



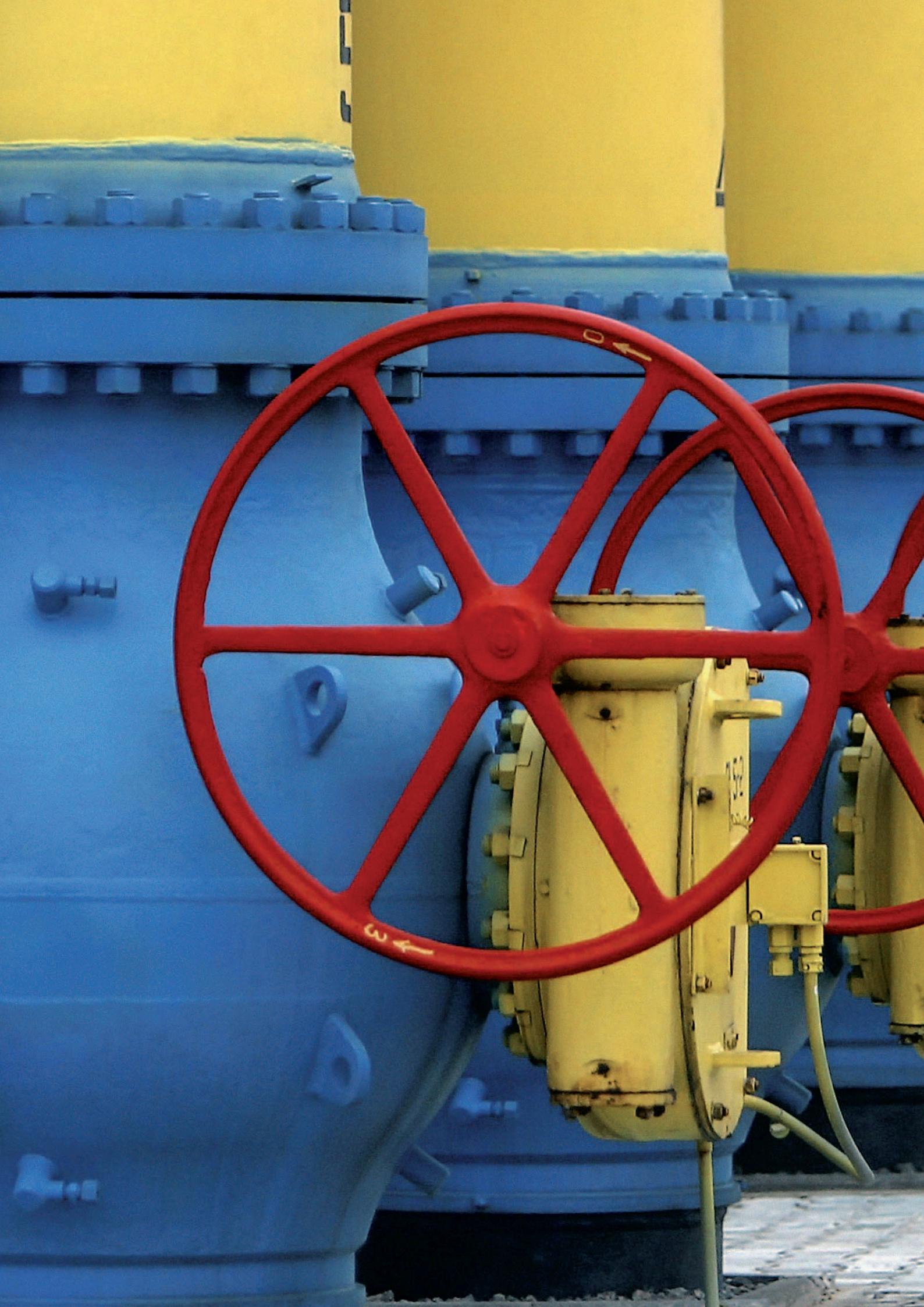
Sektor gazowy a energetyka

Maj 2012



Spis treści

1. Wstęp 6
2. Aktualna pozycja polskiej energetyki gazowej 10
3. Najważniejsze czynniki determinujące atrakcyjność inwestycji w energetykę gazową 14
 - 3.1. Proces inwestycyjny i koszty budowy 15
 - 3.2. Cena paliwa gazowego 15
 - 3.3. Polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej 16
4. Perspektywy inwestycji w energetykę gazową 22
 - 4.1. Deklaracje inwestycyjne firm 23
 - 4.2. Główne kierunki inwestycji w energetyce gazowej 25
5. Wpływ zmian w sektorze gazu ziemnego na energetykę gazową 28
 - 5.1. Liberalizacja rynku gazu ziemnego w Polsce 29
 - 5.2. Potrzeby inwestycyjne w sektorze gazu ziemnego 30
6. Zewnętrzne finansowanie inwestycji 36
 - 6.1. Finansowanie bilansowe 37
 - 6.2. Finansowanie w formule „project finance” 37
 - 6.3. Ograniczenia w dostępności do finansowania bankowego 40
 - 6.4. Rynek papierów dłużnych 40
 - 6.5. Inne zewnętrzne źródła finansowania 42
 - 6.6. Wnioski
7. Podsumowanie 46



1. Wstęp

Źródła wytwórcze wykorzystujące gaz ziemny odpowiadają w Polsce za około 3% produkcji energii elektrycznej i zużywają około 1 mld m³ gazu rocznie. W 2010 r. na energetykę przypadało tylko około 7% krajowego zużycia gazu ziemnego. Niski udział gazu w strukturze paliwowej polskiej elektroenergetyki jest konsekwencją braku uzasadnienia ekonomicznego dla budowy jednostek gazowych w Polsce w przeszłości. Wysokie ceny gazu (w porównaniu z cenami węgla) oraz nieistotne koszty emisji CO₂ jeszcze kilka lat temu zniechęcały przedsiębiorstwa energetyczne do przestawienia się na gaz i zachęcały do budowy jednostek bazujących na węglu.

W ostatnim czasie klimat inwestycyjny wydaje się jednak sprzyjać energetyce opartej na gazie. Wiele przedsiębiorstw energetycznych i firm z innych branż zadeklarowało już chęć budowy nowych elektrowni lub elektrociepłowni na gaz ziemny. Część tych jednostek miałyby powstać w miejscu, gdzie wcześniej planowano budowę elektrowni lub elektrociepłowni węglowych. Rodzi się pytanie – z czego wynika powyższy trend i czy jest oparty na solidnych podstawach ekonomicznych.

W porównaniu do źródeł węglowych jednostki gazowe mają wiele zalet, które decydują o ich atrakcyjności inwestycyjnej. Należą do nich m.in. relatywnie niskie koszty inwestycyjne, krótki czas budowy oraz duża elastyczność w eksploatacji (nie dotyczy to elektrociepłowni). Źródła gazowe mają jednak także wady, by wymienić tylko stosunkowo krótki czas eksploatacji i wysokie koszty paliwa. **Główną przyczyną wzrostu zainteresowania energetyką gazową, kosztem energetyki węglowej, jest najprawdopodobniej polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej nastawiona na redukcję emisji CO₂.** Innym czynnikiem, który skłania przedsiębiorstwa do rozważenia tej opcji, jest perspektywa wydobywania w Polsce gazu niekonwencjonalnego. Należy jednak podkreślić, że możliwości wydobywania tego surowca nie zostały jeszcze wystarczająco zbadane i potwierdzone, dlatego też trzeba ostrożnie podchodzić do roli, jaką może odegrać w polskiej energetyce. Realnym trendem w branży gazowej jest natomiast liberalizacja, która może wywrzeć korzystny wpływ na ceny gazu na rynku polskim.

Opłacalność inwestycji w energetykę gazową, w szczególności zaś w elektrownie systemowe, będzie zależeć od faktycznego wpływu powyższych zdarzeń na ceny uprawnień do emisji CO₂ oraz na ceny gazu w relacji do cen energii elektrycznej. Ponieważ emisyjność jednostek gazowych w stosunku do jednostek węglowych jest znacząco niższa, ich pozycja

będzie tym lepsza, im wyższe okażą się ceny uprawnień do emisji CO₂. Aktualnie trudno jednak przewidzieć, jak będą się one kształtować nawet w najbliższej przyszłości. Jeszcze rok temu przewidywano, że w 2012 r. cena uprawnień osiągnie poziom 15-20 EUR, podczas gdy aktualnie kształtuje się ona na poziomie około 7 EUR. Trudno jest również jednoznacznie stwierdzić, jaki wpływ na cenę gazu będą miały liberalizacja rynku oraz ewentualne wydobycie gazu niekonwencjonalnego. Dodatkowym problemem przy planowaniu systemowych elektrowni gazowych jest nierozstrzygnięta kwestia pokrycia kosztów takich elektrowni związanych z koniecznością odbioru gazu w ramach kontraktów typu take-or-pay, w sytuacji ograniczenia produkcji energii elektrycznej w związku z wymogami Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Rozwiązanie tego problemu wymaga uzgodnień pomiędzy podmiotami planującymi budowę elektrowni gazowych a PSE Operator.

Ze względu na istotne ryzyko związane z inwestycjami w systemowe elektrownie gazowe obecnie wydaje się, że warto wstrzymać się z podjęciem decyzji o budowie takich źródeł przynajmniej do 2013 r.

W przyszłym roku rozpocznie się już trzecia faza Europejskiego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji, więc będzie większa jasność co do kosztów uprawnień do emisji CO₂. W 2013 r. mogą się również wyjaśnić inne kwestie istotne dla elektrowni gazowych. Ponieważ elektrownia gazowa działa przez długi okres, wynoszący około 25 lat, decyzja o jej wybudowaniu powinna mieć solidne podstawy. Wstrzymanie się z podjęciem ostatecznej decyzji o budowie elektrowni nie oznacza jednak, że należy zaprzestać przygotowań do inwestycji. Dla lokalizacji, gdzie możliwe jest wybudowanie zarówno elektrowni węglowej, jak i gazowej, warto przygotować koncepcję inwestycji w dwóch wariantach. Koszt dodatkowy będzie niewielki – w porównaniu z ewentualnymi stratami lub utraconymi korzyściami na skutek podjęcia nietrafionej decyzji inwestycyjnej – a korzyść w postaci szansy na szybkie rozpoczęcie inwestycji – ogromna.

Należy jednak mieć na uwadze, że inwestycje w elektrownie gazowe w przypadku podmiotów posiadających głównie jednostki węglowe jest elementem dywersyfikacji portfela wytwórczego. Dla tych podmiotów decyzja o budowie elektrowni gazowych nie jest jedynie elementem jednostkowego rachunku ekonomicznego dla poszczególnej inwestycji.

W przeciwieństwie do inwestycji w systemowe elektrownie gazowe, inwestycje w elektrociepłownie gazowe wydają się bezpieczną opcją również w chwili obecnej.

Polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej zakłada rozwój kogeneracji i Polska – na mocy dyrektyw unijnych – jest zobowiązana wspierać te tendencje, co oznacza, że musimy stworzyć warunki odpowiednie dla realizacji nowych inwestycji w elektrociepłowni. Wyrazem preferencji Unii Europejskiej dla produkcji energii w kogeneracji (w szczególności kogeneracji o wysokiej sprawności) jest m.in. umożliwienie uzyskania darmowych uprawnień do emisji CO₂ na produkcję ciepła jednostkom wysoko-sprawnej kogeneracji w całej Unii aż do 2027 r. Nie należy również zapominać, że sprawność przemiany energetycznej w elektrociepłowniach jest znacznie wyższa niż w elektrowniach, ponadto sprzedaż ciepła pokrywa nie tylko koszty paliwa, ale również częściowo koszty stałe, które w elektrowniach i elektrociepłowniach gazowych są zbliżone.

Dwa najbardziej obiecujące segmenty wśród elektrociepłowni gazowych to elektrociepłownie zawodowe (produkujące ciepło dla miejskich systemów ciepłowniczych) i elektrociepłownie przemysłowe.

Atrakcyjność elektrociepłowni zawodowych wynika m.in. ze stabilnego i przewidywalnego (w dużej mierze) odbioru ciepła przez miejski system ciepłowniczy. Natomiast wadą tego segmentu jest sezonowość produkcji ciepła. Całkiem odrotnie jest w elektrociepłowniach przemysłowych, które dostarczają ciepło oraz energię elektryczną na potrzeby zakładu przemysłowego, zatem odbiór ciepła odbywa się w ciągu całego roku. Uzależnienie od jednego odbiorcy stwarza jednak ryzyko upadku elektrociepłowni w przypadku likwidacji zakładu będącego głównym odbiorcą jej produktów.

Rozwój energetyki gazowej jest uwarunkowany nie tylko cenami gazu i uprawnieniami do emisji CO₂, ale również zdolnością do zapewnienia dostaw gazu na wymaganym poziomie i na atrakcyjnych warunkach przez dłuższy okres. Z uwagi na istniejący w Polsce monopol na rynku gazu (dominacja PGNiG) odbiorcy są zmuszeni przyjmować niekorzystne dla nich warunki dostaw (umowy typu take-or-pay). Przewidywana liberalizacja rynku gazu powinna korzystnie wpłynąć na inwestycje w energetykę gazową. Pełne otwarcie rynku nie jest jednak możliwe bez istotnych inwestycji m.in. w połączenia międzysystemowe. Inwestycje w infrastrukturę gazową są również niezbędne, aby zapewnić wymagane zdolności przesyłowe i magazynowe.

