Bogdan Pilch*, Stanisław Rychlicki, Jakub Siemek****

POLITYKA ENERGETYCZNA UE I ROLA GAZU W ENERGETYCE

1. WSTĘP

Unia Europejska (Rada Europy) w 2007 r. sformułowała nową politykę energetyczną, określaną jako 20% redukcji w zużyciu energii, 20% wzrostu udziału paliw odnawialnych, 20% obniżenie emisji gazów cieplarnianych w horyzoncie czasowym do 2020 r. Dla konsumpcji gazu polityka ta może mieć podwójne znaczenie: obniżenie zużycia gazu wskutek zastąpienia go przez odnawialne źródła oraz podniesienia sprawności technologii użytkowania z jednej strony, oraz w zastąpieniu węgla przez gaz, co podnosi zużycie gazu. W opinii IGU cel 20%/20%/20% jest mało realistyczny i raczej trudny do osiągnięcia. Bardziej realistyczny cel to: podniesienie sprawności energetycznej o 5%, wzrost udziału paliw odnawialnych do 15% oraz 10% obniżenie emisji dwutlenku węgla. Jeżeliby osiągnięto założone pułapy, zużycie gazu obniżyłoby się, w 2020 r., o ok. 50 mld m^3 (do ok. 630 mld m^3/rok).

Wydobycie gazu ziemnego w Europie (poza Norwegią) dość szybko obniża się i to znacznie. Blisko połowa gazu w Europie pochodzi ze złóż własnych (ok. 300 mld m^3). Pozostałe 50% jest sprowadzane z: Rosji (25%), Afryki (20% – głównie Algieria) oraz z Środkowego Wschodu (5%). Do 2030 r. tylko 20% gazu zużywanego w Europie będzie pokrywane za złóż własnych. Co prawda import gazu w formie LNG wzrasta, ale główna część gazu będzie sprowadzana przez gazociągi magistralne ze złóż Federacji Rosyjskiej oraz z krajów Bliskiego i Środkowego Wschodu.

Kraje europejskie, w 2007 r., importowały w formie skroplonego gazu ziemnego (LNG) 51 mld m^3 (ok. 22% w światowym handlu LNG). Zdolności regazyfikacyjne europejskich terminali LNG są następujące (w mld m^3/rok):

- terminale czynne 120,
- terminale w budowie 70,
- terminale planowane 98,
- terminale przewidywane w przyszłości 112,
- terminale czynne w 2010 r. 191.

* Gaz de France (GDF-Svez), Warszawa
** Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, Kraków

W krajach Europy Zachodniej terminale LNG spełniają rolę jedynie uzupełniającą i regionalną w stosunku do transportu gazociągowego. Jedynie w Hiszpanii odgrywają rolę pierwszoplanowego źródła zaopatrzenia kraju w gaz. Stopień wykorzystania terminali regazyfikacyjnych w Europie w 2007 r. wynosił 56%, natomiast pojemność magazynowa LNG (w „dniach importu") wynosiła 16%. Charakterystykę użytkowników europejskich opisano w poniższym zestawieniu:

Region	Udział LNG w dostawach	Produkcja energii elektrycznej przy użyciu gazu
Aktualni importerzy LNG Duże uzależnienie od importu gazu, duże zużycie gazu Francja, Hiszpania, Belgia, Turcja	Udział LNG w dostawach jest wysoki w Hiszpanii, nieznaczny we Francji, Belgii i Turcji	Relatywnie duża część gazu jest zużywana na produkcję energii elektrycznej w Hiszpanii i Turcji, nieznaczna w Belgii i Francji
Duże zapotrzebowanie, znaczące pokrycie dostaw gazociągami (krajowymi i importowymi) Włochy, Wielka Brytania	Udział LNG jest niewielki, ale spodziewany jest jego znaczący wzrost	Gaz stał się bardzo istotny przy produkcji energii elektrycznej
Małe zapotrzebowanie, ale w 100% pokrywane z dostaw Grecja, Portugalia	Udział LNG jest duży, ale wielkości dostaw niewielkie	Duża część gazu zużywana na produkcję energii elektrycznej
Potencjalni importerzy LNG Duże zapotrzebowanie i znaczące wydobycieHolandia, Niemcy	LNG powinno być znakomitym uzupełnieniem wydobycia własnego czy importu gazociągami	Relatywnie duża część gazu zużywana na produkcję energii elektrycznej

