynika z przedstawionych danych, przy pomiarze płynności tą metodą NBP wypada najbardziej pozytywnie. Najnowsze analizy wskazują na wzrastające znaczenie TTF (średni wskaźnik churn dlatego hubu wzrósł w drugim kwartale 2011 r. z 3,6 do 5,2). Różnica pomiędzy cenami w Wielkiej Brytanii a cenami w Europie kontynentalnej nie jest jednak tak znaczna, jak mogłaby sugerować pobieżna analiza wskaźników churn na poszczególnych hubach. Istnieje bardzo silna tendencja korelacji pomiędzy cenami na NBP a cenami na hubach kontynentalnych, co wynika z wzrastającej integracji infrastrukturalnej tych rynków. Wykresy 10, 11 i 12 ilustrują tę zależność zarówno dla cen spot, jak i dla cen w kontraktach terminowych miesięcznych i rocznych (forward).

Podczas analizowanego okresu czasowego jedyne poważne odchylenia cenowe pomiędzy Wielką Brytanią a kontynentem wystąpiły w sierpniu i we wrześniu 2010 roku. Co ważne, wystąpiły one w trakcie remontu Interconnectora łączącego infrastrukturę brytyjską z belgijską. Drugie połączenie z kontynentem - BBL Pipeline - jest w stanie transportować gaz jedynie w kierunku Holandia - Wielka Brytania, co uniemożliwiło arbitraż pomiędzy gazem dostępnym na kontynencie a tańszym surowcem na NBP. Jest to ilustracją tezy, że rozwinięta infrastruktura oraz gwarancja dostępności uczestników rynku do sieci przesyłowej jest fundamentalnym składnikiem stabilnego europejskiego rynku gazowego. Dane jednoznacznie sugerują, że żaden z hubów nie ulegał w przedstawionym okresie manipulacji przez rynkowych graczy. Ponadto, ryzyko takiej manipulacji będzie maleć wraz ze wzrostem ilości uczestników rynku, co biorąc pod uwagę Trzeci Pakiet Energetyczny wydaje się najbardziej prawdopodobnym scenariuszem rozwoju sytuacji.

Wykresy 10, 11 i 12 zwracają również uwagę na inne zagadnienie - rodzaje transakcji. Na wszystkich hubach europejskich najprężniej rozwija się rynek transakcji natychmiastowych (spot). W odniesieniu do formuł cenowych, bardziej wiarygodny jest jednak rynek kontraktów terminowych (forward), na którym ryzyko manipulacji jest znacznie mniejsze. Zastosowanie odniesienia do cen forward w formułach cenowych redukuje również do minimum wpływ niesta-





bilności wyceny rynkowej na cenę gazu w kontraktach długoterminowych. Rynek forward rozwija się w perspektywicznym kierunku, np. na TTF możliwe są już transakcje terminowe z dwu lub trzyletnim wyprzedzeniem.

### **2.4.3 Prognoza**

Spodziewane kierunki rozwoju rysują się następująco: w najbliższych latach obserwować będzie można dalszą konsolidację kontynentalnych hubów, niewykluczone, że integracja ta odbywać się będzie wokół niektórych z istniejących hubów. Możliwe jest powstanie nowych hubów w Europie Wschodniej, połączonych wzajemnie zgodnie z nowymi mechanizmami integracji rynków regionalnych w UE. Nowe rozwiązania prawne UE zapewnią dalszą integrację wszystkich rynków europejskich i działających na nich hubów. Zwiększą się wolumeny obrotów oraz transparentność i płynność rynków. Ryzyko manipulacji będzie maleć proporcjonalnie do wzrostu płynności oraz do zwiększenia ilości uczestników rynków. Zaobserwować będzie można również większe zastosowanie kontraktów terminowych.

### 3. Przegląd ostatnich zmian i obecnego kształtu gazowych formuł cenowych w Europie

Czynniki opisane w rozdziale drugim, wraz ze znacznym obniżeniem popytu spowodowanym światowym kryzysem finansowym, przełożyły się na konkretne zmiany w kształcie europejskiego rynku gazowego. Główni gracze na rynku gazowym zostali zmuszeni do renegocjacji swoich GKDT. W tym rozdziale postaramy się znaleźć odpowiedź na trzy pytania:

- po pierwsze, jakie konkretne zmiany w strukturze rynku były w stanie tak znacząco wpłynąć na pozycję największych europejskich hurtowych odbiorców gazu;
- po drugie, w jaki sposób mogli oni poprawić swoją sytuację poprzez renegocjację GKDT;
- po trzecie, jakie konkretne zmiany w formułach cenowych udało się głównym koncernom wynegocjować z producentami gazu.

#### 3.1. Kontynentalne GKDT w obliczu zmian w popycie i podaży

W 2009 roku konsumpcja gazu w Unii Europejskiej spadła z 517 mld m<sup>3</sup> do 484 mld m<sup>3</sup>, tj. o 6,4% w porównaniu do roku poprzedniego. Było to spowodowane światowym kryzysem, którego skutki dla gospodarek Unii Europejskiej w znacznej mierze odczuwane są również dzisiaj. Z eskalacją kryzysu zbiegł się szereg zjawisk:

- wzrost mocy produkcyjnych: inwestycje w wydobycie gazu ziemnego przyniosą efekty rozłożone w czasie. Przed wybuchem kryzysu opierały się one na prognozach wzrostu, a więc nawet w trakcie znacznego spadku popytu moce wydobywcze wciąż się zwiększały. Ponieważ nie funkcjonował w tamtych latach (i wciąż nie funkcjonuje) kartel gazowy na wzór OPEC, wszystkie wydobyte wolumeny gazu trafiały na rynek.
- zbliżenie światowych rynków: wzrost inwestycji w infrastrukturę LNG spowodował, że nadwyżki gazu nie trafiały jedynie na regionalne rynki producentów, ale mogły być sprzedane na tych rynkach światowych, które oferowały najwyższe ceny.

- regulacja narzędziem liberalizacji: implementacja Trzeciego Pakietu Energetycznego uczyniła z Unii Europejskiej w miarę jednorodny rynek zbytu dla producentów. Wysokie ceny gazu w Europie spowodowały wzrost ilości transportów LNG kierowanych do europejskich terminali regazyfikacyjnych.

U źródła przemian, o których mówimy leży fundamentalny czynnik, efekt wszystkich zjawisk opisanych powyżej: dysproporcja pomiędzy podażą a popytem. Na zliberalizowanym, konkurencyjnym rynku, dysproporcja taka balansowana jest przede wszystkim zmianami cen. Na europejskim rynku gazu, usztywnionym długoterminowymi, mało elastycznymi kontraktami, jej efekty są dużo bardziej skomplikowane i nierzadko bardziej dotkliwe w skutkach dla głównych uczestników rynku.

## Problemy głównych dostawców

Hurtowi dostawcy gazu zobowiązani byli klauzulami Take or Pay do odebrania minimalnej ilości gazu od producentów, ustalonej według prognoz sprzed kryzysu. Jako, że wraz ze spadkiem popytu wielu z nich nie powiodło się rozdystrybuowanie całej tej ilości, nadwyżki trafiły na huby. Ceny giełdowe gazu obracanego na hubach spadły w związku z tym dużo poniżej cen, które obowiązywały w GKDT. Dało to możliwość wejścia na rynek nowym dostawcom, którzy byli w stanie zaoferować konsumentom tańszy gaz kupiony po cenach spot lub forward. Ponadto, niektórzy więksi odbiorcy, tacy jak na przykład przedsiębiorstwa użytku publicznego, zdecydowali się na kupno gazu bezpośrednio na giełdach, a nie od swoich dotychczasowych dostawców. Było to możliwe dzięki europejskiemu prawu, wprowadzającemu nieskrępowany dostęp do sieci przesyłowych. Taka koniunktura wpłynęła jeszcze bardziej negatywnie na sytuację hurtowych dostawców powiązanych GKDT – zmniejszająca się liczba klientów skutkowałą większymi problemami z wypełnieniem zobowiązań Take or Pay.

## Liberalizacja rynku?

Proces ten określić można jako częściową liberalizację rynku – ceny gazu dla pewnej (ograniczonej) części konsumentów na kontynencie zaczęły odzwierciedlać ceny surowca na giełdach. Sytuacja taka analogiczna jest do zmian wprowadzonych na rynku brytyjskim w drugiej połowie lat osiemdziesiątych i początku lat dziewięćdziesiątych. Regulator stopniowo wyjmował kolejne partie konsumentów spod monopolu państwowej spółki dostawczej (British Gas, której deficytowy dział dystrybucji wydzielono wtedy do nowej spółki - Centrica). Tak jak obecni główni europejscy dostawcy, spółka Bri-

tish Gas/Centrica powiązana była kontraktami długoterminowymi, podczas gdy gaz na NBP dostępny był po dużo niższych cenach. W przeciwieństwie do sytuacji w Europie kontynentalnej, zmiany struktury rynku brytyjskiego zaplanowane były odgórnie i przeprowadzono je konsekwentnie (straty monopolisty były świadomym elementem liberalizacji). W efekcie, mało elastyczne GKDT zostały z rynku wyeliminowane, bądź uelastyczniono je poprzez wprowadzenie do formuł cenowych znacznego składnika indeksacji do cen giełdowych.