Wskaźniki zadłużenia podmiotów z sektora elektroenergetycznego i gazowego – takie jak dług netto do zadłużenia oprocentowanego czy stosunek kapitałów własnych do poziomu zobowiązań – znajdują się

obecnie na relatywnie bezpiecznych poziomach, jednak rozwój energetyki gazowej wraz z budową niezbędnej infrastruktury będzie wymagał dużych nakładów inwestycyjnych i w konsekwencji pozyskania zewnętrznych źródeł finansowania. Banki postrzegają w chwili obecnej ryzyko związane z działalnością w tych sektorach jako akceptowalne i zgłaszają swoje zainteresowanie finansowaniem planowanych projektów. Większość organizowanych obecnie kredytów bankowych jest sformalizowana w formie kredytu korporacyjnego, gdzie finansowanie zależy w głównej mierze od wyników generowanych przez aktualnie prowadzoną działalność gospodarczą z uwzględnieniem ewentualnego wpływu planowanych inwestycji na kondycję firmy. Jest to najbardziej elastyczna forma finansowania długoterminowego, akceptowana przez banki z uwagi na dobrą sytuację finansową kredytobiorców.

Wraz ze wzrostem zadłużenia konieczne będzie stosowanie również innych, mniej elastycznych formuł finansowania, takich jak np. finansowanie projektowe („project finance”), gdzie zarówno finansowanie, jak i jego spłata są ściśle związane z realizowanym projektem inwestycyjnym oraz z poziomem środków pieniężnych generowanych przez projekt. Z tą formułą finansowania wiążą się liczne ograniczenia nakładane na kredytobiorcę, jednak z drugiej strony istnieje możliwość zapewnienia dłuższego okresu finansowania wynoszącego nawet 15 lat. W praktyce często łączy się różne elementy z finansowania bilansowego i finansowania projektowego w zależności od sytuacji i potrzeb kredytobiorcy.

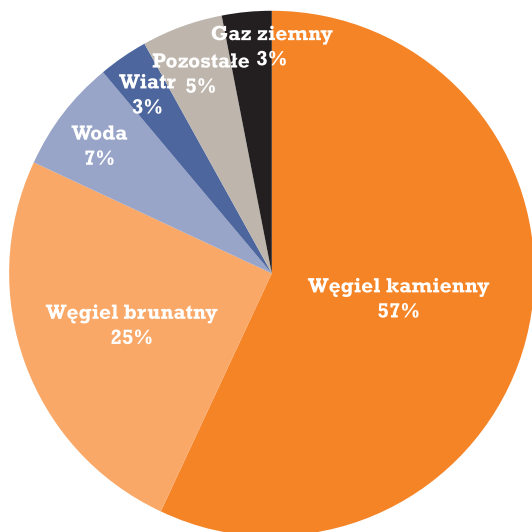
Uwzględniając wysokość nakładów inwestycyjnych na energetykę gazową, wartość planowanych inwestycji w segmencie energetyki konwencjonalnej oraz wartość inwestycji w sektorze gazowym, należy liczyć się z możliwością, że polski sektor bankowy nie będzie w stanie sfinansować całości potrzeb inwestycyjnych. Wynika to z obowiązujących ograniczeń prawnych, jak również z zasad dywersyfikacji portfela kredytowego stosowanych przez banki. Alternatywą dla sektora bankowego mogą być emisja obligacji (zarówno krajowych, jak i euroobligacji), finansowanie przez międzynarodowe instytucje finansowe oraz środki pomocowe. Bardzo istotna będzie również konserwatywna polityka przedsiębiorstw z tego sektora w zakresie wypłaty dywidend, mająca na celu wzmocnienie możliwości finansowania inwestycji w ramach środków własnych. Największe podmioty w sektorze elektroenergetycznym i gazowym mają tendencję do łączenia różnych form finansowania w celu ich dywersyfikacji.



2. Aktualna pozycja polskiej energetyki gazowej

W roku 2010 zużycie gazu ziemnego w sektorze elektroenergetycznym w Polsce wyniosło około 1 mld m³, co stanowiło około 7% krajowej konsumpcji błękitnego paliwa¹. Głównym surowcem wykorzystywanym do wytwarzania energii elektrycznej w Polsce jest aktualnie węgiel (kamienisty i brunatny). Łączna moc źródeł wykorzystujących węgiel jako paliwo podstawowe stanowi około 82% mocy osiągalnej netto w krajowym systemie elektroenergetycznym. Źródła gazowe stanowią natomiast 3% w strukturze mocy i są to wyłącznie elektrociepłownie. Na dzień dzisiejszy brak jest w polskim systemie elektrowni wykorzystujących gaz. Dominacja źródeł węglowych i niewielki udział źródeł gazowych wynika z posiadanych zasobów surowcowych, w których przeważa węgiel, oraz z braku ekonomicznego uzasadnienia dla budowy źródeł gazowych w przeszłości.

Struktura mocy osiągalnej netto w Polsce w podziale na rodzaj paliwa



Źródło: ARE SA, Aktualizacja prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030.

Prognoza produkcji energii elektrycznej w oparciu o paliwo gazowe (TWh)

	2008	2009	2015	2020	2025	2030
Elektrownie gazowe	0	0	2,8	2,2	2,9	3,1
Elektrociepłownie gazowe	4,2	4,5	7,0	10,8	13,7	12,1
razem	4,2	4,5	9,8	13,0	16,6	15,2

Źródło: ARE SA, Aktualizacja prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030.

Do roku 2020 oczekiwany jest w Polsce blisko trzykrotny wzrost produkcji energii elektrycznej w źródłach wytwórczych wykorzystujących gaz ziemny. Wzrost ten dotyczy głównie elektrociepłowni. W zakresie elektrowni gazowych przewidywany jest umiarkowany rozwój.

¹ Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2010 roku.



3. Najważniejsze czynniki determinujące atrakcyjność inwestycji w energetykę gazową

3.1. Proces inwestycyjny i koszty budowy

Fizyczny proces budowy bloku gazowo-parowego jest inny niż w przypadku jednostki na węgiel kamienny czy brunatny. Znajduje to odzwierciedlenie między innymi w wysokości jednostkowych nakładów inwestycyjnych, jak również w długości procesu inwestycyjnego. Na przykład proces budowy bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej 190 MW w Elektrociepłowni Zielona Góra SA (liczony od daty podpisania umowy z wykonawcą do rozpoczęcia eksploatacji komercyjnej) trwa 2,5 roku. Długość procesu budowy bloku gazowo-parowego szacuje się na blisko 3 lata. W przypadku jednostki węglowej zakłada się zwykle około 5 lat.

Nakłady inwestycyjne na źródła gazowe są niższe niż nakłady na jednostki węglowe. Jednostkowe nakłady na budowę bloku gazowo-parowego kształtują się na poziomie 0,80–0,95 mln EUR/MWe, podczas gdy jednostkowe nakłady na budowę bloku węglowego wynoszą około 1,5–1,6 mln EUR/MWe. Analizując wysokość nakładów na oba rodzaje źródeł, należy mieć jednak na uwadze znacznie krótszy okres eksploatacji jednostki gazowej (około 25 lat) w porównaniu do jednostki węglowej (nawet 35 lat), co częściowo niweluje efekt niższych nakładów.

Wysokość nakładów na budowę bloków energetycznych zależy nie tylko od sytuacji ekonomicznej, która wpływa na ceny dóbr inwestycyjnych, ale również od lokalizacji. W przypadku inwestycji odtworzeniowych (tzw. brownfield) jednostkowe nakłady inwestycyjne mogą być znacznie niższe (głównie dzięki możliwości wykorzystania istniejącej infrastruktury) niż w przypadku nowych lokalizacji (tzw. greenfield).

Na wysokość nakładów inwestycyjnych wpływa również sposób realizacji inwestycji (kontrakt EPC lub formuła wyspowa). Obecnie w polskim sektorze energetycznym większość inwestycji prowadzona jest w formule EPC (Engineering Procurement & Construction), która zakłada wybór generalnego wykonawcy odpowiedzialnego m.in. za zaprojektowanie, dostawę, realizację i uruchomienie elektrowni. Największą zaletą kontraktu EPC polega na przeniesieniu całości ryzyka związanego z prowadzeniem procesu inwestycyjnego na generalnego wykonawcę, co jest rozwiązaniem preferowanym przez instytucje finansujące. Wadą są zwiększone koszty realizacji inwestycji (tzw. marża EPC) w stosunku do formuły wyspowej. Formuła wyspowa (pa-

kietowa) polega na odrębnym zamawianiu poszczególnych elementów bloku energetycznego. Jej zalety to możliwość wpływu inwestora na specyfikację rozwiązań technicznych (optymalnych z ekonomiczno-technicznego punktu widzenia) oraz brak marży generalnego wykonawcy. W formule wyspowej inwestor może sam nadzorować proces budowy bądź zlecić nadzór inwestycyjny podmiotowi zewnętrznemu. Wadą formuły wyspowej jest wyższe ryzyko nieosiągnięcia parametrów projektowych i niedotrzymania harmonogramu. W celu minimalizacji ryzyka związanego z formułą wyspową trzeba zbudować silne kompetencje w zakresie nadzoru procesu inwestycyjnego w grupach energetycznych.

Źródła gazowe charakteryzują się niższymi kosztami budowy i krótszym czasem realizacji niż źródła węglowe, mają jednak znacznie krótszy przewidywany okres eksploatacji.

3.2. Cena paliwa gazowego

Biorąc pod uwagę bezwzględne ceny paliwa (bez kosztów transportu), gaz ziemny jest obecnie dwukrotnie droższy od węgla kamiennego. Na rynku polskim średnia cena błękitnego paliwa w przeliczeniu na GJ energii chemicznej wyniosła w roku 2011 26 PLN/GJ, podczas gdy średnia cena sprzedaży węgla energetycznego przez polskie kopalnie wyniosła 13 PLN/GJ. Uwzględniając szacunkowe koszty transportu bazujące na taryfach PKP Cargo i GAZ System SA, ceny paliw na bramie elektrowni wynoszą około 28 PLN/GJ w przypadku gazu ziemnego i 16 PLN/GJ w przypadku węgla kamiennego.

Przyjmując sprawność nowych elektrowni opalanych węglem kamiennym i gazem ziemnym na poziomie odpowiednio 45% i 58% netto², jednostkowe koszty paliwa w przeliczeniu na 1 MWh energii elektrycznej wynoszą około 128 PLN w przypadku węgla kamiennego i 175 PLN w przypadku gazu ziemnego. Wynika to stąd, że różnica w jednostkowych kosztach paliwa dla nowej elektrowni gazowej i węglowej na dzień dzisiejszy wyniosłaby około 47 PLN/MWh.

² Na podstawie opracowania ARE, Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030.

Choć cena gazu jest obecnie znacznie wyższa niż cena węgla, nie wyklucza to konkurencyjności źródeł gazowych w porównaniu do źródeł węglowych. Atrakcyjność źródeł gazowych jest wypadkową wielu czynników, w tym cen gazu, kosztów zakupu uprawnień do emisji dwutlenku węgla, nakładów inwestycyjnych, czasu życia, sprawności oraz systemu wsparcia (w przypadku elektrociepłowni).

Uwzględniając obecne koszty paliwa gazowego i węgla kamiennego, wskaźniki sprawności osiągane w nowo budowanych elektrowniach (wskazane powyżej) oraz typowe wskaźniki emisyjności dla gazu i węgla, cena uprawnień do emisji dwutlenku węgla powinna wynosić w przybliżeniu 115 PLN za tonę (około 28 EUR za tonę), aby jednostkowe koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach gazowych zrównały się z jednostkowymi kosztami zmiennymi w elektrowniach węglowych. Obecnie cena uprawnień do emisji CO₂ kształtuje się na poziomie około 7 EUR za tonę.

Należy podkreślić, że przedstawione powyżej kalkulacje odnoszą się wyłącznie do nowych elektrowni gazowych i węglowych. W przypadku elektrociepłowni w kalkulacji należałoby wziąć pod uwagę cały wachlarz dodatkowych czynników, takich jak na przykład sprzedaż ciepła oraz system wsparcia kogeneracji.

3.3. Polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej

Kierunki polityki klimatyczno-energetycznej

Strategiczne kierunki polityki Unii Europejskiej w dziedzinie energetyki i ochrony klimatu obejmują: ograniczenie emisji dwutlenku węgla, wzrost efektywności energetycznej oraz większe wykorzystanie odnawialnych źródeł energii.

W zakresie emisji dwutlenku węgla aktualnym celem Unii Europejskiej jest ograniczenie jej do 2020 r. o 20% w stosunku do poziomu z roku 1990. Komisja Europejska

zmierza jednak do zaostrzenia docelowych poziomów redukcji emisji CO₂. Zgłoszone przez nią propozycje modyfikacji polityki klimatyczno-energetycznej zakładają zmniejszenie emisji CO₂ do 2020 r. o 30%, do 2030 r. o 40%, zaś do 2050 o 80% w stosunku do roku 1990. Rozwój źródeł gazowych, które charakteryzują się niższą emisją dwutlenku węgla niż źródła węglowe, jest spójny z powyższymi celami.