Wnioski dla Europy to:

- zużycie pierwotnej energii w Europie będzie się zwiększać znacznie wolniej niż dotychczas zakładano, głównie z powodu skutków kryzysu finansowegopowoli zwiększało,
- udział gazu ziemnego wzrośnie z 526 580 mld m^3 w 2007 r. do ok. 619 740 mld m^3 w 2030 r.,
- Rosja pozostanie dominującym dostawca gazu dla Europy, z udziałem ok. 34% do 2030,
- przemysł energetyczny będzie największym odbiorcą gazu,
- pojawia się duży przedział niepewności w stosunku do rozwoju energetyki jądrowej oraz ograniczeń klimatycznych,
- sektor komunalno-bytowy będzie bardzo powoli zwiększał zużycie gazu,
- postępy w technologiach przemysłowych oraz oszczędności energetyki będą powodem ograniczenia wzrostu zużycia energii,
- udział odnawialnej energii będzie wzrastał dość szybko, ok. 20% w 2030 r.,
- własne wydobycia gazu w Europie będzie malało w dość szybkim tempie, z poziomu 241 mld m^3 w 2007 do poziomu 103 mld m^3 w roku 2030,
- udział LNG w dostawach gazu do Europy będzie się zwiększał i powinien osiągnąć ok. 30% do roku 2030 może się zwiększyć. Ceny LNG są porównywalne z cenami ropy naftowej.

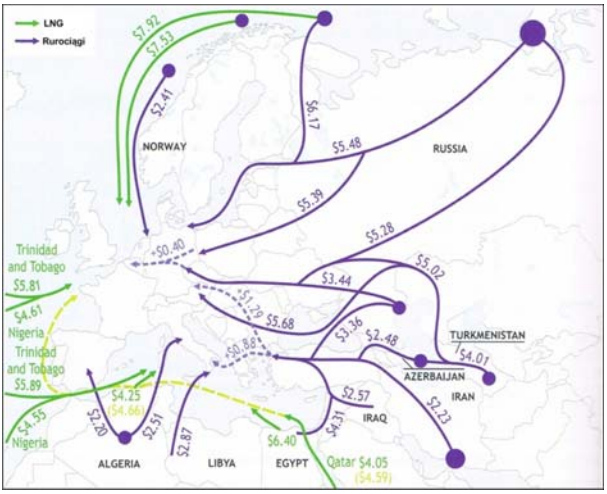
Wydobycie gazu na obszarze Europy i oczekiwane wielkości importu do 2030 r. zestawiono w tabeli 1 dla Scenariuszy „Odniesienie" i „450". Podstawowym wnioskiem jest znaczne zwiększenie importu gazu. Unia Europejska w 2030 r. musi sprowadzić z różnych kierunków aż 80% gazu i to wg obydwu scenariuszy. Kierunki dostaw gazu do Europy w 2020 r. oraz przewidywane koszta pokazano na rysunku 1 i w tabeli 2.

Tabela 1

Wydobycie i oczekiwane wielkości importu gazu na obszarze Europy do 2030 r. (bcm)

	2007	2015	2020	2025	2030	2007–2030*
OECD Europa: Scenariusz referencyjny						
Zapotrzebowanie	544	552	590	617	651	0,8%
Zasoby	294	279	260	239	222	–1,2%
Import	250	273	330	379	428	2,4%
OECD Europa:Scenariusz 450						
Zapotrzebowanie	544	527	541	550	525	–0,2%
Zasoby	294	268	245	210	171	–2,3%
Import	250	259	295	340	354	1,5%
Unia Europejska:Scenariusz referencyjny						
Zapotrzebowanie	526	532	564	589	619	0,7%
Zasoby	214	167	139	116	103	–3,1%
Import	312	365	425	473	516	2,2%
Unia Europejska:Scenariusz 450						
Zapotrzebowanie	526	512	523	533	509	–0,1%
Zasoby	214	162	132	103	81	–4,2%
Import	312	350	391	430	428	1,4%

1 bcm = 10^9 m^3 wg IEA [1]



Rys. 1. Kierunki i koszta przesyłu gazu do Europy
wg IEA [1]