Podobnie jak kiedyś w Wielkiej Brytanii, w Europie kontynentalnej to GKDT indeksowane do ropopochodnych są również głównym powodem sztywności rynku i braku efektywnej konkurencji. Jedynie zmiana ich warunków umożliwi uformowanie się rynku, który będzie w stanie reagować na zmiany w podaży i popycie w zbalansowany sposób – z proporcjonalnym rozłożeniem zysków i strat na wszystkich uczestników rynku. Obecnie, przy znacznych spadkach popytu lub wzroście podaży, jedynie dostawcy powiązani GKDT odczuwają doraźne negatywne skutki zmian. W dłuższej perspektywie obniża to jednak dynamikę rozwoju całego rynku, który staje się ryzykowny i nieprzewidywalny. Sytuacja taka wydaje się szczególnie nieodpowiednia dla rynku gazu, którego rozwój wymaga znacznych nakładów infrastrukturalnych. Dla zapewnienia finansowania tych przedsięwzięć, struktura funkcjonowania rynku musi być stabilna i przejrzysta. Koniecznym wydaje się zapewnienie tej stabilności przez inne mechanizmy niż obecny model indeksowania cen w GKDT.

Wyodrębnić można więc dwa oddzielne problemy, przed którymi stoją dostawcy, gdy gwałtownie obniża się popyt a cena gazu na giełdach spada znacznie poniżej poziomu ceny w GKDT:

Pierwszym z nich jest brak możliwości cenowej konkurencji z nowymi, niezależnymi dostawcami, którzy mają możliwość zaopatrzenia się w gaz na giełdach. Taką możliwość mogą też wykorzystać najwięksi odbiorcy, czego efektem jest bezpośrednia utrata klientów przez dotychczasowego dostawcę. Drugim, wynikającym z pierwszego problemem, są trudności z wywiązaniem się ze zobowiązań Take or Pay wobec producentów gazu.

### **Uelastycznienie GKDT poprzez zmianę formuł cenowych**

Optymalnym sposobem dostosowania europejskich GKDT do liberalizującego się rynku gazu jest zmiana formuł cenowych tak, aby w większym stopniu odzwierciedlały one cenę surowca na giełdach towarowych. Celem nie musi być wcale pełna indeksacja do cen

forward – już 45-60% jest w tym wypadku wartością mogącą w diametralny sposób zmienić sytuację hurtowego dostawcy. Mechanice takiej indeksacji przyglądamy się bliżej w rozdziale czwartym. Konkretnie rozwiązania, które udało się wynegocjować europejskim dostawcom w zakresie modyfikacji formuł cenowych omawiamy w drugiej części tego rozdziału. Alternatywą dla zmiany struktury indeksacji jest obniżenie ceny bazowej gazu, nie rozwiązuje to jednak systemowych problemów cenotwórstwa na rynku gazu.

## **Uelastycznienie GKDT poprzez zmianę innych parametrów umowy**

Indeksowanie formuł cenowych w GKDT do cen rynkowych forward nie jest jednakże jedynym sposobem na zwiększenie elastyczności tych kontraktów. Zmiany innych parametrów umowy również skutkować mogą jej przystosowaniem do potrzeb dostawcy. Celem takich zmian jest jednak zawsze dostosowanie poziomu Take or Pay na dany rok do możliwości danego dostawcy, a nie odniesienie ceny gazu do mechanizmów rynkowych. Wydaje się, iż perspektywa wynegocjowania tego rodzaju rozwiązań z producentami jest bardziej obiecująca. Poświęcamy im tutaj chwilę uwagi, ale zaznaczmy, że są to w naszej opinii rozwiązania tylko doraźne.

Jednym z nich jest obniżenie zobowiązania Take or Pay w kontrakcie. Jest to rozwiązanie proste, przynoszące wymierne korzyści dla dostawcy, ale też konkretne straty dla producenta. Z tego względu producenci są takiej modyfikacji GKDT niechętni. Alternatywą dla niego są zmiany bardziej złożone i długoterminowe. Opierają się one na „ulgowym” potraktowaniu tych wolumenów gazu, które wliczają się w zobowiązania Take or Pay, ale których dostawca nie będzie w stanie w danym roku odebrać. Wolumeny te znane są jako Annual Deficiencies.

Niektóre kontrakty zawierać mogą czasowy rabat przy opłaceniu zobowiązania Take or Pay za Annual Deficiencies, zwykle rzędu 15-25%. Dostawca ma możliwość odbioru tych wolumenów w latach następnych, przy czym wpłacić musi również kwotę, o którą obniżony został jego wcześniejszy rachunek. Maksymalna ilość Annual Deficiencies możliwych do odebrania w następnych latach znana jest jako Take or Pay Bank. Umowa regulować może zarówno maksymalny wolumen jak i najdłuższy możliwy termin odebrania tego gazu. Zwykle jest to około 15% wolumenu Take or Pay na dany rok a termin dostępności gazu to od trzech do pięciu kolejnych lat.

Elastyczność każdego GKDT można zwiększać poprzez zmianę parametrów dotyczących Take or Pay Bank. Jest to metoda, która doraźnie ułatwia dostawcy hurtowemu przetrwanie na rynku, a producentowi w dłuższej perspektywie nie przynosi znacz-

nych strat. Rozwiązanie takie wymaga jednak, aby zmiana sytuacji na rynku na niekorzyść dostawcy była jedynie chwilowa.

Zmiany warunków GKDT nakreślone powyżej mają wprawdzie znaczenie dla doraźnej sytuacji finansowej dostawcy hurtowego przy zmianach mikroekonomicznych, ale nie rozwiązują strukturalnych problemów europejskiego rynku gazu. Jedynie modyfikacja formuł cenowych jest adekwatną odpowiedzią na zmiany makroekonomiczne, z którymi zmagają się rynek UE. W kolejnej sekcji analizujemy, czy i w jakim zakresie w ostatnich latach zmieniono formuły indeksacji cen w europejskich GKDT.

### **3.2 Zmiany formuł cenowych w kontraktach producentów i odbiorców**

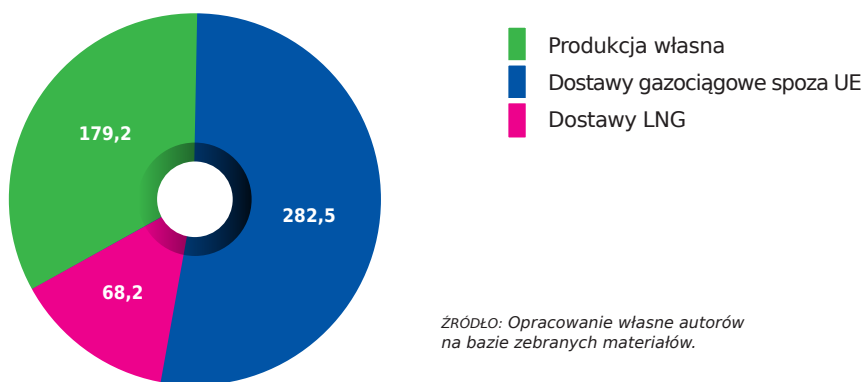
Szczegółowe warunki umów GKDT na dostawy gazu ziemnego do Unii Europejskiej traktowane są przez uczestników rynku jako tajemnice handlowa. Informacje dostępne publicznie dają tylko przybliżony obraz kształtu tych formuł w poszczególnych kontraktach. Ich analiza, w powiązaniu z obserwowanymi trendami rynkowymi, pozwala na ocenienie, na ile formuły występujące w GKDT PGNiG S.A. odbiegają od innych występujących na rynku UE. Niniejsza część raportu ma na celu przybliżenie ostatnich kierunków zmian formuł i ich obecnie obowiązujący stan. Na wstępie przybliżymy ogólną strukturę dostaw gazu do UE.

#### **Struktura dostaw**

Gaz ziemny dostępny na rynku UE pochodzi z trzech głównych źródeł:

- produkcja własna na terenie UE, m.in.: Holandia, Wielka Brytania, Niemcy, Rumunia, Dania oraz Włochy;
- dostawy poprzez gazociągi spoza UE, m.in.: Rosja, Norwegia, Algieria, Libia czy Azerbejdżan; oraz
- dostawy poprzez terminale LNG spoza UE, m.in.: Algieria, Katar, Nigeria, Trynidad i Tobago oraz Egipt.

Udział tych źródeł dostaw w całości importu ilustruje Wykres 13. W każdym z tych źródeł dostaw gaz wyceniany jest w oparciu o indeksację do cen ropy naftowej i produktów ropopochodnych, jak również poprzez indeksacje do cen spot gazu. Według informacji z prasy specjalistycznej w 2009 roku ok. 75% dostaw indeksowanych było do ropy naftowej i produktów ropopochodnych, jednakże w roku 2010 poziom ten obniżył się dla UE i Turcji do około 65%.