Jednym z działań Unii Europejskiej nakierowanych na wzrost efektywności energetycznej jest promocja wysokosprawnej kogeneracji. Zgodnie z Dyrektywą 2004/8/WE państwa członkowskie są zobowiązane do wspierania rozwoju kogeneracji. Zobowiązanie to znajduje odzwierciedlenie w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku” przyjętej przez Radę Ministrów w listopadzie 2009 r., która do 2020 r. zakłada dwukrotny wzrost produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w porównaniu do roku 2006, a także w funkcjonującym w Polsce systemie wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji. W trzeciej fazie Europejskiego Systemu Handlu Emisjami (EU ETS) wsparcie dla wysokosprawnej kogeneracji będzie udzielane również w postaci darmowych uprawnień do emisji CO₂ na produkcję ciepła. Ilość darmowych uprawnień będzie malała i osiągnie poziom zero w 2027 r. Promocja kogeneracji sprzyja inwestycjom w elektrociepłownie gazowe. Warto również podkreślić, że jednostki gazowe charakteryzują się wyższą sprawnością niż źródła węglowe (w przypadku elektrowni gazowych sprawność wytwarzania może osiągnąć poziom 57–60%, zaś w przypadku elektrowni węglowych – około 45%), w związku z czym rozwój energetyki gazowej w przypadku elektrowni wspierałby dążenia do poprawy efektywności energetycznej gospodarki.

W dziedzinie odnawialnych źródeł energii (OZE) Unia Europejska dąży do osiągnięcia w 2020 r. 20% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto. Choć źródła gazowe nie są zaliczane do OZE, ich rozwój może być niezbędny do zapewnienia elastycznej rezerwy dla dynamicznie rozwijającej się energetyki wiatrowej. Turbiny wiatrowe charakteryzują się dużą zmiennością produkcji w krótkim okresie, przez co wymagają stworzenia rezerwy zdolnej do pokrycia chwilowych ubytków mocy w systemie. Elektrownie gazowe mogą z powodzeniem spełnić rolę takich źródeł. Dyskusyjnym może być natomiast, czy tę rolę spełnią elektrownie pracujące w cyklu kombinowanym, czy też konieczna będzie praca elektrowni pracujących w cyklu otwartym.

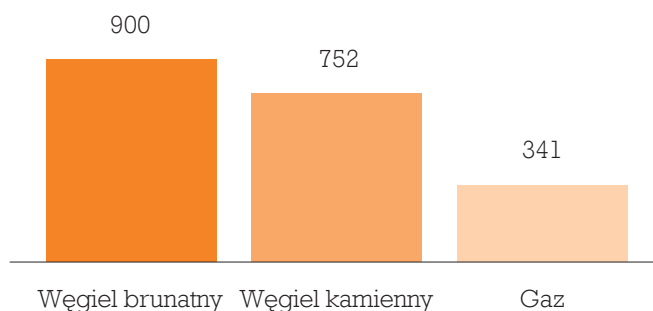
Rozwój energetyki gazowej jest spójny z założeniami polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej, której głównymi kierunkami są: ograniczenie emisji dwutlenku węgla, wzrost efektywności energetycznej oraz większe wykorzystanie odnawialnych źródeł energii.

Koszty związane z emisją dwutlenku węgla

W trzeciej fazie Europejskiego Systemu Handlu Emisjami, która rozpocznie się w 2013 r., będą obowiązywały inne niż dotychczas zasady przydziału uprawnień do emisji CO₂ (European Union Allowances – EUA). Zgodnie z ogólnymi przepisami wynikającymi z Dyrektywy 2009/29/WE sektor elektroenergetyczny w Unii Europejskiej zmuszony będzie do zakupu 100% uprawnień do emisji CO₂. W przypadku Polski przewidziano okres przejściowy, dzięki któremu do 2020 r. część uprawnień do emisji będzie przyznawana bezpłatnie dla sektora elektroenergetycznego (nie dotyczy to jednak nowych źródeł, których budowa rozpoczęła się po 2008 r.). W 2013 r. polscy wytwórcy energii elektrycznej będą musieli zakupić co najmniej 30% potrzebnych uprawnień. Odsetek ten będzie rósł z roku na rok, osiągając poziom 100% w 2020 r.

Poniżej przedstawiono porównanie poziomu emisji CO₂ w przeliczeniu na 1 MWh dla wysokosprawnych elektrowni stosujących wybrane paliwa³. Z zestawienia wynika, że źródła gazowe charakteryzują się ponaddwukrotnie niższą emisyjnością dwutlenku węgla niż źródła węglowe, co – w przypadku wysokich cen uprawnień do emisji CO₂ – znacząco poprawiłoby konkurencyjność jednostek gazowych.

Emisje CO₂ w kg na 1 MWh wytworzonej energii elektrycznej w elektrowniach stosujących wybrane paliwa



Źródło: Analiza PwC na podstawie: ARE SA, Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030.

Rynkowa cena uprawnień do emisji CO₂ kształtuje się aktualnie na poziomie około 7 EUR/tona (dane z początku kwietnia 2012 r.). Cena ta jest znacząco niższa, niż oczekiwaliby tego Komisja Europejska, dlatego też uczestnicy rynku spodziewają się interwencji Komisji w celu skorygowania cen EUA. Oczekiwania te znajdują potwierdzenie m.in. w wysuniętej przez Komisję propozycji zwiększenia obowiązującego celu redukcji emisji CO₂ na 2020 rok (do 30% – propozycja zawetowana przez Polskę) oraz w propozycji poprawki do projektu nowej dyrektywy o efektywności energetycznej zaproponowanej przez Komisję do spraw Środowiska Parlamentu Europejskiego, a dotyczącej wycofania z obiegu 1,4 mld EUA.

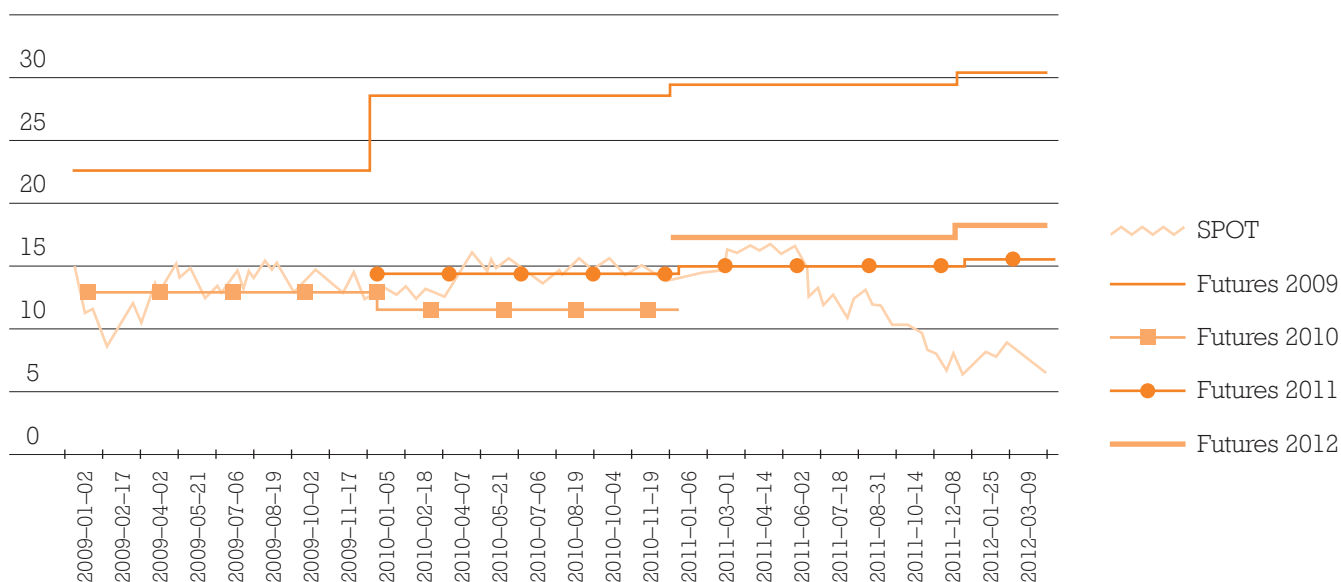
Analitycy rynku⁴ CO₂ spodziewają się, że – w przypadku udanej interwencji na rynku EUA – ceny uprawnień do emisji mogą osiągnąć poziom około 20–25 EUR/tona. Taka sytuacja na rynku uprawnień znacząco pogorszyłaby rentowność źródeł węglowych, a jednocześnie poprawiłaby relatywnie sytuację jednostek gazowych.

Analizując prognozy w dziedzinie CO₂, należy pamiętać, jak znaczna jest rozbieżność pomiędzy faktycznymi cenami EUA obserwowanymi obecnie i cenami prognozowanymi na 2012 r. przed kilku laty, a także jak duże są rozbieżności pomiędzy prognozami z różnych okresów. Na poniższym wykresie zaprezentowano ceny EUA na rynku bieżącym BLUENEXT oraz w kontraktach terminowych na tym rynku zawieranych w latach 2008–2011. W tabeli pod wykresem przedstawiono natomiast prognozy dotyczące cen uprawnień do emisji CO₂ z kwietnia oraz września 2011 r., opracowane przez instytucje finansowe.

³ Porównanie technologii przeprowadzono dla sprawności dla jednostek o okresie uruchomienia w latach 2011–2020 zawartych w opracowaniu Agencji Rynku Energii. Sprawności w zależności od technologii: węgiel brunatny – 44%, węgiel kamienny – 45%, gaz – 58%.

⁴ Deutsche Bank za pośrednictwem Thomson Reuters Point Carbon, informacja z dnia 13 lutego 2012 r.

Porównanie rzeczywistych cen EUA oraz cen w kontraktach terminowych zawieranych w latach 2008–2011 na rynku BLUENEXT



Źródło: BLUENEXT.

Ceny jednostek EUA z dostawą na rok 2012 w kontraktach zawieranych w roku 2008 na francuskiej giełdzie BLUENEXT przekraczały 30 EUR. Kontrakty zawierane w 2010 i 2011 r.

z dostawą na 2012 r. opiewały już na kwoty znacznie niższe niż oczekiwane w 2008 r., niemniej ich poziom i tak był znacznie wyższy niż obecnie obserwowany na rynku.

Prognozy instytucji finansowych dotyczące cen EUA

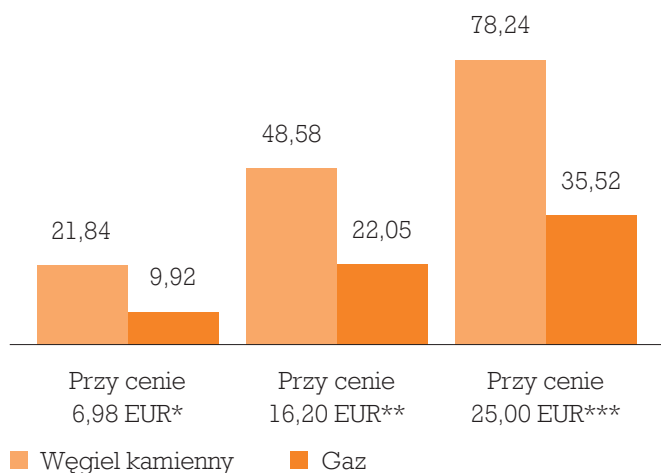
Instytucja	Prognozy z IV 2011		Prognozy z IX 2011	
	Prognoza na XII 2011	Prognoza dla fazy III	Prognoza na XII 2011	Prognoza dla fazy III
BarCap	28,00	40,00	14,75	27,00
Deutsche Bank	21,85	26,20	15,40	26,10
Point Carbon	22,00	30,00	15,00	22,00
Nomisma Energia	20,10	24,80	15,20	27,00
SocGen/orbeo	16,20	-	15,20	28,40
UniCredit	19,30	25,00	14,60	21,00

Źródło: Pravda Capital Partners AG.

Jeszcze w kwietniu 2011 r. instytucje finansowe oczekiwały, że w trzeciej fazie EU ETS ceny EUA będą się kształtowały w granicach 25–40 EUR za tonę. We wrześniu prognozy te zostały skorygowane do 21–28 EUR za tonę. Znaczące zmiany prognoz w tak krótkim odstępie czasu świadczą o dużej niepewności co do poziomu cen CO₂ w najbliższych latach.

Na poniższym wykresie przedstawiono wpływ różnych poziomów cen EUA na szacunkowy koszt emisji dwutlenku węgla dla wysokosprawnych elektrowni węglowych i gazowych, przy uwzględnieniu poziomów emisji obliczonych na podstawie danych zaprezentowanych przez Agencję Rynku Energii oraz przy założeniu konieczności zakupu 100% uprawnień do emisji.

Szacunkowy koszt emisji CO₂ dla wysokosprawnych elektrowni węglowych i gazowych (PLN/MWh wytworzonej energii elektrycznej) przy założeniu konieczności zakupu 100% uprawnień do emisji CO₂



*Cena spot z giełdy EEX z dnia 30.03.2012 r., kurs PLN/EUR z dnia 30.03.2012 r.; **Cena spot z giełdy EEX z dnia 30.03.2011 r., kurs PLN/EUR z dnia 30.03.2011; ***Spodziewana cena uprawnień w przypadku udanej interwencji Komisji Europejskiej na rynku CO₂ (na podstawie informacji Deutsche Bank za pośrednictwem Thomson Reuters Point Carbon, informacja z dnia 13.02.2012 r.), kurs PLN/EUR z dnia 30.03.2012 r.

Źródło: Analiza PwC na podstawie ARE SA, Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, oraz innych danych publicznie dostępnych.

Aktualnie ceny energii elektrycznej w Polsce kształtowane są głównie przez źródła węglowe. W związku z tym, uwzględniając niższą emisyjność dwutlenku węgla w jednostkach gazowych w porównaniu do jednostek węglowych, w perspektywie co najmniej 10 lat wzrost ceny uprawnień do emisji CO₂ powinien w większym stopniu przełożyć się na ceny energii niż na koszty wytwarzania w jednostkach opartych na gazie.