Tabela 2

Trasy gazociągowe i koszta przesyłu gazu do Europy ($/MBtu) wg IEA [1]

Punkt początkowy i trasa	Punkt docelowy	Założenia	Koszta wydobycia	Koszty transportu i tranzytu	Suma
Iran	Turcja	Nowa nitka z południowego Iranu (15 bcm), wzbogacenie sieci w Turcji	$0,00–0,50	$1,98	$1,98–2,48
Wybrzeże Kaspijskie przez pd. Kaukaz	Turcja	Zwiększeni przesyłu o 20 bcm z rejonu Kaspijskiego przez Gruzję	$1,20–1,80	$0,98	$2,18–2,78
Irak przez Syrię	Turcja	Nowa nitka (12 bcm) z Iraku, wzbogacenie sieci w Turcji	$0,75–1,45	$1,47	$2,22–2,92
Rosja (Wołga) przez Morze Czarne	Turcja	Rozbudowa istniejących połączeń lądowych, nowa nitka (16 bcm) pod Morzem Czarnym	$1,90–2,40	$1,21	$3,11–3,61
Turkmenistan przez pd. Kaukaz	Turcja	Nowa nitka 30 bcm w tym trans-Caspian, zwiększenie dostaw do Turcji	$2,20–2,80	$1,51	$3,71–4,31
Egipt przez Meshreq	Turcja	Zwiększenie przepustowości o 10 bcm wzdłuż gazociągu Arab Gas	$2,50–3,50	$1,31	$3,81–4,81
Dalsze koszty dla powyższych: do granicy Niemieckiej (zwiększenie przepustowości o 30 bcm) = $1,29; zaś do południowych Włoszech (via 12 bcm nowa nitka z Grecji) = $0,88					
Rosja (Wołga) przez Ukrainę	Niemcy	Usprawnienie istniejących szlaków lądowych (20 bcm)	$1,90–2,40	$1,29	$3,19–3,69

Tabela 2 cd.

Turkmenistan przez Ukrainę	Niemcy	Nowa nitka (30 bcm) do granicy z Rosją, dalej przesył istniejącymi szlakami	$2,20–2,80	$2,52	$4,72–5,32
Rosja (Jamał) przez Ukrainę	Niemcy	Nowe połączenie (50 bcm) z istniejącymi szlakami eksportowymi z zachodniej Syberii	$3,60–4,00	$1,48	$5,08–5,48
Rosja (Jamał) przez Białoruś	Niemcy	Zwiększenie przesyłu (50 bcm) na szlaku Jamał--Tarzhok, rozbudowa rurociągów w Białorusi	$3,60–4,00	$1,59	$5,19–5,59
Rosja (Jamał) przez Morze Bałtyckie	Niemcy	Zwiększenie przesyłu (50 bcm) na szlaku Jamał--Gryazovets-Vyborg i gazociągu pod Bałtykiem	$3,60–4,00	$1,68	$5,28–5,68
Turkmenistan przez Morze Czarne/Bułgarię	Niemcy	Nowa nitka (30 bcm) wyłączająca Rosję	$2,20–2,80	$3,18	$5,38–5,98
Rosja (M. Barentsa) przez Bałtyk	Niemcy	Nowe połączenie (30 bcm) wybrzeżem M. Barentsa do Vyborg i pod M. Bałtyckim	$4,00–4,50	$1,92	$5,92–6,42
Dalsze koszty ze wschodnioniemieckiej granicy na rynek brytyjski(oparte na rozbudowie istniejących połączeń)=$0,40					
Algieria	Med./Hiszpania	Dodatkowe 8 bcm przesyłu włączając podmorskie połączenie Algieria-Hiszpania	$0,00–1,80	$1,30	$1,30–3,10
Norwegia (Morze Norweskie)	Niemcy	Nowe 20 bcm połączenie dnem morza do Niemiec	$1,20–1,55	$1,04	$2,24–2,59
Algieria	Med./Włochy	Zwiększenie przepustowości o 12 bcm, włączając podmorskie połączenie przez Sardynię	$0,00–1,80	$1,61	$1,61–3,41
Libia	Med./Włochy	Zwiększenie przepustowości o 12 bcm, włączając podmorskie połączenie przez Sycylię	$0,90–1,35	$1,24	$2,14–3,59