WYKRES 13. Źródła dostaw do UE w 2009 r. (mld m<sup>3</sup>)

### Stanowisko głównych producentów

Głównymi ilościowo dostawcami gazu do Unii Europejskiej w 2009 r. byli: Gazprom (Rosja, 26%), StatoilHydro (Norwegia, 18%), Sonatrach (Algieria, 9%), GasTerra (Holandia, 9%) oraz Qatargas (Katar, 3%). Przyjrzymy się podejściu każdego z tych producentów do zmian formuł cenowych.

**Gazprom (Rosja).** Indeksacja do ropy naftowej i produktów ropopochodnych przeważa w dostawach z Rosji. Jest to zazwyczaj tradycyjna, kwartalna indeksacja cen, której podstawą są średnie ceny z ostatnich 6-9 miesięcy, z przesunięciem czasowym o 3 miesiące. Wątpliwości budzi dokładny udział ropy oraz produktów ropopochodnych (HFO i LFO) w aktualnej formule cenowej, ale szacuje się go na: HFO - 35-39%, LFO - 52-55%, stanowiąc całościowo między 87-92% ceny. Jest on również zależny od konkretnego rynku. Z uwagi na ograniczenia w stosowaniu HFO w UE, udział tego składnika w formule cenowej uległ jednak istotnemu zmniejszeniu w niektórych GKDT. Podobny kierunek zmian dotyczy LFO. W niektórych GKDT jednym z elementów indeksacji jest również inflacja.

Utrudnianie wprowadzania cen forward do formuł cenowych jest oficjalną strategią Gazpromu. Wynika ona z korzyści, jakie wysokie i stabilne ceny gazu przynoszą nie tylko samej spółce, ale także budżetowi Federacji Rosyjskiej. Wśród opinii eksperckich aprobujących strategię spółki wyróżnić należy tezy dr Konoplyanika, byłego doradcy Gazprombanku. W serii publikacji Konoplyanik prezentuje pozycję, którą streścić można w następujących punktach:



- indeksacja do ropopochodnych jest mechanizmem stabilnym, dającym producentom przewidywalne źródło stałego dochodu, a tym samym zwiększającym ich chęć do dalszych inwestycji w infrastrukturę wydobywczą i przesyłową;
- indeksacja do cen spot jest rozwiązaniem wysoce niestabilnym; przede wszystkim dlatego, że mechanizmy rynkowe są niewystarczająco płynne – nawet hub NBP nie przekracza niezbędnej zdaniem Konoplyanika wartości wskaźnika churn (15);
- w związku z powyższym, ani europejskim wydobywcom, ani konsumentom nie opłaca się wprowadzenie znacznej indeksacji do cen spot – takie rozwiązanie zwiększałoby jedynie zyski pośredników i spekulantów;
- do zaakceptowania jest indeksacja do cen giełdowych gazu w ograniczonym zakresie.

Rozwój sytuacji na rynkach w ostatnich latach wymusił na Gazpromie tymczasową zmianę strategii. Zauważyć można wprowadzenie w niektórych GKDT umiarkowanej indeksacji do cen spot. Ich udział w GKDT Gazpromu w 2010 roku był według jednych źródeł na poziomie 7%, a według innych na poziomie 10-15%. Według publicznie dostępnych informacji zmiany te obowiązują obecnie jedynie do końca 2013 r. Są to więc tymczasowe koncesje, na które Gazprom zmuszony był przystać w sytuacji wyjątkowo dla siebie niekorzystnej („strategia przeczekania”). Nie należy oczekiwać, że przy koniunkturze przychylnej Gazpromowi obowiązywanie tych rozwiązań zostanie przedłużone.

Według Gazpromu, udział indeksacji spot zmniejszył cenę eksportową tej spółki o około 3%. Zmiana metody indeksowania przekłada się więc na wymierne korzyści lub straty finansowe dla producenta i dostawcy. Dla lepszej ilustracji: indeksacja 30% wolumenu sprzedaży Gazpromu w 2010 r. do cen spot i jednoczesne utrzymanie przychodów na stałym poziomie spowodowałoby konieczność sprzedaży 157 mld m<sup>3</sup> za 270 USD/m<sup>3</sup>, podczas gdy rzeczywisty sprzedany wolumen wynosił 138.6 mld m<sup>3</sup>. Taka strata byłaby nie do przyjęcia nie tylko dla spółki, ale także dla władz Federacji Rosyjskiej, gdyż spadek przychodów Gazpromu pośrednio groziłoby także nadmiernym deficytem budżetowym państwa.

**Statoil Hydro (Norwegia).** Tradycyjnie w kontraktach StatoilHydro przeważała indeksacja do ropopochodnych, przy poziomach HFO bliskich 35% i LFO około 52% (kursy cen według niemieckiego Rheinschiene indeks). Pozostałą część indeksacji stanowiły ceny giełdowe gazu, ceny węgla, inflacja oraz składniki stałe. Kontrakty te zawierały również limity, które po przez odniesienie do inflacji ograniczały wpływ wzrostu cen HFO na formułę. Zobowiązania Take or Pay były zwykle na poziomie ok. 85-90%, lecz w przeciwieństwie do kontraktów Gazpromu, nie było w kontraktach StatoilHydro ulgowego traktowania Annual Deficiencies. Rozwiązania te skutkowały tym, że w 2009 roku bardziej korzystne dla importerów było nie odebranie części zobowiązania Take or Pay od Gazpromu, gdyż otrzymywali oni na nie odebrane w danym roku wolumeny tymczasową zniżką około 15-20%.

Obecnie dokładny udział HFO i LFO w formule cenowej nie jest znany, ale według publicznie dostępnych informacji uległ on znacznemu obniżeniu. Niektóre źródła mówią o spadku o około 5-7%. Jednakże, zgodnie z innymi informacjami, do 50% wolumenu sprzedaży StatoilHydro do UE jest indeksowane w oparciu o cenę giełdową gazu. Dodatkowo, StatoilHydro zawarł 10 letnią GKDT ze Scottish and Southern Energy (SSE), gdzie cena jest indeksowana w całości do ceny gazu na hubie NBP. Informacje te, nawet biorąc pod uwagę specyfikę brytyjskiego rynku, świadczą o zmniejszającym się znaczeniu ropopochodnych w formule cenowej. Uważa się, że wśród głównych producentów jedynie Statoil Hydro oraz Qatargas posiadają neutralne stanowisko do zmiany modelu indeksacji.

**Sonatrach (Algieria).** Indeksacja do ropy naftowej i produktów ropopochodnych stanowi 94% wolumenu. Początkowo indeksacja oparta była o koszyk ośmiu rodzajów ropy, z określonymi widełkami cen, ograniczającymi wpływ wahań tego koszyka na ceny gazu w GKDT. Z czasem indeksację oparto o średnią cenę z określonych rafinerii Północno-zachodniej Europy (stanowi ona w istocie formułę PlattsOilgram). Cena tak określona zbliżona jest do ceny ropy Brent, ale zawierając różnice wynikające m.in. z cen ropopochodnych oraz marży rafineryjnej. Sonatrach, tak samo jak Gazprom, jest negatywnie nastawiona do wprowadzania indeksacji do cen spot.

**GasTerra (Holandia).** Kontrakty oparte są na typowej formule Groningen, odnoszącej się do cen HFO i LFO z giełdy w Rotterdamie, jednak znaczenie tych składników się zmniejsza. Pojawiają się informacje, iż GasTerra dąży do zmiany formuły cenowej i odniesienia indeksacji do ceny giełdowej gazu, jednak dokładne proporcje pozostają niepotwierdzone.

**Qatargas (Katar).** Eksport gazu z Kataru oparty jest na transporcie LNG. Transpory takie na rynki europejskie tradycyjnie (choć nie zawsze) oparte były w większym zakresie na cenie giełdowej gazu. Stanowisko spółki katarskiej do indeksacji do cen giełdowych gazu jest przychylnie. Dla przykładu, brytyjska Centrica wynegocjowała w umowie z Qatargas formułę cenową w całości opartą na cenie spot z hubu NBP.

## Stanowisko głównych dostawców

**Dostawcy Niemieccy (E.On, RWE, EGL, Wingas).** Formuły cenowe w Niemczech oparte są o podobne mechanizmy jak w pozostałej części Północno-zachodniej Europy. Dostawcy niemieccy są jednak zdeterminowani do zapewnienia większej elastyczności formuł cenowych poprzez zwiększenie indeksowania do cen giełdowych gazu. Spółki E.On-

Ruhrgas, RWE oraz EGL - każda z osobna - uzgodniły z Gazpromem indeksowanie 15% wolumenu do ceny spot gazu. Zmiana ta obowiązuje jednak wyłącznie na okres trzech lat i brakuje informacji, czy dotyczy ona całości wolumenu. RWE w 2010 r. negocjowało z trzema swoimi dostawcami odejście od indeksowania do ropy, przy czym dążenia spółki to nawet 100% indeksacji opartej o ceny giełdowe gazu. Spółka Wingas również uzgodniła z Gazpromem indeksowanie 15% wolumenu do ceny spot gazu, na okres 3 lat (brak potwierdzenia, czy obejmuje to całość wolumenu). Niewykluczone są dalsze negocjacje tych firm o zwiększenie udziału ceny giełdowej gazu o kolejne ilości (np. kolejne 5%). Spółki niemieckie starają się w drodze arbitrażu gospodarczego z Gazpromem doprowadzić do wyższego poziomu indeksacji opartego na giełdowej cenie gazu.