Jeśli ceny uprawnień do emisji CO₂ istotnie wzrosną w stosunku do obecnego poziomu (zgodnie ze staraniami Komisji Europejskiej), ponaddwukrotnie niższy poziom emisji CO₂ w wysokosprawnych źródłach gazowych (w porównaniu do źródeł węglowych) zapewni im istotną przewagę konkurencyjną. Dziś trudno jest jednak przewidzieć, jak w rzeczywistości będą się kształtowały ceny uprawnień do emisji w trzeciej fazie EU ETS.

System wsparcia dla produkcji energii w wysokosprawnej kogeneracji w Polsce

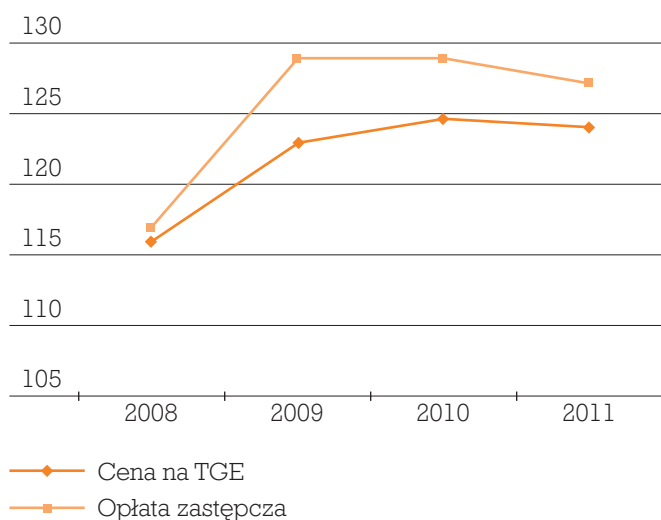
Dążąc do przyspieszenia rozwoju kogeneracji, zgodnie z wymogami Unii Europejskiej, w roku 2007 Polska wprowadziła system wsparcia dla elektrociepłowni. W przypadku elektrociepłowni gazowych wsparcie udzielane jest w postaci tzw. żółtych certyfikatów. Warunkiem uzyskania wsparcia jest spełnianie kryterium wysokosprawnej kogeneracji (osiąganie oszczędności energii pierwotnej w stosunku do rozdzielonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej na poziomie co najmniej 10%). System „żółtych certyfikatów” istotnie wpływa na rentowność gazowych jednostek kogeneracyjnych, przy czym wpływ ten jest uzależniony od sprawności konkretnego źródła.

„Żółte certyfikaty” przyznawane są za 100% wyprodukowanej energii elektrycznej brutto, jeżeli źródło osiąga minimalną sprawność wytwarzania określoną w ustawie – Prawo energetyczne (75% lub 80% w zależności od zastosowanej technologii). W przypadku gdy źródło nie osiąga powyższej sprawności granicznej, ale spełnia warunek wysokosprawnej kogeneracji (10% oszczędności energii pierwotnej), uzyskuje „żółte certyfikaty” za część wyprodukowanej energii elektrycznej (zgodnie z algorytmem określonym w przepisach wykonawczych do ustawy – Prawo energetyczne).

„Żółte certyfikaty” sprzedawane są podmiotom zobowiązanym do ich uzyskania, czyli podmiotom sprzedającym energię elektryczną na rzecz odbiorców końcowych, odbiorcom końcowym kupującym energię w obrocie hurtowym oraz towarowym domom maklerskim kupującym energię w imieniu swoich klientów. Poziom powyższego obowiązku został określony w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z lipca 2011 r. i dla 2012 r. wynosi 3,5% w stosunku do wolumenu energii sprzedanej odbiorcom końcowym, ewentualnie zakupionej bezpośrednio przez odbiorców lub towarowe domy maklerskie.

Cena „żółtych certyfikatów” kształtuje się w oparciu o popyt i podaż certyfikatów oraz o wysokość opłaty zastępczej, którą muszą wnieść podmioty zobowiązane, jeżeli nie posiadają wystarczającej ilości tych świadectw pochodzenia energii elektrycznej. Opłata zastępcza ustalana jest przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w granicach od 15% do 110% średniej ceny energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym. Opłata zastępcza na 2012 r. wynosi 128,80 PLN/MWh. Na poniższym wykresie przedstawiono średnie ceny „żółtych certyfikatów” na rynku giełdowym (prowadzonym przez Towarową Giełdę Energii SA) oraz poziom opłaty zastępczej, począwszy od 2008 r.

Ceny rynkowe „żółtych certyfikatów” oraz opłata zastępcza



Źródło: Analiza PwC na podstawie publicznie dostępnych informacji.

W myśl obowiązujących przepisów system „żółtych certyfikatów” powinien wygasnąć 31 marca 2013 r. W projekcie nowej ustawy – Prawo energetyczne, opublikowanym przez Ministerstwo Gospodarki w grudniu 2011 r., założono przedłużenie powyższego mechanizmu do 31 marca 2021 r. Z uwagi jednak na brak propozycji nowych przepisów wykonawczych nie wiadomo, jaki będzie poziom obowiązku uzyskania „żółtych certyfikatów”. Nie jest również pewne, czy zostaną utrzymane obecne zasady przyznawania tych certyfikatów i kształtowania ich cen.

System wsparcia wysokosprawnej kogeneracji jest obecnie jednym z najważniejszych czynników kształtujących rentowność elektrociepłowni gazowych. Niepewność co do przyszłości tego systemu wywiera niekorzystny wpływ na ocenę projektów budowy nowych jednostek kogeneracyjnych wykorzystujących paliwo gazowe. Biorąc jednak pod uwagę politykę Unii Europejskiej, należy oczekiwać, że wsparcie dla wysokosprawnej kogeneracji będzie udzielane tak długo, jak długo będzie to niezbędne do budowy elektrociepłowni, przy uwzględnieniu jednak potrzeb krajowego systemu energetycznego.



4. Perspektywy inwestycji w energetykę gazową

4.1. Deklaracje inwestycyjne firm

Analizując strategię inwestycyjne koncernów energetycznych w Polsce, zauważyć można rosnące zainteresowanie energetyką gazową. W 2008 r. nowe źródła gazowe stanowiły jedynie 16% planowanych inwestycji w nowe konwencjonalne moce (z wyłączeniem siłowni jądrowych), podczas gdy w roku 2012 udział źródeł gazowych w planach inwestycyjnych koncernów energetycznych stanowi już 37%.

Budowę źródeł gazowych planują największe polskie koncerny energetyczne. Zgodnie ze „Strategią Grupy PGE na lata 2012–2035” udział gazu w strukturze paliwowej tej grupy wzrośnie z 4% w roku 2012 do 12% w roku 2030 (ok. 22% bez uwzględnienia energetyki jądrowej i odnawialnej). Grupa PGE planuje budowę 1,5 GW nowych mocy opartych na gazie. Grupa Tauron planuje wzrost udziału gazu w strukturze paliwowej z 3% w roku 2009 do 7% w roku 2020. Oznacza to budowę przeszło 1,3 GW nowych mocy opartych na gazie. Grupa Energa umieściła w swoich planach nowe źródło gazowe w Grudziądzu o mocy 900 MW.

Planowane inwestycje w nowe moce wytwórcze oparte na paliwie gazowym

Inwestor	Lokalizacja	Planowana moc elektryczna
PGE	Pomorzany (EC)	240 MW
PGE	Bydgoszcz (EC)	240 MW
PGE	Gorzów (EC)	135 MW
PGE	Lublin (EC)	231 MW
PGE i ZA Puławy	Puławy (EC)	840 MW
Tauron	Katowice (EC)	135 MW
Tauron i KGHM	Błachownia(EL) ⁵	850 MW
Tauron i PGNiG	Stalowa Wola (EC)	400 MW
Energa	Grudziądz (EL)	900 MW
PKN Orlen	Włocławek (EC)	460 MW
ZE PAK	Adamów (b.d.)	400 MW
ZE PAK	Konin (b.d.)	120 MW
Fortum	Wrocław (EC)	400 MW
PGNiG Termika	Warszawa (Żerań) (EC)	456 MW
PGNiG Termika + ZAK SA	Kędzierzyn-Koźle (EC)	170–400 MW
PKN Orlen	Płock (EC)	400 MW
KGHM	Polkowice, Głogów (EC)	2 x 45 MW
Razem	-	6467–6697 MW

Źródło: Analiza PwC na podstawie publicznie dostępnych informacji.

⁵ Budowa elektrowni, ale możliwa konwersja na elektrociepłownię.

Plany inwestycyjne w zakresie energetyki gazowej wzrosły w ostatnich latach kosztem inwestycji w nowe źródła węglowe oraz pomimo spadku całkowitego wolumenu planowanych nowych mocy konwencjonalnych.

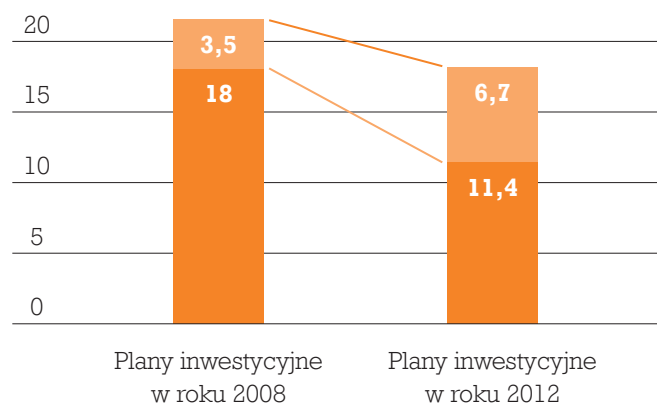
Zestawienie planowanych inwestycji w nowe konwencjonalne moce wytwórcze dla roku 2008 i 2012

Inwestor	Plan 2008	Plan 2012
PGE	7158 MW	3946 MW ⁶
Tauron	5025 MW	4255 MW
ENEA	1800 MW	1000 MW
Energa	1760 MW	1925 MW
Vattenfall	3660 MW	
RWE	800 MW	
CEZ	430 MW	
EdF	900 MW	900 MW
Lotos		250 MW
GdF		1005 MW
PKN Orlen		860 MW
Kulczyk Investment		2000 MW
ZE PAK		520 MW
Fortum		530 MW
KGHM		90 MW
PGNiG Termika		626–856 MW
Razem	21 533 MW	17 907– 18 137 MW

Źródło: Analiza PwC na podstawie publicznie dostępnych informacji.

Udział energetyki gazowej w planowanych inwestycjach w nowe moce konwencjonalne w 2008 i 2012 r.

25 Wzrost planowanych inwestycji w energetykę gazową o 91%



■ Źródła gazowe

Źródło: Analiza PwC na podstawie publicznie dostępnych informacji.

Zmiana poziomu planowanych inwestycji w energetykę konwencjonalną w 2012 r. w stosunku do 2008 r. jest konsekwencją m.in. zmian w planach strategicznych niektórych grup energetycznych (np. wycofania się Grupy Vattenfall z polskiego rynku, korekty planów inwestycyjnych CEZ, ograniczenia planowanych projektów węglowych przez PGE). Weryfikacja planów inwestycyjnych znajduje również odzwierciedlenie w skorygowanej prognozie zapotrzebowania na moce wytwórcze. W dokumencie „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku” z listopada 2009 r. zakładano, że poziom mocy zainstalowanych w krajowym systemie energetycznym w 2030 r. przekroczy 51 GW. Jednak w dokumencie z 2011 r. „Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030” prognoza ta została skorygowana. Wynika z niej, że moc zainstalowana w roku 2030 wyniesie około 46 GW. Rewizja prognoz jest konsekwencją zmian w otoczeniu ekonomicznym Polski.

W ostatnich latach źródła gazowe (zwłaszcza elektrociepłownie) zaczęły częściowo wypierać źródła węglowe z planów inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych.

⁶ Dodatkowo w Strategii Grupy PGE rozważana jest budowa elektrowni w okolicy Gubina o mocy 1800-2700 MW, jeśli w świetle polityki klimatycznej projekt będzie miał uzasadnienie ekonomiczne.

4.2. Główne kierunki inwestycji w energetyce gazowej

Rozważane inwestycje w elektroenergetykę gazową dotyczą czterech głównych segmentów: energetyki zawodowej, mocy interwencyjnych, energetyki rozproszonej oraz elektrociepłowni przemysłowych.

Elektrownie i elektrociepłownie zawodowe

Aktualne deklaracje inwestycyjne koncernów energetycznych zakładają budowę zawodowych źródeł gazowych o łącznej mocy około 6500 MWe w perspektywie roku 2020, z czego większość stanowią jednostki pracujące w kogeneracji.

Najbardziej zaawansowanym projektem inwestycyjnym w segmencie energetyki gazowej jest realizowana wspólnie przez PGNiG i Tauron budowa bloku gazowo-parowego o mocy 400 MWe z członem ciepłowniczym w Stalowej Woli. W roku 2012 został wybrany generalny wykonawca inwestycji firma Abener Energia SA. Biorąc pod uwagę czas budowy bloku gazowo-parowego, wynoszący około 3 lat, spodziewane oddanie do użytku instalacji przypada na przełom roku 2014 i 2015. Uruchomienie elektrociepłowni w Stalowej Woli spowoduje wzrost zużycia gazu ziemnego w sektorze elektroenergetycznym o około 0,5 mld m³ rocznie.