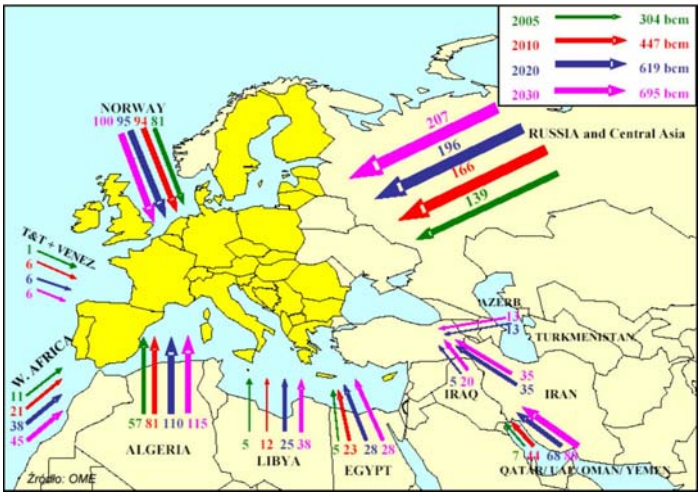
Bardzo interesującą ocenę dotycząca potencjalnych zdolności eksportowych z różnych źródeł i kierunków przedstawiło w 2006 roku OME [2, 3]. Zamieszczono ją na rysunku 2. Na dzień dzisiejszy na skutek kryzysu sytuacja się nieco zmieniła, niemniej jednak możemy stwierdzić, że proporcje w zakresie wielkości dostaw z różnych kierunków zostały zachowane. Określenie „potencjalne" nie jest równoznaczne z rzeczywistą wielkością eksportu, który jest na ogół raczej niższy. W odniesieniu do Rosji nie uwzględniono wydajności projektowanych nowych gazociągów w tym gazociągu Północnego czy Południowego, wybudowanie których począwszy od 2020 r. zwiększyłoby możliwości przesyłowe do Europy. Wielkości przytoczone w tabeli 3 i na rysunku 2 odnoszą się do, tak zwanego, Scenariusza Odniesienia określającego największe możliwe zużycie gazu w podanych latach, tzn. istnieje duże prawdopodobieństwo, że rzeczywiste zapotrzebowanie na gaz będzie mniejsze, a tym samym konieczny import byłby mniejszy. Z drugiej strony, według innych scenariuszy niż podany przez OME, wydobycie gazu w UE-34 będzie znacznie niższe i wobec tego, w skrajnie niekorzystnej sytuacji, import gazu w następnych latach musiałby być wyższy o 100 do 120 mld m^3/rok w 2030 r.

Tabela 3

Gaz ziemny w Europie-34 – wydobycie, zapotrzebowanie i import [2, 3]

mld m^3/rok	2000	2010	2020	2030
Wydobycie własne	262	266	202	163
Zapotrzebowanie (scenariusz odniesienia)	482	650	767	815
Import (scenariusz odniesienia)	221	385	565	652
Zapotrzebowanie (scenariusz niski)	482	570	595	635
Import (scenariusz niski)	221	304	393	472

wg OME [2,3]