**Włochy** (Eni, Edison, SinergieItaliane). Nie istnieje jeden model cenowy dla gazu importowanego do Włoch. Z uwagi na uwarunkowania geograficzne dostaw gazu, podstawą jest indeksowanie cen do ropy naftowej i produktów ropopochodnych. Wyznacznikiem cen ropy naftowej jest cena tzw. „koszyka ośmiu” albo cena ropy Brent. Wyznacznikiem ceny dla ropopochodnych jest cena w Genoa/Lavera lub w Rotterdamie.

Wszystkie GKDT spółki Eni były w głównej mierze indeksowane do ropy i/lub ropopochodnych (zarówno z algierską Sonatrach, libijską NOC, jak i z Gazpromem). Gazprom zgodził się na indeksowanie 15% wolumenu do ceny giełdowej gazu, na okres 3 lat (brakuje jednak potwierdzenia co do wolumenu). Negocjacje Eni dążą bądź do wprowadzenia częściowej indeksacji do cen giełdowych, bądź do zmiany ceny bazowej gazu. W przypadku spółek Edison oraz SinergieItaliane Gazprom również zgodził się na indeksowanie 15% wolumenu do ceny giełdowej gazu, na okres 3 lat.

**Inni dostawcy w Zachodniej Europie.** Pozostali dostawcy w UE również dążą do zwiększenia poziomu indeksacji do cen giełdowych gazu. Według informacji giełdy NordPoolGas, dostawcy z Danii zawarli GKDT indeksowane do cen na tej giełdzie. Hiszpańskiej spółce Gas Natural, pomimo starań, nie udało się wynegocjować możliwości częściowego indeksowania do ceny giełdowej gazu. W przypadku francuskiego Gdf Suez Gazprom zgodził się na indeksowanie 15% wolumenu do ceny giełdowej gazu, na okres 3 lat. Całościowo spółka ta uzyskała średnio 10% indeksacji do cen giełdowych w wolumenie wszystkich swoich GKDT. Austriacka spółka OMV negocjuje zmiany formuły cenowej i odniesienie indeksacji do ceny giełdowej gazu.

**Dostawcy wschodnioeuropejscy.** Brak danych, które potwierdzałyby rosnący udział indeksacji do cen giełdowych gazu w Europie Wschodniej. Nie znaczy to, że odbiorcy w tym regionie nie dążą do takich rozwiązań. PGNiG S.A. rozpoczął pod koniec 2011 roku arbitraż z Gazpromem o zmianę formuł cenowych w kontraktach GKDT na dostawy gazu do Polski.

## Podsumowanie

Eksporтеры mają różne podejście do zwiększenia indeksowania do cen giełdowych gazu ziemnego. Z dostępnych informacji wynika, że negatywne jest podejście spółek Gazprom i Sonatrach, które optują za pozostawieniem indeksacji w oparciu o ropę naftową i produkty ropopochodne. Neutralne zaś jest stanowisko StatoilHydro oraz Qatargas, a z zawieranych przez te spółki umów widać wzrastające znaczenie indeksowania do cen giełdowych gazu.

Odpowiedź na pytanie o to, która z powyższych strategii okaże się najbardziej owocna dla producentów, zależy będzie od stanu rynku w najbliższych latach. Jeśli zaobserwowane dotąd zmiany strukturalne utrwala się, konieczne będzie wprowadzenie indeksacji forward w znacznym zakresie do wszystkich GKDT. Producenci już obecnie przychylni takiemu rozwiązaniu będą na to lepiej przygotowani i okażą się wygranymi. Jeśli jednak koniunktura w najbliższych latach przybierze kształt podobny do tego sprzed kryzysu, bardzo możliwe, że „strategia przeczekania” wcielana w życie przez Gazprom pozwoli na maksymalizację zysków.

Różnice w podejściu do indeksacji cen mają znaczenie dla funkcjonowania rynku. O ile w Europie Zachodniej indeksacja do cen giełdowych gazu obejmuje już znaczną część wolumenów, to w Europie Wschodniej jej udział w GKDT jest zbliżony do zera. Dywergencja między tymi dwoma rodzajami GKDT rodzi ryzyka dla importera. Rynki poszczególnych państw członkowskich UE są coraz mocniej zintegrowane poprzez ujednoczone regulacje prawne dotyczące funkcjonowania rynku gazu, jak również poprzez fizyczny rozwój połączeń wzajemnych między systemami gazowymi poszczególnych państw. Powoduje to konieczność wprowadzania formuł zmiany umowy oraz „hedgowania” ryzyka (zwłaszcza przy indeksacji do ceny forward). Wprawdzie poziom popytu i podaży wraca powoli do wielkości sprzed kryzysu, co stabilizuje rynek i poprawia sytuację hurtowych odbiorców, ale okresowe spadki popytu lub wzrosty podaży z pewnością występować będą w przyszłości. Dla zapewnienia równych warunków konkurencji pomiędzy dystrybutorami z Zachodniej i Wschodniej Europy konieczne wydaje się zastosowanie podobnych mechanizmów cenowych w ich GKDT.

## 4. Alternatywne formuły cenowe oraz ryzyka i zalety poszczególnych rozwiązań

Poniżej przedstawiamy zalety i wady różnych modeli indeksacji ceny w GKDT, jak również możliwości eliminacji zauważonych wad. Skupiamy się na czterech składowych najczęściej występujących w europejskich GKDT: (i) ropopochodne, (ii) ceny giełdowej (iii) węgiel oraz (iv) energia elektryczna.

### 4.1. Indeksacja do ropopochodnych

Ropopochodne to tradycyjnie najbardziej popularne składniki indeksacji. Wyróżnić można w szczególności LFO oraz HFO, wyceniane, na przykład według kursów na giełdzie towarowej w Rotterdamie. W tradycyjnej formule cenowej opartej o ropopochodne indeksacja odnosi się do ich cen z okresu poprzedzającego dany okres od 3 do 12 miesięcy.

#### Wady

Istota indeksacji do ropopochodnych sprowadzała się do zastępowalności tych surowców gazem ziemnym w różnych sektorach gospodarki. Powiązanie to traci stopniowo na znaczeniu, gdyż zmienia się struktura wykorzystania gazu. Ciężki olej opałowy jest w coraz mniejszym zakresie substytutem gazu ziemnego w przemyśle. Znaczenia nabiera gaz ziemny w sektorze wytwarzania energii elektrycznej, gdzie jego substytutem nie jest ropa naftowa i ropopochodne, ale węgiel, energia odnawialna czy też energia atomowa. Uwarunkowania rynkowe coraz bardziej uniemożliwiają zachowanie istoty tej formuły.

Elementem takiej indeksacji była klauzula przeznaczenia (Destination Clause), która uzależniała wartość netback od konkretnego rynku przeznaczenia gazu ziemnego. Tego rodzaju klauzule, uniemożliwiające wymianę gazu pomiędzy rynkami regionalnymi, są negatywnie oceniane przez Komisję Europejską jako niezgodne z polityką konku-

rencji. Należy oczekiwać ich całkowitej likwidacji – z umowy z Polską zniknęły one po negocjacjach z Gazpromem w 2010 roku. Zanik klauzul przeznaczenia, w powiązaniu ze stopniową integracją rynków krajowych w ramach UE prowadzi do konieczności wyrównania reguł indeksacji dla podmiotów z różnych regionów Europy, które kupują gaz bezpośrednio od tego samego producenta. W przeciwnym razie dostawcy mający w danej chwili najbardziej korzystne formuły cenowe będą mogli „podcinać” pozycję pozostałych, pomimo że wszyscy oni obracaliby gazem z tego samego źródła. Takie działanie nie byłoby wynikiem funkcjonowania reguł konkurencji na rynku, ale efektem dominującej pozycji producentów, będących w stanie narzucić określone warunki umowne.

Znaczny stopień indeksacji do ropopochodnych powoduje brak elastyczności formuły cenowej na zmiany popytu i podaży na rynku gazu ziemnego. Zmiany cen gazu na giełdach towarowych są powiązane w większym zakresie ze zmianami pogody, niż z konkurencją ze strony innych paliw. Zaobserwować można szczyty poboru w chłodnych okresach zimowych oraz w wyjątkowo ciepłych okresach letnich (w związku z większym wykorzystaniem energii elektrycznej na potrzeby klimatyzacji). Nie dotyczy to tylko i wyłącznie chwilowych zmian wynikających z nagłych zdarzeń, ale również zdarzeń średnioterminowych.