Jedną z największych inwestycji planowanych do uruchomienia w kolejnych latach jest realizowany przez Tauron i KGHM blok gazowo-parowy o mocy 900 MW w Elektrowni Blachownia. Szacunkowe zużycie gazu przez tę jednostkę wyniesie około 1,1 mld m³ rocznie. Ukończenie inwestycji w Elektrowni Blachownia planowane jest na rok 2015. Oprócz firm Tauron i KGHM budowę bloków gazowo-parowych deklarują Polska Grupa Energetyczna wspólnie z Zakładami Azotowymi Puławy (840 MWe) oraz Energa w Grudziądzu (900 MWe). Zużycie paliwa gazowego przez każdą z tych instalacji przekroczy 1 mld m³ rocznie. Oddanie do eksploatacji bloków w Grudziądzu i Puławach jest planowane na lata 2016–2017. W okresie 2014–2017 planowane jest także oddanie do użytku bloków gazowo-parowych we Włocławku (460 MWe), w Gorzowie (240 MWe), Adamowie (400 MWe), Koninie (120 MWe), Warszawie (456 MWe), we Wrocławiu (400 MWe) i w Bydgoszczy (ok. 240 MWe).

Łączne zużycie paliwa przez wszystkie powyższe źródła szacuje się na około 7 mld m³ rocznie. Biorąc pod uwagę niewielki stopień zaawansowania części projektów energetyki gazowej, jest mało prawdopodobne, aby wszystkie wymienione powyżej instalacje zostały oddane do użytku w zakładanym terminie.

Moce interwencyjne

W związku z malejącą rezerwą mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, a także dynamicznym rozwojem energetyki wiatrowej w Polsce, Operator Systemu Przesyłowego rozważa możliwość budowy jednostek interwencyjnych, zdolnych do pokrycia chwilowych deficytów mocy w systemie. Według informacji PSE Operator, szacunkowa moc planowanych źródeł interwencyjnych wynosi około 500 MWe, natomiast planowane oddanie do eksploatacji tych jednostek przypada na lata 2014–2017. Uwzględniając jednak stosunkowo niski przewidywany czas wykorzystania mocy interwencyjnych (w praktyce często wynoszący kilkaset godzin w roku), eksploatacja tych źródeł nie powinna w istotny sposób wpłynąć na strukturę zużycia paliw gazowych przez krajową energetykę.

Energetyka rozproszona

Na potrzeby niniejszego dokumentu energetyka rozproszona oznacza lokalne źródła zasilające w energię nieliczną grupę odbiorców (np. ciepłownie osiedlowe). Budowa nowych jednostek tego typu lub przebudowa istniejących (w połączeniu ze zmianą paliwa) stanowi kolejny obszar inwestycji w ramach energetyki gazowej. Lokalne elektrociepłownie gazowe oparte na silnikach tłokowych stanowią atrakcyjną alternatywę dla instalacji zasilanych paliwami węglowymi, głównie ze względu na: niższy koszt inwestycyjny, niższą emisję gazów cieplarnianych, wyższą sprawność przemian, a także dodatkowy przychód ze sprzedaży świadectw pochodzenia z wysokosprawnej kogeneracji („żółte certyfikaty”). Potencjał możliwych inwestycji w energetykę gazową dla tego segmentu jest trudny do precyzyjnego oszacowania ze względu na znaczne rozproszenie i niewielką jednostkową skalę projektów inwestycyjnych. Z pewnością jednak zużycie gazu przez ten segment nie wpłynie istotnie na wzrost wolumenu zużycia gazu przez elektroenergetykę.

Elektrociepłownie przemysłowe – w tym autoproduccji

Choć pojęcie autoproducenta nie zostało zdefiniowane w przepisach prawnych, najczęściej stosuje się je w odniesieniu do jednostek wytwarzających energię bezpośrednio na potrzeby odbiorcy końcowego z pominięciem procesu

sprzedaży. Budowa elektrociepłowni gazowej w bezpośrednim sąsiedztwie zakładu przemysłowego, który będzie odbierał od niej energię z pominięciem procesu jej sprzedaży, może być niezwykle korzystnym rozwiązaniem dla odbiorcy, gdyż energia wyprodukowana i dostarczona w ten sposób jest zwolniona z opłat dystrybucyjnych/przesyłowych oraz kosztów związanych z mechanizmami wsparcia odnawialnych źródeł energii i wysokosprawnej kogeneracji.

W roku 2010 funkcjonowało w Polsce 89 elektrociepłowni przemysłowych⁷, z których zdecydowana większość bazowała na paliwach węglowych. Zaawansowany wiek urządzeń wytwórczych z jednej strony, a restrykcyjne normy emisji tlenków siarki, azotu i pyłu po roku 2016 z drugiej przesądają o konieczności modernizacji eksploatowanego majątku bądź jego zastąpienia. Jedną z opcji inwestycyjnych w sektorze energetyki przemysłowej jest budowa elektrowni/elektrociepłowni opartych na blokach gazowo-parowych. Budowę takich instalacji rozważają między innymi KGHM (2 x 45 MWe/40 MWt w Polkowicach i Głogowie), PKN Orlen (400 MWe w Płocku) oraz Zakłady Azotowe Kędzierzyn, które wspólnie z PGNiG zamierzają wybudować obiekt o mocy 170–400 MWe. Szacunkowe

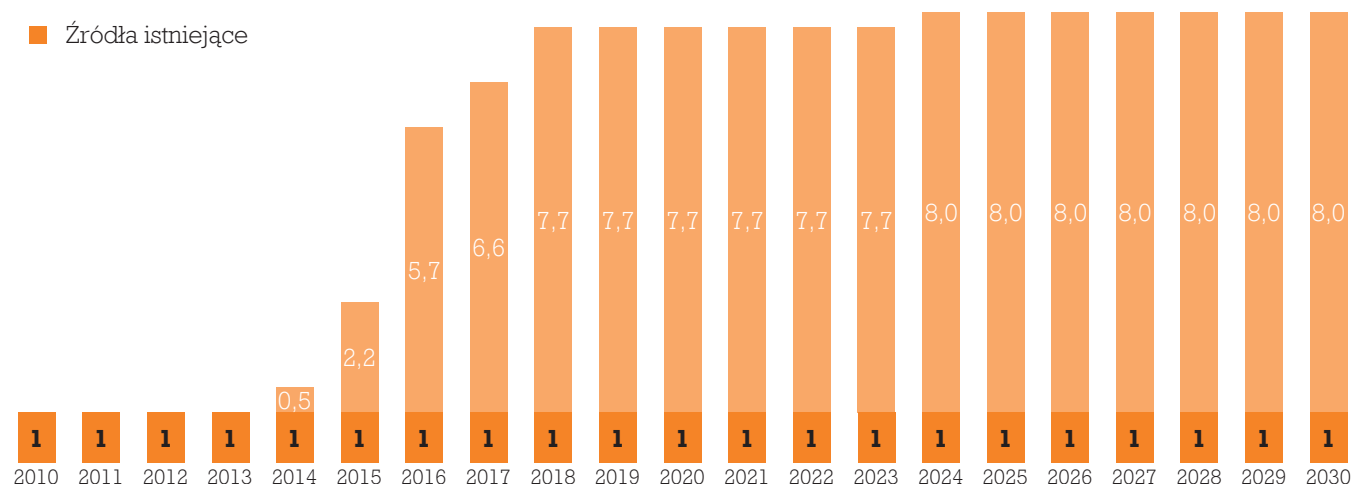
zużycie gazu ziemnego przez wymienione instalacje może wynieść około 1 mld m³ rocznie. Oprócz dużych obiektów energetyki przemysłowej budowę jednostek wytwórczych opalanych paliwami gazowymi rozważają także mniejsze przedsiębiorstwa. Podobnie jak w przypadku energetyki rozproszonej, poza inwestycjami o dużej mocy jednostkowej, skala zużycia gazu przez mniejsze jednostki jest jednak trudna do oszacowania.

Wpływ planowanych inwestycji na zapotrzebowanie na gaz

Realizacja całości spośród deklarowanych projektów inwestycyjnych w energetyce zawodowej i przemysłowej spowodowałaby wzrost zapotrzebowania na paliwo gazowe do roku 2020 o około 7,7 mld m³ rocznie. Biorąc jednak pod uwagę dotychczasowy stopień realizacji deklaracji inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych, wariant ten wydaje się mało realny. Największe szanse na urzeczywistnienie mają projekty elektrociepłowni, dla których rozpoczęto procedurę przetargową. Zakładając budowę tylko tych jednostek, roczne zużycie gazu w perspektywie roku 2020 mogłoby wzrosnąć o około 2,5 mld m³.

⁷ Katalog elektrowni i elektrociepłowni przemysłowych stan na 31.12.2010, Agencja Rynku Energii SA.

Szacunkowe zużycie gazu ziemnego na podstawie deklaracji inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych i przemysłowych (mld m³ rocznie)



Zawodowe oraz przemysłowe elektrociepłownie gazowe pozostaną największymi konsumentami paliwa gazowego w sektorze elektroenergetycznym. W przy-

padku źródeł interwencyjnych i energetyki rozproszonej zużycie paliw gazowych będzie miało niewielki wpływ na strukturę paliwową krajowej energetyki.

Źródło: Analiza PwC na podstawie publicznie dostępnych informacji.



5. Wpływ zmian w sektorze gazu ziemnego na energetykę gazową

5.1. Liberalizacja rynku gazu ziemnego w Polsce

Największym wyzwaniem stojącym przed firmami gotowymi zainwestować w elektroenergetykę opartą na gazie ziemnym było i jest zagwarantowanie długoterminowych kontraktów na dostawy paliwa gazowego na warunkach zapewniających projektom ekonomiczną opłacalność. Monopolistyczny charakter rynku gazu w Polsce, a tym samym brak konkurencyjnych ofert sprzedaży gazu ziemnego i możliwości negocjacji warunków dostaw niejednokrotnie przechylały szalę opłacalności takiego przedsięwzięcia na korzyść innych źródeł energii. Ponadto brak infrastruktury międzysystemowej oraz brak dostępu do magazynów dla zapasów obowiązkowych skutecznie ograniczały możliwość przywozu gazu do zużycia na potrzeby własne.

W ostatnich latach obserwujemy w Polsce wzmożoną aktywność podmiotów z branży oraz organów legislacyjnych nakierowaną na wypełnienie dyrektyw Unii Europejskiej w obszarze funkcjonowania rynku gazu. Jednym z najbardziej widocznych przejawów dążenia do otwarcia tego rynku jest polski program inwestycyjny budowy połączeń międzysystemowych z krajami sąsiednimi, realizacji projektu terminalu LNG oraz rozbudowy krajowego systemu przez operatora systemu przesyłowego OGP Gaz-System. Od końca 2011 r. w branży toczy się dyskusja na temat zdefiniowania optymalnego kształtu programu uwolnienia gazu („PUG”) oraz ścieżki dojścia do wolnego rynku gazu ziemnego.

Poniżej zaprezentowano najważniejsze, z punktu widzenia elektroenergetyki, kierunki liberalizacji branży gazowej.

Program uwolnienia gazu (PUG)

Istotą PUG jest odsprzedaż w wybranej formie części gazu ziemnego, którym dysponuje podmiot dominujący na lokalnym rynku. Dzięki temu podmiotom niezależnym zostanie udostępniony wolumen paliwa gazowego, który umożliwi im prowadzenie obrotu na szerszą niż dotychczas skalę, a tym samym zagwarantuje odbiorcom wybór spośród większej liczby dostawców. **Oznaczać to powinno pojawienie się w krótkim czasie w sektorze alternatywnych dostawców paliwa gazowego.** PUG nie wpłynie jednak w istotny sposób na poziom cen gazu ziemnego w Polsce, gdyż propozycja projektu tego programu przewiduje, że wyjściowa cena aukcyjna oparta będzie na obecnym koszyku dostaw gazu ziemnego do Polski.

Rozwój infrastruktury

Doświadczenia krajów europejskich, takich jak Wielka Brytania i Dania, wskazują, że programy uwolnienia gazu stanowiły silny bodziec do rozwoju wolnego rynku. Jednak z punktu widzenia ważnego dla Polski rozwoju sektora energetycznego opartego na gazie ziemnym najważniejsze jest otwarcie polskiego systemu przesyłowego na nowe kierunki dostaw, które umożliwią sprzedaż gazu ziemnego nowym dostawcom oraz stworzenie realnej konkurencji. Budowa nowych połączeń międzysystemowych oraz terminalu LNG **otwiera przedsiębiorstwom energetycznym drogę do samodzielnego przywozu paliwa gazowego do Polski z pominięciem krajowych spółek obrotu.**

Węzeł wymiany handlowej i giełda gazu

Naturalnym krokiem dla rozwoju rynku gazu jest stworzenie mechanizmów wymiany handlowej w krajowym systemie przesyłowym, wirtualnego punktu systemu przesyłowego, a docelowo – platformy giełdowej. Obecnie Operator Systemu Przesyłowego, czyli spółka Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System wraz z Towarową Giełdą Energii przygotowują się do wprowadzenia mechanizmów handlowych w Polsce. **Dostęp do węzła wymiany handlowej i giełdy gazu zwiększy elastyczność zakupów gazu przez uczestników rynku. Hub gazowy powinien również doprowadzić do powstania referencyjnej ceny gazu ziemnego,** która może w istotny sposób uprościć konstrukcję formuł cenowych w kontraktach długoterminowych (poprzez odejście od indeksacji produktów ropopochodnych na rzecz rynkowej ceny referencyjnej), a ponadto będzie używana na potrzeby analizy opłacalności inwestycji powiązanych z gazem ziemnym.