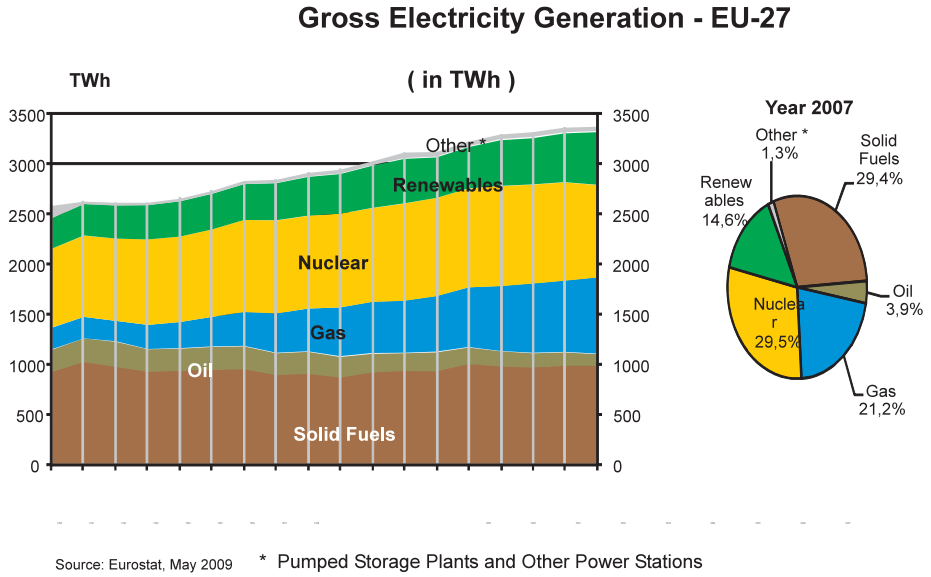


Rys. 2. Potencjalne zdolności eksportowe Europy-34, wg [2, 3]

wg OME [2,3]

2. GAZ JAKO PALIWO DO PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Jednym z podstawowych sektorów wykorzystujących gaz w Europie jest sektor energetyczny, w którym gaz pełni rolę jednego z istotnych paliw. Gaz pełni ważna role w europejskich fuel mix. Od około połowy lat 90. widać wyraźny trend zwiększania się zużycia gazu do produkcji energii elektrycznej i co za tym idzie jego udziału w tzw. Fuel mix, co przedstawia rysunek 3.



Rys. 3. Udział surowców w wytwarzaniu energii elektrycznej

Czynnikami stymulującymi wzrost udziału gazu w produkcji energii elektrycznej były relatywnie niskie ceny gazu, polityka energetyczna Unii Europejskiej oraz relatywnie niski koszt kapitałowy takich inwestycji.

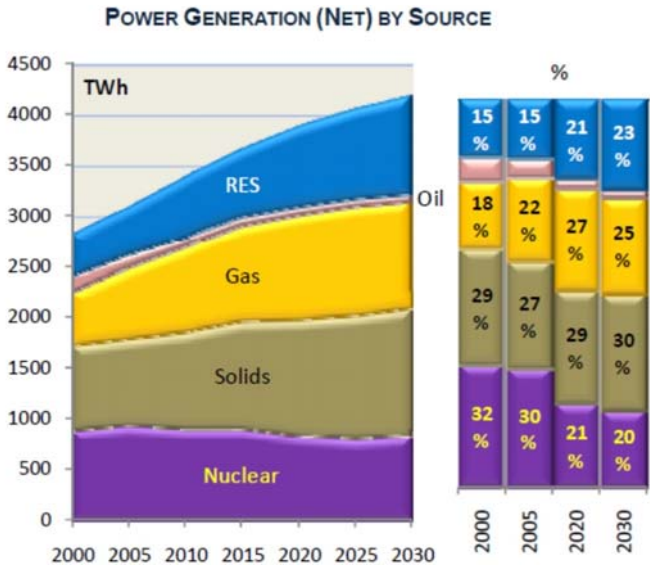
Udział energii elektrycznej wyprodukowanej w 2007 opartej na gazie jako paliwie w EU wyniósł 21,2% w roku 2007. Większość prognoz przewiduje dalszy wzrost utrzymanie poziomu udział gazu w całkowitej produkcji energii elektrycznej aż do poziomu ok. 30% w 2030 roku. W tym okresie udział energii wyprodukowanej z gazu będzie największy.

Również Komisja Europejska przewiduje, że udział gazu w europejskim *fuel mix* będzie nieznacznie rósł w związku z jego korzystnymi parametrami środowiskowymi. Wg. Komisji szczytowy udział gazu w wytwarzaniu energii elektrycznej zostanie osiągnięty około roku 2020 i następnie ustabilizuje się z niewielką tendencją spadkowa. Stabilizacja udziału gazu wiązać się będzie z rosnącymi cenami gazu i spadkiem jego konkurencyjności względem innych paliw kopalnych. Warto wspomnień, iż prognoza ta bazuje na założe-

niu zmniejszenia udziału energetyki nuklearnej (rezygnacja z utrzymania i budowy reaktorów przez Niemcy). Jeśli, co wydaje się prawdopodobne, energetyka nuklearna utrzyma swój obecny udział w mixie paliwowym, zwiększy się konkurencyjność paliwa gazowego wobec innych paliw kopalnych dzięki bardziej korzystnym charakterystykom pracy (mid merit).