Indeksacja do ropopochodnych jest nieadekwatna również z uwagi na szereg czynników:

- ceny produktów ropopochodnych zawierają w sobie oszacowanie ryzyk gospodarczych związanych z rynkiem ropy naftowej. Ryzyka te, w związku z innym wachlarzem zastosowań ropy, niekoniecznie muszą mieć odniesienie do rynku gazu ziemnego.
- światowe rezerwy i produkcja są większe w przypadku gazu ziemnego (uwzględniając również gaz alternatywny), niż ropy naftowej. Tym samym, koszty krajowe wydobycia gazu są niższe, a indeksowanie do ropopochodnych nie odzwiercudnia tej różnicy.
- zarówno część podaźowa oraz popytowa rynku, jak i infrastruktura, funkcjonują odmiennie dla ropopochodnych i dla gazu. Inne są również koszty transportu czy też magazynowania. Znaczny stopień indeksacji do pochodnych ropy nie daje właściwych sygnałów cenowych dotyczących sytuacji na rynku gazu.
- ceny ropy naftowej kontrolowane są przez kartel. Pamiętać jednak należy, że w przypadku gazu również istnieje możliwość utworzenia się kartelu w najbliższych latach.
- model indeksacji oparty w przeważającej mierze na ropopochodnych przenosi na odbiorcę końcowego (konsumenta) wszelkie koszty nieefektywności działania zarówno producenta, jak i dostawcy, nie dając bodźców do zwiększania ich efektywności.

## Zalety

Indeksowanie do kursów cen ropopochodnych daje większą stabilność i przewidywalność inwestycji dla producentów niż uzależnienie zmian cen od fluktuacji kursu giełdowego gazu, np. ceny forward. Są oni głównymi beneficjentami tego rodzaju rozwiązań.

Przy zamkniętym, izolowanym lub jednolicie uregulowanym rynku (podobne mechanizmy cenowe we wszystkich GKDT), formuła ta zapewnia stabilność działalności dostawców posiadających silną pozycję na rynku. Brak realnej konkurencji oraz stabilność popytu na gaz ziemny umożliwi realizowanie określonej marży. Pamiętać jednak należy, że znaczne zwiększanie cen końcowych gazu spotkać się może z reakcją krajowego regulatora, co z kolei może przełożyć się na trudności z utrzymaniem rentowności. Przykładem mogą tu być niedawne problemy PGNiG S.A. z zaakceptowaniem przez URE takich taryf, które gwarantowałyby rentowność spółki.

Indeksowanie do paliw alternatywnych na rynkach zamkniętych i izolowanych daje ochronę przed nieoczekiwanym niezbilansowaniem popytu i podaży. W przypadku indeksowania do cen spot brak takiej ochrony i nagłe zmiany popytu lub podaży skutkować mogą znaczącymi skokami cen gazu. Bardziej „wypłaszczona” jest fluktuacja ceny forward.

## Rekomendacje i ryzyka

Możliwe jest dalsze zachowanie częściowej indeksacji w oparciu o produkty ropopochodne do czasu utworzenia w pełni płynnego i jednolitego rynku gazu Unii Europejskiej. Wraz z jego stopniowym rozwojem konieczne będzie jednak postępujące przystosowywanie GKDT pomiędzy wszystkimi dostawcami a producentami do jednolitego modelu indeksacji. Jednym z istotnych elementów indeksacji mogą pozostawać kursy cen ropopochodnych (według kursów na giełdzie towarowej w UE, np. w Rotterdamie). Procentowy udział tych produktów odnosiłby się do prognozowanych zmian wykorzystania ich w gospodarce UE. Konieczna byłaby regularna rewizja cen, np. co miesiąc lub co kwartał bez okresu karencji, aby cena była najbliższa rzeczywistemu stanowi rynku. Cena bazowa w GKDT byłaby jednakże co roku ustalana od nowa w oparciu np. o średnią cenę forward na następne 12 miesięcy w najbardziej płynnych hubach europejskich.

W obecnym przejściowym stanie rozwoju rynku gazu Unii Europejskiej, pełne odejście od indeksacji do ropopochodnych wydaje się obarczone znacznym ryzykiem. Wynika to z braku pełnej liberalizacji tego rynku, braku jego wystarczającej płynności i unifikacji. Jednakże docelowo, w sytuacji dalszego rozwoju terminali LNG, połączeń wzajemnych między państwami członkowskimi Unii Europejskiej, jak również uelastycznienia podaży gazu na świecie, rekomendowane jest dalsze odchodzenie od indeksacji w stosunku do ropopochodnych w kierunku wyznaczania cen przez mechanizmy rynku konkurencyjnego.

Wybór odpowiedniego udziału cen giełdowych gazu w indeksacji jest wyborem pomiędzy stabilnością końcowych cen gazu, a ich harmonizacją z rzeczywistą sytuacją na rynku.

#### **4.2. Indeksacja do ceny giełdowej gazu ziemnego**

Metoda ta polega na powiązaniu zmian ceny gazu ziemnego w GKDT ze zmianą cen gazu na giełdzie towarowej. Indeksacja dokonywana jest w odniesieniu do uśrednionej ceny giełdowej gazu ziemnego z okresu poprzedzającego określonego w umowie.

##### **Wady**

Ograniczona płynność hubów w Unii Europejskiej oraz znacząca pozycja kilku dostawców (tj.: Gastera, StatoilHydro, Sonatrach oraz Gazprom - wspólnie około 60% udziału w rynku) powoduje ryzyko zakłócenia wysokości wyznaczonej przez te huby cen. Pomimo stopniowo rosnącej płynności hubów (opisanej w rozdziale 2.4), w transakcjach rozliczanych przez huby (exchange-cleared transactions) płynność jest na poziomie ok. 10% rocznego zapotrzebowania na gaz ziemny. Na rynku ropy naftowej wynosi ona dla przykładu 5-krotność dziennej produkcji. W mniej płynnych hubach (PSV, CEGH) mniejsi gracze wciąż mogą wpływać na ceny.

W całościowym wolumenie obrotów w hubach UE, jedynie ok. 1% stanowią transakcje typu spot a 18% transakcje typu forward. Pozostałe 81% to różnego typu transakcje OTC. Ponieważ tylko transakcje spot i forward mają wpływ na formowanie się cen w hubach, jedynie ok. 19% wolumenu obrotów ma wpływ na kształtowanie się tych cen. Taki udział nie gwarantuje w chwili obecnej właściwego odzwierciedlenia interakcji między popytem a podażą na rynku UE, a zmiany cen nie są skorelowane ze strukturą tego rynku. Płytkość rynku wzmacnia siłę krótkoterminowych sygnałów cenowych, często niereprezentatywnych dla całego rynku UE.



Podstawą wyznaczania ceny spot gazu w hubach są często niedoszacowania w realizacji kontraktów GKDT, odmiennie niż w przypadku kontraktów forward. Rynek derywatów gazowych w Unii Europejskiej, zapewniający transparentność obrotu nimi, jest niewystarczająco rozwinięty. Jeżeli rynek ten wystarczająco by się upłynnił, tego typu kontrakty byłyby dobrym miernikiem dla wyznaczania ceny, gdyż podążają za aktualnymi przewidywaniami co do rozwoju rynku (popyt/podaż).

Ceny spot gazu są bardziej zmienne, niż ceny oparte o indeksację do ropy naftowej i produktów ropopochodnych. Ceny forward takiej dużej zmienności nie notują. Większa nieprzewidywalność cen oznacza z kolei konieczność uwzględnienia większej premii za ryzyko przez importerów i dostawców, która będzie odwzorowana w cenie dla odbiorcy końcowego.

Pomimo obserwowanego prawie doskonałego skorelowania cen pomiędzy poszczególnymi hubami w UE (dla ilustracji tej zależności reprodukowujemy tu Wykresy 10-12, omówione w rozdziale 2), niewystarczająca płynność i skoncentrowana struktura dostawców mogą wpływać na reprezentatywność cen spot wyznaczanych przez hub w sytuacji ich większego znaczenia dla rozliczania GKDT. Zagrożenie takie jest mniejsze przy cenie forward, zwłaszcza przy infrastrukturalnie powiązanych rynkach krajowych.

W chwili obecnej istnieje ryzyko, że znaczna indeksacja GKDT do cen giełdowych spowodować może dwie zasadnicze zmiany w strategii producentów:

- po pierwsze, zamiast dostarczać gaz w ramach bilateralnych GKDT dla dużych dostawców, często dominujących na rynku krajowym, producenci dywersyfikować będą portfolio swoich bezpośrednich klientów (mniejsi dostawcy regionalni, więksi odbiorcy przemysłowi). Zwiększy to kontrolę producentów nad rynkiem i zmniejszy znaczenie dotychczasowych „championów”, ograniczając ich rynek zbytu.
- po drugie, może to skłonić producentów gazu do większej integracji w ramach struktur kartelowych i odgórnego wpływania na ceny gazu.

## Zalety

Indeksacja do cen forward gazu zapewni, że cena gazu ziemnego w GKDT zawierać będzie ryzyka właściwe obrotowi tym surowcem. Dynamika zmian cen gazu ziemnego i ropy naftowej nie zbliży się do siebie w przyszłości, gdyż popyt i podaż na te towary ma inne uwarunkowania elastycznościowe.

Pomimo braku pełnej harmonizacji rynku, korelacja cen pomiędzy poszczególnymi hubami w UE jest prawie doskonała (dotyczy to w szczególności: NBP, TTF, ZEE oraz NCG - Wykresy 10-12). Wprawdzie sygnały cenowe są źle skorelowane w przypadku mniej płynnych hubów (CEGH, PSV) trend jest w kierunku większej konwergencji cen między wszystkimi hubami.