Dodatkową korzyścią platformy wymiany handlowej jest elastyczność, dzięki której elektrownia opalana gazem ziemnym może realizować zakupy gazu dostosowane do aktualnych potrzeb jednostki. Bloki gazowe mogą bowiem dostosowywać pobór gazu do zmiennego zapotrzebowania na energię elektryczną.

Dostęp do magazynów

Do tej pory import gazu ziemnego utrudniały przepisy dotyczące zapasów obowiązkowych przy jednoczesnym braku na terenie kraju wolnych pojemności magazynowych. Zgodnie z wytycznymi Unii Europejskiej zarządzanie magazynami gazu ziemnego zostało przeniesione do spółki nieprowadzącej obrotu – Operatora Systemu Magazynowania.

Równocześnie **implementowany jest mechanizm dostępu stron trzecich do magazynów**, a projekt prawa gazowego w obecnym kształcie⁸ przewiduje również **możliwość magazynowania zapasów obowiązkowych na terenie innych krajów europejskich**. W konsekwencji należy się spodziewać, że w razie objęcia danego przedsiębiorstwa energetycznego wymogiem utrzymywania zapasów obowiązkowych powyższe rozwiązania ułatwią jego spełnienie.

Rozliczanie gazu w jednostkach energii

Dodatkowym ułatwieniem zarówno dla wytwórców, jak i dla odbiorców energii będzie planowane przez Operatora Systemu Przesyłowego przejście na rozliczanie gazu ziemnego w systemie przesyłowym z jednostek objętości gazu (m³) na ekwiwalent wartości energetycznej gazu (MWh). Umożliwi to **bezpośrednią porównywalność energetyczną oraz ekonomiczną pomiędzy energią elektryczną a gazem ziemnym**.

Otwarcie polskiego rynku gazu, zarówno w aspekcie infrastrukturalnym, jak i rynkowym, będzie prowadziło w przyszłości do unifikacji polskiego systemu z systemem europejskim, a w konsekwencji do niwelowania różnic w cenie paliwa gazowego między Polską a krajami europejskimi.

Ponadto dostęp do elastycznego rynku obrotu, do pojemności magazynowych oraz do szerokiego grona dostawców pozwoli spółkom energetycznym tworzyć portfel dostaw gazu ziemnego dostosowany do charakterystyki poboru paliwa przez bloki gazowe. W przeciwieństwie do obecnie obowiązujących umów opartych na zasadzie take-or-pay, rozwiązanie to pozwoli na racjonalne gospodarowanie posiadanym gazem ziemnym, a tym samym poprawi ekonomikę funkcjonowania bloków gazowych.

Należy jednak podkreślić, że żaden z wyżej wymienionych elementów procesu liberalizacji nie przyniesie pożądanego skutku, jeśli nie będą mu towarzyszyć równoległe pozostałe działania. Tylko pełne otwarcie infrastrukturalne polskiego systemu gazowego połączone z zapewnieniem rynkowych mechanizmów ustalania cen i wymiany handlowej spowoduje rozwój wolnego rynku i umożliwi faktyczną konkurencję. Stanie się to możliwe dzięki wzrostowi liczby

⁸ Projekt ustawy – Prawo gazowe z dnia 21.12.2011 r.

dostawców i dostępowi do paliwa z innych kierunków niż tradycyjny (np. z Czech, Niemiec, ze Słowacji lub poprzez terminal LNG), a także od dowolnie wybranych producentów gazu skroplonego na świecie. Te nowe możliwości zmienią ramy funkcjonowania uczestników rynku gazu – w tym energetyki opartej na gazie ziemnym.

5.2. Potrzeby inwestycyjne w sektorze gazu ziemnego

W najbliższych latach głównym motorem napędowym zużycia gazu ziemnego w Polsce będzie prawdopodobnie elektroenergetyka oparta na paliwie gazowym. Wzrost zużycia gazu w pozostałych segmentach gospodarki oraz przez odbiorców indywidualnych nie będzie już tak gwałtowny, będzie jednak sukcesywnie wzrastał, ponieważ część klientów zechce przejść na paliwo bardziej ekologiczne, za jakie uważa się gaz ziemny (w porównaniu do węgla i/lub paliw płynnych), a ponadto na skutek stopniowej gazyfikacji terenów obecnie niepodłączonych do sieci gazowniczej. Przewiduje się, że w efekcie tych zmian zużycie gazu ziemnego w Polsce do 2020 r. może wzrosnąć do poziomu 25 mld m³, natomiast do końca następnego dekadę może przekroczyć poziom 30 mld m³ rocznie.

Aby zagwarantować dostawy paliwa gazowego na rynek, przy zakładanym wzroście zapotrzebowania na gaz ziemny, trzeba zrealizować wiele inwestycji infrastrukturalnych w całym łańcuchu logistyki gazu ziemnego – zaczynając od połączeń międzysystemowych, przez magazyny gazu ziemnego, system przesyłowy, a kończąc na gazociągach dystrybucyjnych.

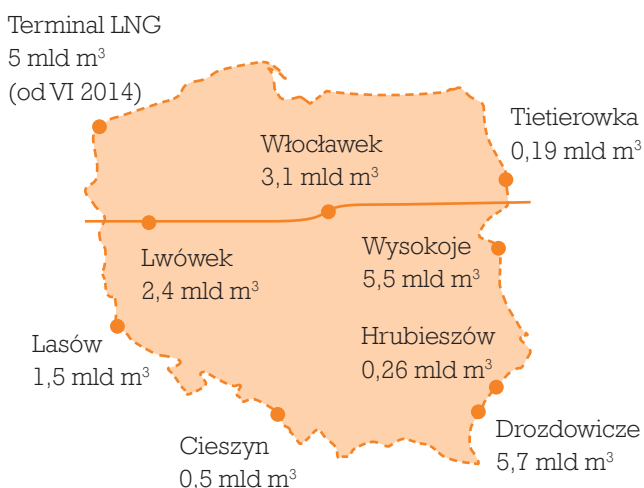
Rozbudowa połączeń międzysystemowych

W sytuacji prognozowanego znacznego zwiększenia zużycia gazu, zwłaszcza na potrzeby produkcji energii elektrycznej, szczególną rolę zaczyna odgrywać zapewnienie bezpieczeństwa dostaw tego paliwa. Bezpieczeństwo dostaw zależy od wielu czynników, ale do najważniejszych należą: dywersyfikacja kontraktów, poszerzenie grona dostawców oraz zróżnicowanie kierunków dostaw paliwa gazowego.

Charakterystyka mocy na punktach wejścia do systemu krajowego nie gwarantuje obecnie bezpieczeństwa dostaw

w sytuacjach kryzysowych. Łączna przepustowość istniejących połączeń międzysystemowych umożliwia import około 19,2 mld m³ gazu ziemnego rocznie, jednak uwarunkowania historyczne sprawiły, że większość punktów importowych dla gazu ziemnego znajduje się na wschodniej granicy lub jest przystosowana do odbioru gazu importowanego z kierunku wschodniego. Istnieją wprawdzie dwa punkty wejścia do krajowego systemu gazowego, które umożliwiają import gazu z rynków Europy Zachodniej, jednak ich łączna moc przesyłowa jest stosunkowo niewielka i po rozbudowie połączeń z Niemcami w Lasowie oraz z systemem czeskim w Cieszynie, otwartych na przełomie 2011 i 2012 r. wynosi zaledwie około 2 mld m³ gazu ziemnego rocznie. W sytuacji kryzysowej, gdyby wstrzymane zostały dostawy gazu z jednego kierunku, krajowy system gazowy ma bardzo ograniczone możliwości uzupełnienia zasobów z kierunku zachodniego (brak wolnych mocy przesyłowych). W tym miejscu warto wspomnieć o dostosowaniu w 2011 r. instrukcji sieci dla gazociągu tranzytowego Jamał-Europa, dzięki czemu możliwe jest świadczenie usługi tzw. rewersu wirtualnego. Usługa ta umożliwia import gazu z Niemiec, choć fizyczna jego dostawa następuje w dalszym ciągu z kierunku wschodniego. Możliwości importowe gazu w ramach punktu wirtualnego wynoszą około 2,5 mld m³ i limitowane są: 1) fizycznymi mocami przesyłowymi na punktach wejścia do systemu krajowego w Lwówku Śląskim oraz we Włocławku oraz 2) zakontraktowanymi dostawami gazu ziemnego do tych punktów z kierunku wschodniego. Jednakże wstrzymanie dostaw gazu przez Białoruś oznacza również fiasko rozwiązania rewersu wirtualnego.

Punkty wejścia do krajowego systemu przesyłowego



Źródło: Analiza PwC na podstawie publicznie dostępnych informacji.

Zmiana powyższego stanu wymaga realizacji licznych inwestycji infrastrukturalnych. W ramach prowadzonych prac Gaz-System analizuje różne możliwości rozbudowy infrastruktury. Aktualnie powstaje terminal regazyfikacyjny LNG w Świnoujściu, który będzie stanowić nowy punkt wejścia do systemu krajowego o mocy 5 mld m³, z możliwością rozbudowy do 7,5 mld m³. Uruchomienie terminalu planowane jest na połowę 2014 roku. Stanowić on będzie swego rodzaju wentyl bezpieczeństwa umożliwiającą dywersyfikację źródeł dostaw, jak również potencjalne zwiększenie dostaw gazu w sytuacji kryzysowej. Na etapie analiz jest wiele innych projektów, takich jak rozbudowa połączenia z Niemcami w Lasowie z obecnych 1,5 mld m³ do 2,5 mld m³ rocznie, rozbudowa połączenia międzysystemowego z Czechami do około 2,5 mld m³ rocznie czy budowa nowego połączenia ze Słowacją, którego docelowe zdolności przesyłowe – dzięki połączeniu systemu polskiego z największym węzłem gazowym Europy (Velikie Kapusany) – mogą wynosić, w zależności od potrzeb, od kilku do nawet kilkunastu miliardów metrów sześciennych rocznie. Pozostałe projekty, jak połączenie polskiego i litewskiego systemu przesyłowego czy nowe połączenie gazociągowe z Niemcami w okolicach Szczecina, mają mniejszy wpływ na bezpieczeństwo dostaw gazu do Polski lub też pozostają na etapie koncepcyjnym.

Rozbudowa połączeń międzysystemowych wpisuje się w politykę Unii Europejskiej, która podejmuje dążenia do budowy zintegrowanego rynku gazu ziemnego w ramach UE, jak również promuje inicjatywy zmierzające do poprawy bezpieczeństwa energetycznego krajów członkowskich. Do takich programów należą:

- budowa korytarza Północ-Południe w ramach obszaru Europy Środkowej, w który wpisują się połączenia Polska-Czechy i Polska-Słowacja;
- integracja rynków krajów bałtyckich (budowa połączenia Polska-Litwa);
- dążenie do wypełnienia zasady N-1, która mówi, że przerwanie dostaw przez największy punkt wejścia do systemu gazowego nie może spowodować zakłóceń pracy systemu jako całości;
- obowiązek zapewnienia rewersyjnego funkcjonowania gazociągów międzysystemowych.

Innym elementem, który ma istotny wpływ na rozwój elektroenergetyki gazowej, jest możliwość zapewnienia dostaw paliwa gazowego po cenach kształtowanych przez mechanizmy rynkowe. W chwili obecnej cena gazu ziemnego

w Polsce kształtowana jest na podstawie taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE, która nie odzwierciedla cen gazu na płynnych rynkach Europy Zachodniej, istotnie wpływając na zwiększenie ryzyka biznesowego inwestycji. Zaznaczyć należy, że podejmowane działania zmierzające do uwolnienia cen gazu (wprowadzenie punktu wirtualnego, budowa mechanizmów giełdowych w obszarze gazu ziemnego, program uwalniania gazu) mogą doprowadzić do liberalizacji rynku krajowego i zniesienia taryf, jednak nie wpłyną w sposób efektywny na ujednoczenie cen gazu na rynkach europejskich. Również w tym obszarze najbardziej efektywną drogą do ujednoczenia warunków prowadzenia działalności dla przedsiębiorstw po obu stronach Odry będzie budowa połączeń międzysystemowych, które umożliwią efektywny przesył gazu z jednego rynku na drugi.

Infrastruktura przesyłowa

Budowa połączeń międzysystemowych wymaga równoległego inwestowania w rozbudowę i/lub modernizację sieci przesyłowej, co umożliwi efektywne rozprowadzenie dodatkowych ilości importowanego paliwa gazowego i jego dostawę do odbiorców końcowych. Aby naświetlić skalę niezbędnych inwestycji, wystarczy wspomnieć, że na potrzeby terminalu LNG w Świnoujściu oraz połączenia Polska-Niemcy w Lasowie spółka Gaz-System musiała wybudować około 1000 km nowych gazociągów przesyłowych.

Jeśli nastąpi dynamiczny rozwój elektroenergetyki gazowej, może się okazać, że trzeba nadal rozwijać lub modernizować infrastrukturę przesyłową i/lub dystrybucyjną, aby dostosować parametry sieci do dużego poboru paliwa gazowego w jednym punkcie systemu. Wystarczy wspomnieć, że zapotrzebowanie na paliwo gazowe bloku o mocy 800 MW wynosi ponad 1 mld m³ gazu rocznie, co dla porównania stanowi około 7% łącznego zapotrzebowania Polski.