Konsekwencją konkurencyjności gazu jako paliwa dla energetyki będzie wg KE kontynuacja wysokiego udziału elektrowni gazowych w całości inwestycji w nowe moce. Ich udział wynosić będzie szacunkowo 35% w całym okresie do 2030 roku.

Rysunek 4 przedstawia prognozę tzw. udziału nośników energii dla EU do roku 2030.



Rys. 4. Prognoza udziału nośników energii dla EU do roku 2030

Wielu ekspertów przewiduje, że kryzys gospodarczy ograniczy prawdopodobnie konkurencyjność gazu w średnim okresie w związku z niższymi niż przewidywane cenami CO_2 i spadkiem zapotrzebowania na energię w krótkim i średnim okresie. Decyzje inwestycyjne dotyczące nowych mocy gazowych będą oportunistyczne i będą wynikały z poniższych przesłanek:

- cen CO_2 oraz relacja cen gazu i węgla (Clean spark spread)
- Rozwój źródeł odnawialnych (moce szczytowe i back up)
- Capacity gap (czasochłonnośc inwestycji)

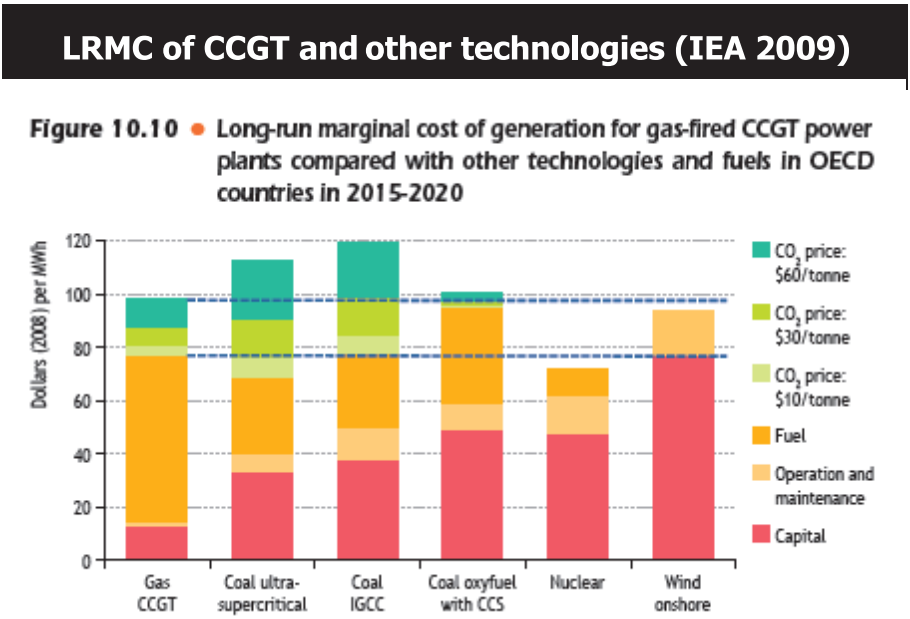
Przedstawione powyżej dane dotyczące udziału gazu w produkcji energii elektrycznej w UE, są kompletnie nieadekwatne do sytuacji w Polsce. W Polsce gaz ziemny do celów energetycznych jest wykorzystywany głównie w ogrzewnictwie, zwłaszcza indywidualnym. W tym sektorze rynku energetycznego pozycja gazu ziemnego jest ugruntowana z tendencją rosnącą. Zdecydowanie gorzej przedstawia się sytuacja w przypadku wytwarzania energii elektrycznej, zwłaszcza na tle średniej sytuacji w UE. Udział niecałych 2,3%

gazu ziemnego jako paliwa do wytwarzania energii elektrycznej w Polsce dotyczy przede wszystkim bloków w 5 elektrociepłowniach gazowo-parowych oddanych do eksploatacji w latach 1999–2004.

Jednym z kluczowych problemów dla inwestorów w zakresie inwestycji w sektorze energetycznym jest stabilność i przewidywalność rozwiązań regulacyjnych. Niestety w Polsce sytuacja w tym zakresie daleka jest od ideału. Obowiązujące prawo energetyczne wraz z licznymi nowelizacjami jest na dzisiaj aktem nie w pełni jasnym, co często skutkuje dużą uznaniowością w zakresie jego stosowania i interpretacji przez poszczególne podmioty. Drugim podstawowym ryzykiem dla inwestorów jest niepewność co do kształtu przyszłych rozwiązań regulacyjnych w zakresie przydziału uprawnień do emisji dwutlenku węgla w okresie 2013–2020, w szczególności w odniesieniu do nowych inwestycji.