Indeksowanie do cen giełdowych gazu ziemnego łączy się ze zwiększającym się udziałem dostaw LNG w rynku. Zakłada się zwiększenie znaczenia LNG w międzynarodowym obrocie gazem z obecnych 34% (2009 r.) do 40% w 2030 roku. Powodować to będzie zintegrowanie rynku europejskiego z innymi rynkami światowymi oraz zbliżenie cen na każdym z nich. Nowi producenci dążyć będą do zwiększenia udziału w rynku kosztem dotychczasowych podmiotów, tym samym zwiększenie udziału w rynku odbywać się będzie poprzez m.in. konkurencję cenową. Ponadto, wiele terminali LNG w Europie jest już obecnie w stadium konstrukcji, co pozwala przypuszczać, że w przeciągu najbliższych lat udział LNG w rynku UE znacznie się zwiększy.

Znaczenie mają również plany wydobywania gazu z alternatywnych źródeł w Europie. Powstaje pytanie, kto kupowałby nowy gaz, jeśli projekty tego typu zaczęłyby operować na przemysłową skalę. Mało prawdopodobne jest, aby obecni dostawcy borykający się ze zobowiązaniami Take or Pay byłoby w stanie zawiązać kolejne kontrakty z nowymi producentami. Gaz z alternatywnych źródeł kupowany byłby więc bądź przez nowych dostawców, bądź trafiałby na giełdy towarowe. Taki rozwój sytuacji miałby dwie poważne konsekwencje:

- po pierwsze, wraz z większymi wolumenami gazu na giełdach wzrosłoby ich płynność a mechanizmy rynkowe zyskałyby większe znaczenie dla całego rynku UE.
- po drugie, problemy dostawców europejskich opisane w rozdziale 3 uległyby znacznej intensyfikacji.
- naturalną reakcją na dwa powyższe czynniki byłoby wprowadzenie większego elementu indeksacji do cen giełdowych w istniejących GKDT.

## Rekomendacje i ryzyka

Postępująca integracja rynku gazu Unii Europejskiej powoduje konieczność stworzenia mechanizmów określających w sposób rynkowy ceny gazu ziemnego, w tym w GKDT. Tylko takie mechanizmy zapewnią realną wycenę surowca, uwzględniającą również jego zmieniające się przeznaczenie w gospodarce oraz konkurencję z innymi surowcami realizującymi podobne potrzeby.

Za wprowadzeniem podobnego stopnia indeksacji do cen giełdowych w całej Unii Europejskiej przemawia szereg czynników:

- postępująca integracja prawna rynku Unii Europejskiej;
- intensyfikacja powiązań infrastrukturalnych pomiędzy krajami członkowskimi;
- zwiększającą się istotnie liczbą terminali LNG; oraz
- perspektywa pojawienia się gazu z alternatywnych źródeł wydobywanego w krajach członkowskich na rynku UE.

Docelowym modelem indeksacji ceny w GKDT powinien być model indeksacji w oparciu o ceny w hubach. Specyfika notowanych tam instrumentów przemawia za odnośnieniem cen do ceny forward. Dochodzenie do takiego modelu indeksacji powinno odbywać się stopniowo, wraz z rozwojem integracji rynków i zwiększeniem ich płynności.

Odpowiedzią na główne ryzyko związane z indeksacją GKDT do cen w hubach, czyli na niewystarczającą płynność tychże, są:

- nałożenie na dostawców obowiązku sprzedaży gazu za pomocą danego hubu, tym samym zwiększając jego płynność; oraz
- powiązanie indeksowania GKDT z ceną forward gazu na innych, bardziej płynnych hubach. Rodzi to jednak ryzyko przenoszenia zmienności cen z innego rynku (uwarunkowanych lokalnymi okolicznościami), na rynek właściwy, zakłócając tym samym reprezentatywność ceny.

Podsumowując, wybór odpowiedniego udziału cen ropopochodnych w indeksacji jest wyborem pomiędzy trafnym odwzorowaniem zastępowalności gazu surowcami alternatywnymi, a stabilnością cen gazu w GKDT.

### 4.3. Indeksacja do ceny węgla

Metoda ta polega na powiązaniu zmian ceny gazu ziemnego w GKDT ze zmianą cen węgla na giełdzie towarowej. Powiązanie takie wynika z faktu, że węgiel jest substytutem gazu ziemnego w sektorze wytwarzania energii elektrycznej.

#### Wady

Światowe ceny węgla z różnych względów podążają w trendzie za światowymi cenami ropy naftowej, a ich rozdzielenie jest mało prawdopodobne. Trendy światowe co do wyceny węgla nie muszą więc odzwierciedlać krajowych uwarunkowań, wynikają-

cych z regionalnego profilu wykorzystania tego surowca. Krajowe mechanizmy wyce-ny węgla nie są zaś na tyle przejrzyste, aby producent gazu zgodził się na ich zastosowanie w GKDT.

Powiązanie z cenami węgla w Unii Europejskiej w ramach metodologii netback prowadzić będzie do tego, iż wszelkie dodatkowe koszty nałożone przez regulatora unijnego na wykorzystanie węgla, takie jak opłaty związane z gospodarczym korzystaniem ze środowiska (np. emisje), będą poprzez formułę cenową wpływały na wzrost ceny gazu.

Należy jednak pamiętać, że pomimo licznych deklaracji sukcesu dla ustaleń konferencji klimatycznej w Durbanie, faktem jest, że od 2012 r jedynie kraje Unii Europejskiej obowiązywać będą twarde obowiązki redukcji emisji (wynikające z Pakietu Klimatycznego). Pod dużym znakiem zapytania stoi więc nie tylko kształtowanie się dalszej światowej polityki w tym zakresie, ale także kontynuacja dotychczasowej polityki europejskiej. Zagrożeniem dla gospodarek wykorzystujących węgiel, takich jak przede wszystkim Polska, będzie przeniesienie zobowiązań międzynarodowych Unii poczynionych w Durbanie na zobowiązania redukcyjne poszczególnych państw członkowskich. Ciężko jest więc przewidzieć, jaki wpływ na ceny węgla będzie miała w średniej perspektywie czasu polityka klimatyczna EU.

## Zalety

Na rynku wytwarzania energii elektrycznej, zarówno krajowym jak i międzynarodowym, węgiel konkuruje z gazem ziemnym. Powiązanie ceny gazu ziemnego z ceną międzynarodową węgla kamiennego jest naturalną konsekwencją tej zależności i takie rozwiązania są już obecnie wykorzystywane w niektórych GKDT. Ten trend może się wzmocnić.

## Rekomendacje i ryzyka

Możliwa jest częściowa indeksacja do ceny węgla. Zastosowanie jej byłoby logiczne w szczególności dla państw, w których występuje znaczące wykorzystanie tego surowca. Z uwagi na różnorodność tego wykorzystania w ramach Unii Europejskiej, trudno byłoby stworzyć taki parametr, który uwzględniłby specyfikę różnych państw członkowskich Unii Europejskiej. Rozwiązanie takie musiałyby być przedmiotem szczególnego ustalenia między PGNiG S.A. a Gazpromem.

Dodatkowo, brak jest mechanizmów wiarygodnego ustalania cen węgla na rynku krajowym, zaś mechanizm globalny obarczony jest ryzykiem uwzględnienia globalnych trendów, które nie mają odniesienia do lokalnych uwarunkowań. Trudności takie prowadzą do rekomendacji negatywnej, co do wykorzystania węgla jako metody - nawet w formie częściowej – indeksacji cen gazu ziemnego w GKDT. W odniesieniu do Polskich realiów, udział cen węgla w indeksacji skutkowałby najbardziej trafnym odwzorowaniem zastępowalności gazu surowcami alternatywnymi, ale ustalenie ceny odniesienia z producentem mogłoby okazać się niemożliwe z praktycznego punktu widzenia.

#### **4.4 Indeksacja gaz do energii elektrycznej**

Metoda ta polega na powiązaniu zmian ceny gazu ziemnego w GKDT ze zmianą cen energii elektrycznej na giełdach energii. Uzasadnienie takiego powiązania wynika z przewidywań, że gaz ziemny będzie w coraz większym stopniu wykorzystywany do produkcji energii elektrycznej w Unii Europejskiej.

##### **Wady**

Cieżko jest określić, jaki będzie tzw. „energy mix” Unii Europejskiej w perspektywie najbliższych lat. Wzrastające znaczenie drogich technologii wytwarzania energii elektrycznej (PV, energia wiatrowa, energia pływów i fal, itd.) wpływać będzie na cenę rynkową energii elektrycznej. Może to w nieuzasadniony sposób być odwzorowane w cenie gazu ziemnego. Do tego dochodzi opisana powyżej niepewność spowodowana postawą uczestników konferencji klimatycznej w Durbanie. Skutkuje to brakiem przewidywalności dla dalszych trendów w cenie energii elektrycznej. Różna struktura wytwarzania energii elektrycznej w różnych państwach członkowskich Unii Europejskiej powodować będzie istotne różnice w wycenie gazu ziemnego na różnych rynkach, co negatywnie wpływać będzie na tworzeniu zharmonizowanego unijnego rynku gazu ziemnego.