Potrzeby inwestycyjne w obszarze infrastruktury przesyłowej wynikają również z konieczności dalszej gazyfikacji obszaru Polski. O niskim poziomie dostępności do paliwa gazowego świadczyć może poziom jego zużycia – niespełna 400 m³ na osobę (wg danych statystycznych za 2010 r.). Dla porównania poziom zużycia gazu per capita w Czechach wyniósł w tym samym roku blisko 900 m³, na rynku słowackim – ponad 1 tys. m³, a statystyczny Holender zużył przeszło siedmiokrotnie więcej błękitnego paliwa niż Polak.

Dodatkowo krajowy system przesyłowy wymaga istotnych nakładów modernizacyjnych wynikających z dużej dekapitalizacji majątku sieciowego. Zgodnie z danymi Prezesa URE blisko 60% sieci przesyłowej w kraju liczy przeszło 25 lat

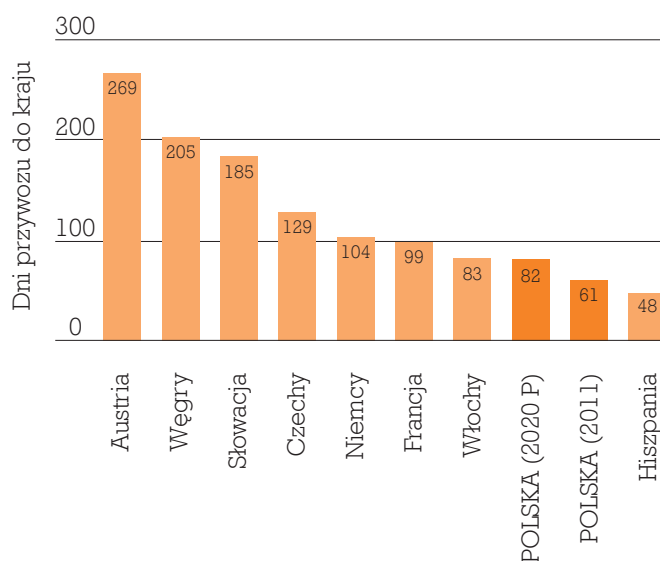
i wymaga dużych nakładów finansowych na jej utrzymanie i odtworzenie, a budowane obecnie gazociągi nie są w stanie odtworzyć starzejącej się sieci przesyłowej.

Magazyny gazu ziemnego

Magazyny gazu ziemnego stanowią kolejne ogniwo w łańcuchu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do odbiorców końcowych, które jest szczególnie istotne dla producentów energii elektrycznej w oparciu o paliwo gazowe. Gwarantują je m.in. pojemności magazynowe, potrzebne do gromadzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych, odpowiadających 30-dniowemu średniemu poziomowi dostaw gazu z zagranicy, do czego zobligowani są importerzy sprzedający gaz ziemny na terenie kraju.

Problemem na rynku krajowym jest jednak zbyt mała pojemność magazynów gazu ziemnego, znacznie niższa niż w wielu krajach europejskich. Wynosi ona dla gazu wysokometanowego w Polsce około 1,66 mld m³, w porównaniu do przeszło 20 mld m³ pojemności na rynku niemieckim. Pomimo mniejszego zużycia gazu w Czechach i na Słowacji, również na tych rynkach łączna pojemność magazynów gazu istotnie przewyższa pojemność dostępną w Polsce i wynosi odpowiednio 3,3 mld m³ dla Czech i ponad 2,8 mld m³ dla Słowacji.

Wskaźniki pojemności magazynowych do średniego dobowego poziomu przywozu gazu ziemnego



Źródło: Analiza PwC na podstawie publicznie dostępnych informacji.

Plany przewidują zatem budowę w Polsce do roku 2020 około 1,5 mld m³ pojemności magazynowych dla gazu

ziemnego. Jeśli jednak wziąć pod uwagę planowany wzrost zużycia gazu, nie oznacza to istotnej poprawy bilansu pojemności magazynowych.

Po uwzględnieniu pojemności niezbędnych dla magazynowania zapasów obowiązkowych, jak również pojemności na potrzeby zwiększonego poboru gazu ziemnego w miesiącach zimowych oraz pojemności dla potrzeb bilansowania systemu, okaże się, że magazyny nie mają już wolnych pojemności, które mogłyby być wykorzystywane na inne potrzeby, szczególnie istotne w przypadku dużych odbiorców konkurujących z podmiotami posiadającymi dostęp do gazu wycenianego w sposób rynkowy oraz posiadających nieliniowy profil odbioru paliwa. Do takich dodatkowych potrzeb zaliczyć też należy magazynowanie gazu w celu optymalizacji kosztu jego zakupu czy w celu zapewnienia elastyczności dostaw, co w przypadku energetyki gazowej jest szczególnie istotne.

Aby zaspokoić te wszystkie potrzeby, należy w pierwszej kolejności mocno rozbudować magazyny gazu ziemnego w Polsce. Chodzi zwłaszcza o obiekty charakteryzujące się wysoką elastycznością pracy instalacji magazynowych (duże moce załaczania paliwa do instalacji i odbioru z instalacji), co umożliwi efektywne bilansowanie zapotrzebowania dobowego. Budowa magazynów wymaga zaangażowania dużych środków finansowych.

Potencjał w obszarze wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych

Wzrost zainteresowania gazem ze złóż niekonwencjonalnych w Polsce zauważalny jest od 2009 r., kiedy opublikowano pierwsze szacunki dotyczące wielkości zasobów gazu ze złóż niekonwencjonalnych. Podawane przed 2012 r. szacunki były mocno zróżnicowane i wahały się od 1,37 bln m³ (Wood Mackenzie, sierpień 2009 r.) aż do 5,29 bln m³ (EIA, kwiecień 2011 r.).

Pierwsze dokładniejsze dane na temat polskich zasobów gazu niekonwencjonalnego, zawierające bardziej szczegółowe informacje geologiczne, zostały opublikowane w marcu bieżącego roku przez Państwowy Instytut Geologiczny. Zgodnie z raportem PiG zasoby gazu ziemnego z formacji łupkowych dla polskiej części basenu bałtycko-podlasko-lubelskiego mieszczą się z największym prawdopodobieństwem w przedziale 346–768 mld m³. Należy zaznaczyć, że dane te w dalszym ciągu stanowią jedynie estymację zasobów złóż krajowych.

Na obecnym etapie analiz nie jest możliwe realne oszacowanie ani wielkości zasobów gazu ze złóż niekonwencjonalnych,

ani ekonomicznej opłacalności jego wydobycia. Miarodajne rezultaty możliwe będą dopiero po wykonaniu kilkuset otworów poszukiwawczych zlokalizowanych w różnych częściach kraju i po przeanalizowaniu wyników z tych badań. Dotychczas takich otworów wykonanych zostało kilkanaście, a zgodnie z komunikatami spółek posiadających koncesje w 2012 r. planowane jest wiercenie kolejnych kilkunastu otworów oraz analiza ich zasobności. Potwierdzenie wydobywalnych zasobów gazu ze złóż niekonwencjonalnych nastąpić może w ciągu kolejnych kilku lat, natomiast w przypadku stwierdzenia opłacalności wydobycia gazu rozpoczęcie tego wydobycia na poziomie istotnym w skali kraju może nastąpić w ciągu 5–10 lat.

Ze względu na ograniczoną ilość informacji wszelkie dotychczasowe przybliżenia dotyczące wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych w Polsce należy traktować jako szacunki czysto pogładowe.

Przeszkody w rozwoju infrastruktury

Dzięki zgodności inicjatyw na rzecz rozwoju infrastruktury gazowej z polityką Unii Europejskiej spółki realizujące poszczególne projekty inwestycyjne mogą liczyć na pozyskanie części finansowania ze środków unijnych. Nie zmienia to jednak faktu, że realizacja projektów inwestycyjnych w samą infrastrukturę gazową wymagać będzie pozyskania dziesiątków miliardów złotych w ciągu kolejnych kilkunastu lat. Dodatkowa trudność w inwestycjach infrastrukturalnych polega na długim okresie ich realizacji. Podejmowanie działań inwestycyjnych zmierzających do zaspokojenia przyszłych potrzeb rynkowych jest obciążone dużym ryzykiem nietrafnego oszacowania popytu na paliwo gazowe. Ryzyko to jest typowe dla tego typu działalności, niemniej jednak należy dążyć do jego minimalizowania (np. poprzez stworzenie stabilnego otoczenia regulacyjnego, jak również poprzez dostosowywanie prawa w celu skrócenia procesu inwestycyjnego).

Inwestycje w infrastrukturę sektora gazowego są niezbędne do zapewnienia wymaganych dostaw paliwa w perspektywie długoterminowej oraz do poprawy konkurencyjności rynku gazu. Dodatkowo rozwój elektroenergetyki opartej na paliwie gazowym będzie dużym wyzwaniem również z powodu konieczności rozbudowy i modernizacji infrastruktury gazowej.



6. Zewnętrzne finansowanie inwestycji

6.1. Finansowanie bilansowe

Finansowanie bilansowe (korporacyjne) to przeważnie kredyt inwestycyjny (choć często wykorzystuje się również inne formy kredytowania), przyznawany na podstawie wyników generowanych przez aktualnie prowadzoną działalność gospodarczą z uwzględnieniem wpływu planowanej inwestycji na tę działalność i przy założeniu, że inwestycja nie wpłynie w sposób fundamentalny na dotychczasowe funkcjonowanie spółki. Kredytobiorca prezentuje projekt w swoim bilansie i odpowiada wobec kredytodawcy całym swoim majątkiem. Kredyt ten jest najczęściej spłacany zgodnie z ustalonym harmonogramem, przy czym okres kredytowania zależy od prognozowanych przepływów finansowych spółki. Jest on przeważnie krótszy niż w przypadku formuły „project finance” (o której szerzej mowa w pkt 6.2) i rzadko przekracza 5–7 lat. Koszt finansowania zależy od okresu finansowania, jak również od kondycji finansowej kredytobiorcy oraz od zabezpieczenia kredytu. Tę formę finansowania banki postrzegają jako mniej ryzykowną niż „project finance” i przez to jest tańsza i prostsza do zorganizowania. Dopuszcza ona ponadto większą elastyczność w wykorzystywaniu środków oraz w niewielkim relatywnie stopniu krępuje działalność spółki ograniczeniami narzuconymi przez bank.

W przypadku finansowania długoterminowego banki stosują różnorodne klauzule umowne, które pozwalają kontrolować ryzyko kredytowe i monitorować działalność kredytobiorcy, np. ograniczenie możliwości zaciągania nowych zobowiązań kredytowych, udzielania poręczeń czy też obciążania majątku spółki. Jednym z elementów struktury kredytowania mogą być zapisy określające dopuszczalny poziom wskaźników finansowych spółki. Najczęściej wykorzystywanym wskaźnikiem jest wskaźnik zadłużenia netto/EBITDA, gdzie zadłużenie netto oznacza zobowiązania kredytowe oraz inne zobowiązania opiewające na spółki pomniejszone o posiadane środki pieniężne, natomiast EBITDA (Earnings before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization) to zysk operacyjny powiększony o amortyzację i pozwalający określić zdolność spółki do generowania środków pieniężnych. Wartości graniczne wskaźników finansowych określa się na podstawie projekcji finansowych, jednak w przypadku wskaźnika zadłużenia netto/EBITDA wartość graniczna przeważnie nie przekracza poziomu 3,0, co oznacza, że w okresie kredytowania wartość opiewającego zadłużenia spółki pomniejszona o posiadane środki pieniężne nie powinna być wyższa niż trzykrotność zysku operacyjnego spółki powiększonego o amortyzację.

Uwzględniając relatywną łatwość uzyskania finansowania, najniższy koszt oraz względnie niski aktualny poziom zadłużenia podmiotów w sektorze gazowym i elektroenergetycznym, finansowanie bilansowe jest najczęściej preferowane przez te podmioty. Biorąc jednak pod uwagę wielkość planowanych nakładów inwestycyjnych w sektorze elektroenergetycznym oraz pamiętając, że wszystkie wskazane projekty charakteryzują się dużą kapitałochłonnością, możemy spodziewać się, iż w ciągu kilku najbliższych lat zostanie osiągnięta granica możliwości dalszego zwiększania finansowania w tej formule. Należy tutaj uwzględnić nakładane na banki przez regulacje prawne ograniczenia koncentracji ekspozycji (szerzej omówione w punkcie 6.3) oraz ustalane indywidualnie w poszczególnych bankach limity koncentracji w poszczególnych sektorach, które spowodują, że w przyszłości największe podmioty z obu sektorów mogą mieć trudności z pozyskaniem finansowania z polskich banków. Największe podmioty są tego świadome i równolegle do kredytowania bankowego wykorzystują alternatywne formy finansowania, takie jak emisja obligacji. Dobrym przykładem jest zrealizowana przez PGNiG w lutym 2012 emisja euroobligacji na kwotę 500 mln EUR.

Innym możliwym wariantem finansowania bilansowego jest finansowanie pomostowe, wykorzystywane w trakcie realizacji inwestycji. Kredyt ten jest traktowany jako finansowanie tymczasowe, do momentu zorganizowania finansowania długoterminowego, uzależnionego np. od zakończenia inwestycji. Realizacja inwestycji wiąże się z dodatkowymi ryzykami, toteż banki chciałyby mieć szerszy regres (możliwość dochodzenia roszczeń) do podmiotu o stabilnej pozycji rynkowej i zdolnego spłacić zaciągnięte zobowiązania. Po zakończeniu inwestycji i wyeliminowaniu ryzyk związanych z rozpoczęciem działalności operacyjnej formę finansowania można zmienić, np. poprzez refinansowanie kredytu.