Niezależnie od wielu ryzyk i niepewności można oczekiwać, że konkurencyjność źródeł gazowych w Polsce będzie rosła w związku z:

- koniecznością dywersyfikacji nośników energii,
- koniecznością ograniczenia emisji gazów cieplarnianych,
- koniecznością zwiększenia elastyczności bazy produkcyjnej (rozwój RES),
- zbliżającym się nie zbilansowaniem systemu energetycznego (*capacity gap*).
- Kluczowymi czynnikami w wyborze technologii gazowej pozostaną:
- cena gazu w relacji do ceny węgla,
- cena CO_2 (rys. 5),
- rozwój rynku, w tym wzrost zróżnicowania cen pomiędzy szczytem i doliną (*off peak*).

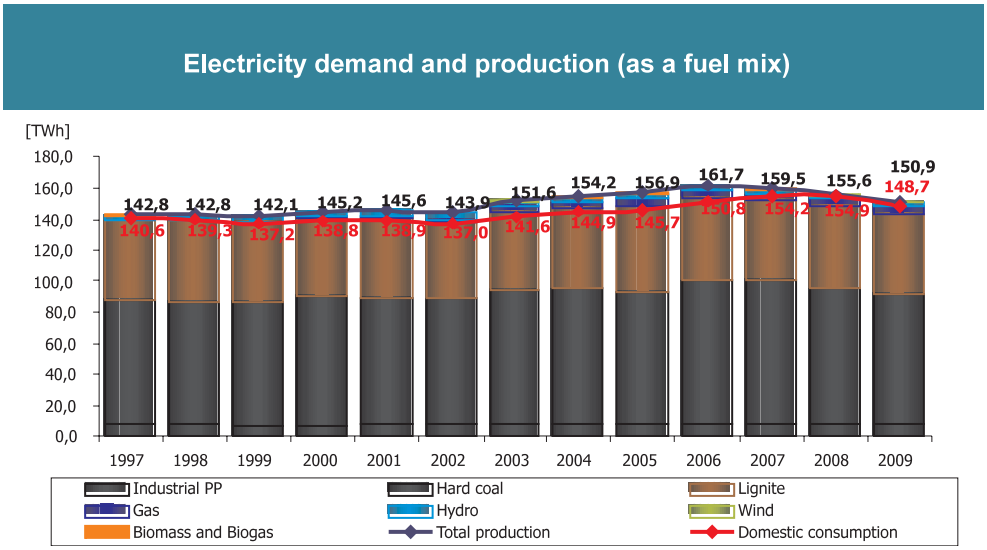


Rys. 5. Konkurencyjność technologii gazowo-parowej i węglowej (Long Run Marginal Cost) w różnych scenariuszach cen CO_2

Niezależnie od powyższej wspomnianych aspektów, jednym z kluczowych warunków niezbędnych dla inwestorów planujących inwestycje w nowe elektrownie i elektrociepłownie gazowe powinno być prawne wprowadzenie możliwości indywidualnego negocjowania cen sprzedaży gazu ziemnego, w oparciu o powszechnie stosowane w świecie formuły cenowe (indeksacja do cen ropy i produktów ropopochodnych, cen spotowych gazu, cen w hubach, cen energii elektrycznej), a nie jak to jest obecnie w Polsce w oparciu o taryfę.

Na tle średniej UE, nie mówiąc o krajach rozwiniętych, udział gazu ziemnego wykorzystywanego w Polsce do celów energetycznych należy uznać za zdecydowanie zbyt niski. Na ten stan rzeczy składa się wiele przyczyn przede wszystkim natury historycznej i społecznej. Sprawia to, że struktura cechy krajowego rynku paliw i nośników energii odbiegają ciągle jeszcze w istotny sposób od standardów europejskich i światowych. Konieczne i nieuchronne zmiany w tym zakresie, których początek już możemy obserwować, jest dużą szansą dla gazu ziemnego jako paliwa energetycznego, z tym że warunki dla tej szansy należy umiejętnie przygotować a następnie wykorzystać.