##### **Zalety**

Sektor wytwarzania energii elektrycznej będzie znaczącym odbiorcą gazu ziemnego (około 39% w 2015 roku i 41-45% w roku 2030 według różnych szacunków, w tym MAE i CAGR). Powiązanie ceny gazu ziemnego w GKDT z cenami energii elektrycznej zapewni odwzorowanie znaczenia gazu na rynku.

## Rekomendacje i ryzyka

Indeksacja ceny gazu ziemnego w stosunku do ceny rynkowej energii elektrycznej zbliża cenę tego surowca do jego znaczenia rynkowego. Może ona jednak negatywnie wpłynąć na integrację rynku gazu Unii Europejskiej, z uwagi na różną strukturę wytwarzania energii elektrycznej w UE. Nie rekomendujemy tej opcji w dłuższej perspektywie czasu. Jednakże do czasu utworzenia jednolitego rynku gazu ziemnego w Unii Europejskiej, może być ona przynajmniej w części alternatywą dla indeksacji w oparciu o ropopochodne.

Podsumowując, wybór stopnia indeksacji do cen energii elektrycznej jest wyborem pomiędzy trafnym odwzorowaniem zastępowalności gazu surowcami alternatywnymi, a przewidywalnością cen gazu w GKDT.

## 5. Optymalizacja kosztów poprzez zróżnicowanie klauzul cenowych w kontraktach PGNiG

Aby zaproponować skuteczny model optymalizacji kosztów PGNiG S.A. poprzez zróżnicowanie klauzul cenowych w GKDT, należy omówić uwarunkowania charakterystyczne dla obszaru działań tej spółki. Wpływają one na korektę rozwiązań, które z teoretycznego punktu widzenia wydawać by się mogły najbardziej optymalne, jednakże ich praktyczne zastosowanie może być albo utrudnione, albo niekorzystne z punktu widzenia spółki.

### Dywersyfikacja źródeł?

W chwili obecnej, nie licząc produkcji krajowej, jedynym poważnym źródłem surowca dla PGNiG S.A. jest Gazprom i jej spółki zależne. Wiele wskazuje na to, że nawet przy możliwości dywersyfikacji, wysokie zobowiązania Take or Pay PGNiG S.A. nie pozwalałyby na jej wykorzystanie w znacznym zakresie. Obecne krajowe zapotrzebowanie na gaz ziemny wynosi około 14 mld m<sup>3</sup>, a prognozy nie przewidują jego istotnego wzrostu w najbliższych latach. Dodatkowe źródła surowca będą dostępne wraz z rozpoczęciem funkcjonowania terminalu LNG w Świnoujściu, co jest planowane na rok 2014. Terminal ten ma mieć przepustowość 5 mld m<sup>3</sup>, z możliwością rozbudowy do całkowitej przepustowości 7,5 mld m<sup>3</sup>. Może on spełniać rolę regionalną, jeśli z części mocy odbiorczych skorzysta ją również dostawcy niemieccy czy czescy. Kolejną możliwością dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski już obecnie dają interkonektory z innymi krajami członkowskimi UE.

### Powiązania infrastrukturalne polskiej sieci przesyłu gazu z UE

Polska sieć przesyłowa jest obecnie połączona z siecią przesyłową innych krajów członkowskich UE poprzez trzy technicznie interkonektory:

- z Niemcami w Mallnow, poprzez rewers wirtualny na gazociągu tranzytowym SGT (tzw. „gazociąg jamalski”), o zdolności przesyłowej ok. 5,8 mld m<sup>3</sup>/rok;
- z Niemcami w Lasowie, o docelowej mocy przesyłowej 1,5 mld m<sup>3</sup>/rok; oraz
- z Czechami w Cieszynie, o obecnej mocy przesyłowej 0,5 mld m<sup>3</sup>/rok, a docelowo nawet 3 mld m<sup>3</sup>/rok.

Pomimo zaawansowanej integracji prawnej z rynkiem EU, nie możemy jeszcze mówić o pełnej integracji infrastrukturalnej. Nie oznacza to jednak, że rynek Polski jest zamknięty. Szereg polskich przedsiębiorstw zawarł w ostatnim czasie umowy na dostawy gazu z zagranicznymi konkurentami PGNiG S.A., w tym z dostawcami niemieckimi: RWE Supply & Trading (kontrakt z Grupą Orlen) oraz E.ON Ruhrgas (kontrakt z Zakładami Azotowymi Police). Mając na uwadze powyższe czynniki, fundamentalne znaczenie ma dla PGNiG S.A. przystosowanie formuł cenowych w kontraktach GKDT do tych obowiązujących u konkurencyjnych dostawców.

### **Formuły cenowe na zachodzie Europy i dynamika ich zmian**

W ostatnim okresie formuły cenowe w GKDT wiążących dostawców z zachodnich krajów Unii Europejskiej zaczęły w coraz większym stopniu uwzględniać udział cen giełdowych gazu w indeksacji. Założyć można, iż poziom indeksacji do ceny giełdowej gazu ziemnego w UE wynosi obecnie pomiędzy 10%-20% wolumenu, aczkolwiek z dostępnych informacji wynika, iż prowadzone są działania znacząco zwiększające ten udział. W pozostałym zakresie formuły w dużym stopniu odnoszą się do cen produktów ropopochodnych, a w mniejszych proporcjach również do cen energii elektrycznej, węgla oraz inflacji. Zakłada się, że poziom indeksacji do cen giełdowych gazu ziemnego (prawdopodobnie cen forward) będzie miał tendencję wzrostową, osiągając średnio pomiędzy 45% a 60% wolumenu w perspektywie średniookresowej.

Pamiętać należy, że na dzień dzisiejszy ograniczona płynność rynkowych mechanizmów obrotu gazem w Unii Europejskiej nie daje jeszcze przesłanek do stosowania wyłącznie cen rynkowych w indeksacji. Istnieją jednak czynniki, które w średniej perspektywie czasu mogą znacznie wzmocnić europejskie mechanizmy rynkowe, a tym samym doprowadzić do dalszego zwiększenia udziału cen giełdowych w indeksacji. Obecność tych czynników należy monitorować; są to przede wszystkim:

- znacząca zmiana polityki cenowej producentów (np. Norwegii);
- wzrost importu LNG do Unii Europejskiej, szczególnie według rynkowych mechanizmów cenowych; oraz
- wydobycie gazu z alternatywnych źródeł na terenie krajów członkowskich UE.

Nie ma potwierdzenia, aby w formule cenowej obecnego GKDT PGNiG S.A. był jakikolwiek element indeksacji do cen giełdowych. Aby zapewnić konkurencyjność spółki na liberalizującym się rynku, działania podejmowane przez nią powinny zmierzać do zwiększenia udziału ceny forward w kształtowaniu ceny w obecnych i przyszłych GKDT.



## **Korzyści z zastosowania indeksacji do cen spot w kontraktach PGNiG S.A.**

Biorąc pod uwagę doświadczenia globalne, indeksowanie GKDT do ceny forward gazu ziemnego jest rozwiązaniem najtańszym z punktu widzenia odbiorcy końcowego. Ceny gazu w takim modelu są zasadniczo niższe, gdyż bardziej elastycznie odzwierciedlają mechanizmy rynku konkurencyjnego. Wykres 14 (na następnej stronie) pokazuje korelacje cen w ramach różnych rynków i różnych metod ich wyznaczania. Indeksowanie do ceny ropopochodnych (Ropa OECD oraz LNG Japonia) jest często droższym rozwiązaniem, niż indeksowanie do cen giełdowych (Kanada, USA). Wykres pokazuje również daleko idącą zbieżność pomiędzy cenami w Wielkiej Brytanii i w Niemczech, która została zachwiana dopiero przez kryzys 2008-2010, powodując rozszerzenie różnicy między cenami opartymi o indeksację do ropy naftowej i indeksację do cen giełdowych gazu.

Zauważyć można jednak zbliżanie się cen opartych o te modele w roku 2011. Wynika to z większego uelastycznienia cen na rynku niemieckim oraz większego powiązania rynku brytyjskiego z rynkiem Północno-zachodniej Europy.

Istotną rolę w tej konwergencji cen odegrali nowi dostawcy, którzy w bardziej elastyczny sposób uplasowali dodatkowe ilości gazu, podcinając wysokie ceny dotychczasowych dostawców, powiązanych GKDT indeksowanymi do ropopochodnych. Powtórzenie takiego scenariusza w Polsce i na innych rynkach państw członkowskich UE w Europie Wschodniej wydaje się prawdopodobne. Korzyścią, jaką może uzyskać PGNiG S.A. z wprowadzenia częściowej indeksacji do cen forward do formuły cenowej nie jest więc w pierwszej kolejności najniższa cena gazu dla odbiorcy końcowego, ale zapewnienie, iż nabywany w ramach GKDT gaz ziemny będzie możliwie najbardziej konkurencyjny na regionalnym rynku zbytu. Istotne jest także ukształtowanie polityki cenowej PGNiG S.A., które będzie tę korzyść uwzględniało.

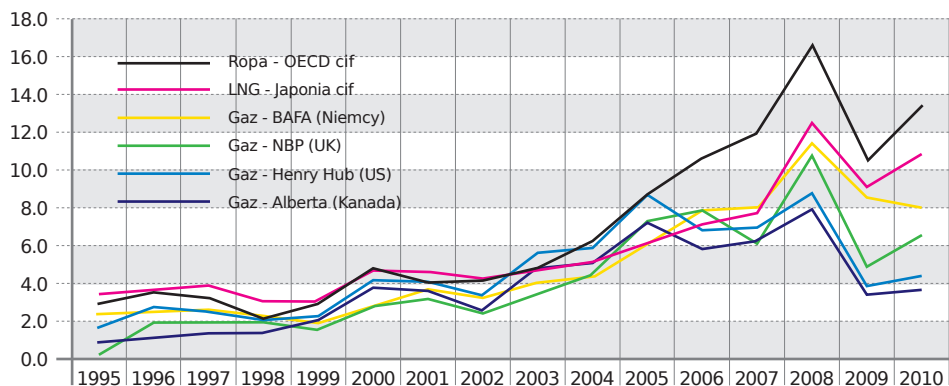
## **Pozostałe składowe indeksacji w formule cenowej**

Zakładamy, iż znaczącym elementem formuły cenowej w Północno-zachodniej Europie pozostaną LFO i HFO, jako odzwierciedlające zastępowalność gazu ziemnego w formule opartej na metodologii netback. Taki mechanizm indeksacji zapewnia, że ceny cen gazu ziemnego w GKDT są mniej czułe na wahania popytu i podaży, a tym samym zwiększa ich przewidywalność. Rozwiązanie takie pozytywnie wpływa na stabilność finansową producentów, lecz sprawia trudności dostawcom, gdy ceny gazu na giełdach spadają znacznie poniżej poziomu cen w GKDT.

Kwestią otwartą jest, jak udział ropopochodnych oraz innych składników indeksacji powinien kształtować się w formule cenowej w Polsce. Z jednej strony, stopniowa integracja regionalnych rynków gazu w UE oraz zwiększające się powiązanie rynku polskiego z rynkiem m.in. niemieckim rodzi konieczność zapewnienia porównywalności struktury formuły cenowej, w tym porównywalności udziału i metody wyznaczania zmian LFO i HFO. Z drugiej strony konieczne jest uwzględnienie wzrastającego znaczenia gazu w produkcji energii elektrycznej oraz różnic pomiędzy „mixami energetycznymi” Polski oraz Niemiec. Biorąc pod uwagę te uwarunkowania, rozsądne wydaje się zmniejszenie udziału HFO w formule cenowej na rzecz zwiększenia znaczenia indeksowania do cen energii elektrycznej, alternatywnie do cen węgla energetycznego.

Takie rozwiązanie rodzi jednakże istotne trudności praktyczne. Światowe indeksy cen węgla niekoniecznie znajdują odwzorowanie na polskim rynku, stosowanie zaś mechanizmów krajowych może nie być uznane za wiarygodne przez producenta. Producent może też wykazać podobny brak wiarygodności wobec częściowej indeksacji do cen energii elektrycznej.

WYKRES 14. Ceny gazu ziemnego i ropy na światowych rynkach w latach 1995 - 2010



ŹRÓDŁO: Opracowanie własne na podstawie BP, Statistical Review of World Energy 2011.

### Stanowisko Gazpromu wobec zmiany formuł

Brak wiarygodności wobec mechanizmów wyceny węgla oraz energii elektrycznej nie jest jedynym z możliwych argumentów Gazpromu przeciwko zmianom formuł cenowych w GDKT z PGNiG S.A. Opór producenta wynika z trzech najważniejszych czynników:

- po pierwsze, przy obecnych prognozach uzasadnione wydaje się stwierdzenie, że indeksacja cen w GDKT do cen giełdowych obniżyłaby zyski producenta; zaznaczyć jednak trzeba, że nie jest to reguła - ceny giełdowe, w zależności od koniunktury, mogą utrzymywać się na tym samym lub wyższym poziomie, co ceny wynikające z indeksacji do ropopochodnych.
- po drugie, formuły cenowe oparte w większym stopniu o ceny giełdowe przenoszą z dostawcy na producenta ryzyko związane z fluktuacjami cen na giełdach gazu;
- po trzecie, ryzyko to skutkowałoby mniejszą przewidywalnością ceny, co ma znaczenie krytyczne nie tylko dla spółki, ale również dla władz Federacji Rosyjskiej. Wynika to z faktu, że przychody Gazpromu pośrednio służą bilansowaniu państwowego budżetu.

Dodatkowym atutem negocjacyjnym producenta jest nie tylko brak dostępu polskiej spółki do alternatywnych źródeł surowca, ale także brak możliwości uplasowania na polskim rynku wolumenów istotnie przekraczających obecne zobowiązania Take or Pay wobec Gazpromu. Gazprom może być również skuszony możliwością uplasowania tańszego gazu na polskim rynku poprzez swoje spółki dostawcze. Byłoby to możliwe poprzez podpisanie umów dostawczych z większymi odbiorcami przemysłowymi i dostawę gazu z kierunku zachodniego przez interkonektory (tak jak robią to już obecnie RWE Supply & Trading oraz E.ON Ruhrgas).

### **Argumenty PGNiG S.A.**

Dotychczasowy kształt formuł cenowych w GDKT PGNiG S.A. stawia spółkę w trudnej sytuacji. Już obecnie częste odmowy akceptacji nowych, podwyższonych taryf ze strony URE skutkują tym, że spółka ma problemy z rentownością. W niedługiej przyszłości, gdy wzrośnie konkurencja ze strony innych dostawców mogących na dużą skalę „podcinać” ceny PGNiG S.A., problemy te będą zintensyfikowane.

Perspektywa tak negatywnego rozwoju sytuacji może stanowić impuls do zmiany formuł cenowych w kontraktach PGNiG S.A. również dla Gazpromu. Umożliwienie przetrwania na rynku dobremu klientowi może w dłuższej perspektywie czasu przynieść spółce rosyjskiej wymierne korzyści, szczególnie w sytuacji, gdy jej procentowy udział w dostawach gazu do Unii Europejskiej słabnie.



## O autorach



**dr Robert Zajdler**, radca prawny prowadzący kancelarię prawną świadczącą usługi dla sektora energetycznego, ekspert ds. energetycznych w Instytucie Sobieskiego, wykładowca na Politechnice Warszawskiej.

Wcześniej pełnomocnik Polski w postępowaniach arbitrażowych, w tym opartych na Traktacie Karty Energetycznej (Mercuria Energy Group Ltd. vs. RzeczpospolitaPolska). Zajmował się też negocjacjami akcesyjnymi Polski do Unii Europejskiej oraz dostosowaniem prawa polskiego do wymogów prawa Unii Europejskiej. Pracował również w Komisji Europejskiej. Autor licznych publikacji w dziedzinie energetyki (szerzej na stronie [www.zajdler.eu](http://www.zajdler.eu)).



**Jan Filip Staniłko**, członek zarządu Instytutu Sobieskiego i członek redakcji dwumiesięcznika „Arcana” a także ekspert Instytutu Sobieskiego w obszarze ekonomia polityczna, specjalizujący się również w studiach nad rządem i geopolityce.

Absolwent Instytutu Filozofii UJ. Autor licznych publikacji i artykułów, również w dziedzinie energetyki.



**Tomasz Hara**, pracuje w międzynarodowej kancelarii prawnej Allen & Overy w Londynie specjalizującej się w obsłudze sektora finansowego, asystent naukowy w Instytucie Sobieskiego.

W trakcie studiów w Wielkiej Brytanii i w Austrii praktykował w kilku z najistotniejszych światowych kancelarii prawnych zarówno w Polsce jak i Wielkiej Brytanii. Laureat międzynarodowych konkursów prawnych w dziedzinie arbitrażu i prawa międzynarodowego.



Instytut Sobieskiego wydał ostatnio:

Paweł Dobrowolski  
**Prawdziwy dług publiczny  
wynosi ponad 200% PKB**

Marek Dietl  
**Proces monopolizacji  
a niepewność**

Leszek Skiba  
**Rządzić państwem.  
Centrum decyzyjne rządu  
w wybranych krajach europejskich**

Justyn Piskorski  
**Szkoła domowa.  
Pomiędzy wolnością a obowiązkiem**

Krzysztof Krajewski-Siuda, Piotr Romaniuk  
**Zdrowie Publiczne**

Aleksander Zawisza  
**Gaz dla Polski  
Zarys historii sektora gazu ziemnego  
w ostatnich dwóch dekadach w Polsce**

P. Falkowski, P. Legutko, M. Łuczewski, M. Pyza,  
P. Soloch, J. Staniłko, T. Żukowski, P. Grajewski  
**Katastrofa. Bilans dwóch lat.**





**Instytut Sobieskiego**

ul. Nowy Świat 27  
00-029 Warszawa  
tel./fax: 22 826 67 47

[sobieski@sobieski.org.pl](mailto:sobieski@sobieski.org.pl)  
[www.sobieski.org.pl](http://www.sobieski.org.pl)