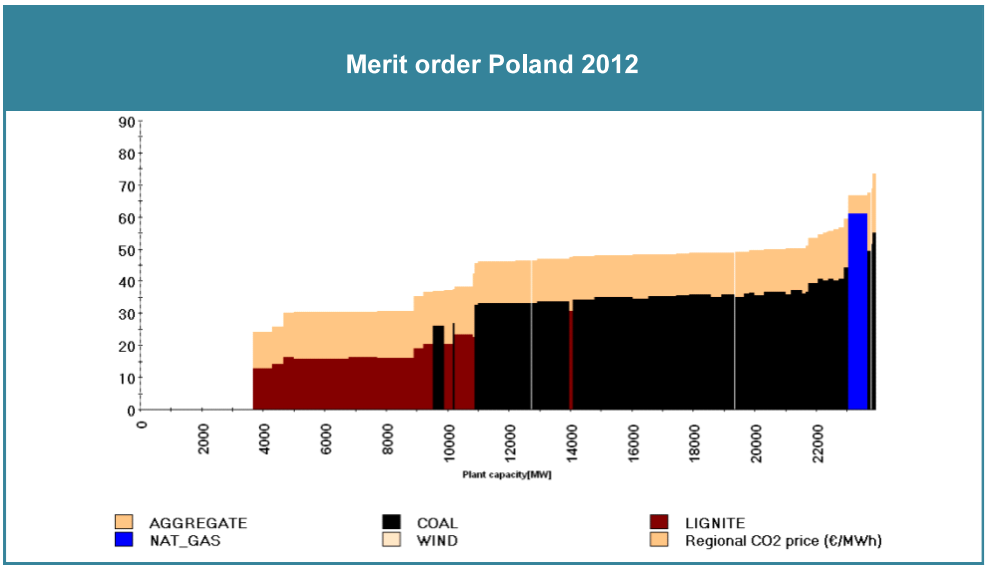
Polski sektor energetyczny jest zdominowany przez węgiel kamienny i brunatny, co związane jest szeroką dostępnością i konkurencyjnością cenową (bez kosztów CO_2) obu paliw względem gazu (rys. 6).



Rys. 6. Zapotrzebowanie i wytwarzanie energii elektrycznej w okresie 1997–2009

Konkurencyjna pozycja elektrowni węglowych i gazowy zobrazowana jest przez *merit of order*, w którym dominującą (najbardziej konkurencyjną) pozycję zajmują elektrownie węglowe (wykres dla istniejących jednostek).

Przewiduje się, że udział energii produkowanej z gazu w Polsce będzie systematycznie rósł. Główne czynniki stymulujące wzrost udziału gazu są analogiczne do czynników działających w Europie tzn. rosnące wymagania środowiskowe oraz elastyczność pracy jednostek gazowych.



Rys. 7. Ranking dostępnych źródeł energii, „Merit order", Polska 2012

Jednakże w Polsce mamy do czynienia z charakterystycznymi barierami rozwoju, wśród których wymienić można:

- niepewność związaną z alokacją bezpłatnych alokacji CO_2 w okresie 2013–2020 oraz poziomu przeniesienia kosztów CO_2 w cenie energii elektrycznej,
- małe zróżnicowania cen w szczytach i podstawie wynikające z dominacji węgla w mixie paliwowym oraz konstrukcji rynku energii,
- brak doświadczeń związanych z energetyką opartą gazie zarówno po stronie wytwórców, dostawcy gazu, jak i operatora systemu gazowego.

LITERATURA

[1] *World Energy Outlook*, International Energy Agency (JEA) 2009.

[2] J. Siemek, S. Rychlicki, Z. Kolęda, S. Stryczek, S. Nagy: *Gaz ziemny i ropa naftowa – Polska i Unia Europejska, potrzeby, własne wydobycie i dostawy. Zarys Stanu i Perspektyw Energetyki Polskiej, Studium AGH*, Wydawnictwo AGH, 2009.

[3] *Project 006588. Energy Corridor Optimization for European Markets of Gas, Electricity and Hydrogen, The development of natural gas corridors to Europe: Long term trends, priority infrastructures and policy option OME, 2006,* Six Framework Programme Scientific Support Policy (3.2).