6.2 Finansowanie w formule „project finance”

Inwestycje wymagające wysokich nakładów w porównaniu do istniejącej skali działalności wymagają finansowania projektowego. Taką formułę finansowania również wybiera się, aby ograniczyć ryzyko sponsora projektu (pomysłodawcy, właściciela) lub w przypadku występowania większej liczby inwestorów. Umożliwia to łatwiejszy podział obo-

wiązków i odpowiedzialności poszczególnych podmiotów oraz – dzięki przejrzystości – stwarza szansę na lepsze zarządzanie ryzykiem finansowym projektu. Finansowanie projektowe opiera się na założeniu, że zostanie całkowicie spłacone ze środków wygenerowanych przez projekt, bez regresu lub z ograniczonym regresem do inwestorów. Powszechną praktyką jest wykorzystywanie do realizacji projektu spółki celowej (SPV), której udziałowcami lub akcjonariuszami są wspomniani inwestorzy. Do tej pory w polskim sektorze gazowym i elektroenergetycznym formuła „project finance” była rzadko wykorzystywana i to jedynie w przypadku finansowania farm wiatrowych. Tymczasem może ona być użyteczna również przy finansowaniu budowy magazynów gazu, dowolnej jednostki wytwórczej czy wydzielonego fragmentu infrastruktury gazociągowej, jeśli stanowiąc będą odrębne przedsięwzięcia biznesowe. Wraz ze wzrostem zadłużenia podmiotów z sektora elektroenergetycznego i gazowego formuła ta będzie stosowana coraz częściej. Wybór formy finansowania działalności jest często konsekwencją przyjętej strategii finansowej obejmującej swoim zakresem całą działalność danego podmiotu. Taki dokument jest często przygotowywany we współpracy z profesjonalnym doradcą finansowym.

W przypadku finansowania projektowego zarówno inwestor, jak i banki współpracują ze specjalistycznymi firmami, które przeprowadzają analizę projektu (due diligence). Taka analiza obejmuje m.in. audyt środowiskowy, rynkowy (w przypadku obciążenia projektu ryzykiem rynkowym), audyt modelu finansowego, ubezpieczeń oraz audyt prawny. Istotne jest również, aby projekt realizowany był w oparciu o sprawdzoną i bezpieczną technologię. Gdy projekty są skomplikowane pod względem technicznym, a z takimi mamy przeważnie do czynienia w omawianych sektorach, instytucje finansujące muszą dodatkowo wykonać analizę techniczną projektu.

Przy strukturyzowaniu transakcji organizowanych w formule „project finance” następuje podział ryzyk występujących na etapie budowy i w fazie operacyjnej projektu pomiędzy inwestora, generalnego wykonawcę i instytucje finansujące. Podczas analizy projektu, który ma być sfinansowany na podstawie „project finance”, banki oceniają jego ryzyko, biorąc pod uwagę wiele czynników, w tym m. in.:

- strukturę kontraktów na odbiór energii elektrycznej i ciepłej, adekwatność okresu, na jaki są zawierane w stosunku do okresu finansowania, wiarygodność odbiorcy energii oraz wielkość ryzyka rynkowego, które jest wpisane w projekt;

- warunki umów na dostawę paliwa;
- podstawowe zapisy kontraktu z głównym wykonawcą, w tym poziom oferowanych gwarancji wykonawczych i kar umownych oraz wiarygodność głównego wykonawcy, jego kondycję finansową oraz doświadczenie w realizacji podobnych projektów;
- technologię jednostki wytwarzania energii oraz doświadczenie w jej zastosowaniu w podobnych projektach na świecie;
- aspekty środowiskowe realizacji inwestycji, jej wpływ na środowisko i lokalną społeczność;
- aspekty regulacyjne;
- doświadczenie inwestora projektu przy realizacji podobnych inwestycji;
- lokalizację projektu i dostęp do infrastruktury przesyłowej dla energii elektrycznej, ciepła i gazu.

Finansowanie w formule „project finance” można pozyskać bez regresu lub z ograniczonym regresem do inwestora, również w postaci zobowiązania do pokrycia nieplanowanych kosztów budowy, umowy na dostawę paliwa i/lub odbiór energii. Możliwe są również inne formy wsparcia ze strony inwestora, szczególnie w okresie budowy. W zależności od przeprowadzanych analiz wrażliwości oraz ryzyka projektu ustala się poziom wymaganego kapitału własnego, który waha się zwykle w przedziale między 20% a 40% całkowitych kosztów inwestycji.

Zabezpieczeniem dla transakcji „project finance” są majątek spółki celowej realizującej inwestycję, zastawy na jej akcjach lub udziałach oraz cesje najważniejszych kontraktów. Instytucje finansowe zawierają również umowy bezpośrednie z najważniejszymi stronami projektu, umożliwiające wstąpienie w prawa spółki celowej i kontynuację projektu w przypadku naruszenia zapisów umownych.

Dokumentacja finansowa w przypadku projektów „project finance” jest bardziej restrykcyjna i obszerniejsza niż w przypadku finansowania korporacyjnego. Ponadto przy finansowaniu projektowym – w przeciwieństwie do kredytów korporacyjnych, gdzie wskaźniki finansowe oparte są na bilansie i rachunku wyników spółki – stosuje się wskaźniki określające przepływy pieniężne wygenerowane przez projekt, takie jak prognozowane i historyczne, minimalne i średnie wskaźniki pokrycia obsługi długu (relacja przepływów operacyjnych do sumy rat kapitałowo-odsetkowych zaciągniętych kredytów). Kluczowym etapem finansowania „project finance” jest zatem przygotowanie modelu finansowego planowanej inwestycji. Trudności z budowaniem takich modeli przy omawianych projektach wynikają dzisiaj między innymi z:

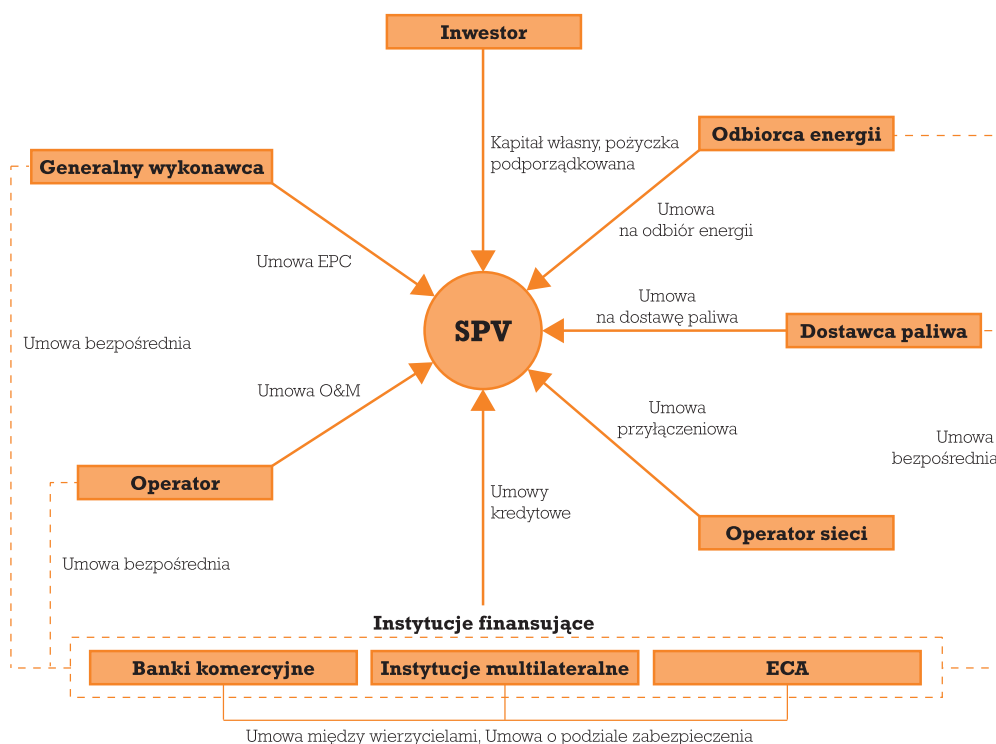
- niepewności co do kosztów związanych z emisją CO₂;
- braku decyzji na temat wprowadzenia obligatoryjnych rozwiązań zmniejszających emisyjność instalacji węglowych (np. bardzo dziś kosztownej technologii CCS – wychwytywania i składowania CO₂), co poprawiłoby opłacalność projektów gazowych v. projekty węglowe;
- zmieniających się regulacji prawnych w obszarze energetyki i gazownictwa, ze szczególnym uwzględnieniem zmian w systemie wsparcia;
- niepewności co do działań regulatora (URE), zwiększającej w efekcie nieprzewidywalność cen gazu;
- trudności w określeniu przyszłej ceny gazu ziemnego, ze szczególnym uwzględnieniem relacji ceny gazu do konkurencyjnego węgla kamiennego i brunatnego oraz dodatkowo przyszłej ceny energii elektrycznej;
- ryzyka związanego z koniecznością podpisania długoterminowych kontraktów na dostawę gazu przy obowiązujących na rynku krótkoterminowych kontraktach na sprzedaż energii elektrycznej.

Polskie banki są przygotowane do finansowania projektów w strukturze „project finance”. Nie brakuje też na rynku kompetentnych firm doradczych. Formuła ta jest zresztą często wykorzystywana w takich sektorach jak nieruchomości czy też przy projektach infrastrukturalnych.

W praktyce często występuje łączenie obu opisanych form finansowania, co owocuje tworzeniem różnych form pośrednich uzależnionych od sytuacji i potrzeb danego kredytobiorcy. Zależy to również od skali prowadzonej inwestycji w odniesieniu do obecnej działalności. W przypadku projektów energetycznych nowe moce produkcyjne często zastępują istniejącą infrastrukturę i w konsekwencji przepływy finansowe generowane przez dotychczasową działalność stopniowo wygasają. Trudno w takiej sytuacji bazować na dotychczasowej kondycji finansowej danego podmiotu. Alternatywnym rozwiązaniem może być dodanie do struktury finansowania elementów typowych dla „project finance”.

Okresy kredytowania przy finansowaniu projektowym wynoszą przeważnie od 8 do 15 lat, przy czym spłata finansowania jest zasadniczo dopasowywana do przepływów generowanych przez projekt.

Przykładowa struktura projektu realizowanego w formule „project finance” w sektorze wytwarzania energii elektrycznej



6.3. Ograniczenia w dostępie do finansowania bankowego

Najważniejszy przepis prawny dotyczący limitowania koncentracji kredytów znajduje się w art. 71 ustawy – Prawo bankowe. Zgodnie z pkt 1 tego artykułu suma wierzytelności banku w stosunku do jednego podmiotu lub podmiotów powiązanych kapitałowo i organizacyjnie ponoszących wspólne ryzyko gospodarcze nie może przekroczyć 25% funduszy własnych banku. Chodzi tutaj o sumę udzielonych kredytów, pożyczek pieniężnych, nabytych przez bank obligacji i papierów wartościowych tego podmiotu innych niż akcje oraz udzielonych poręczeń i gwarancji, czyli o sumę transakcji, które mogą być dla banku źródłem potencjalnych strat. Szczegółowe wytyczne przygotowała w tym zakresie Komisja Nadzoru Finansowego (KNF), która też sprawuje nadzór nad sektorem bankowym.

Innym ograniczeniem dla całego sektora bankowego są zasady adekwatności kapitałowej wynikające z Nowej Umowy Kapitałowej, zwanej Bazylea II, usankcjonowanej prawnie we wszystkich państwach Unii Europejskiej poprzez dwie dyrektywy: Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady nr 48/2006 oraz Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady nr 49/2006. Celem wprowadzonych regulacji jest zwiększenie bezpieczeństwa prowadzonej działalności, a jednym z elementów kontroli jest współczynnik wypłacalności, liczony jako stosunek funduszy własnych netto (pomniejszonych o pewne elementy) do aktywów ważonych ryzykiem (tych składników, które wiążą się z określonym w procentach przez władze nadzorcze systemu bankowego ryzykiem, wynikającym z możliwej utraty zaangażowanych środków, np. kredytów). Zgodnie z ustawą – Prawo bankowe poziom tego wskaźnika nie może być niższy niż 8%. W przypadku polskiego sektora bankowego współczynnik wypłacalności na koniec 2011 roku wyniósł 13,13% i jest to poziom istotnie wyższy od określonego poziomu minimalnego, co świadczy o dobrej kondycji finansowej polskich banków i ich odporności na turbulencje światowej gospodarki. Sytuacja mogłaby ulec zmianie w razie istotnego pogorszenia koniunktury gospodarczej w Polsce i wzrostu poziomu kredytów zagrożonych.

Aktualnie trwa procedura legislacyjna dla nowych przepisów ostrożnościowych dla instytucji kredytowych (Bazylea III). Nowa dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady ma na celu poprawę bezpieczeństwa sektora finansowego w Unii Europejskiej. Kluczowym elementem nowej regulacji jest poprawa wskaźników kapitałowych i płynnościowych. Nowe wymogi będą wprowadzane stopniowo do stycznia 2019 roku. Sza-

cuje się, że aby wypełnić wymogi Bazylei III, podmioty nadzorowane w UE będą zmuszone do podwyższenia funduszy własnych o kwotę 460 mld EUR. Wprowadzenie buforów kapitałowych zwiększy koszty kredytu i może mieć negatywny wpływ na dostępność kredytów, a w konsekwencji na wzrost gospodarczy. Zgodnie z analizą przeprowadzoną przez PwC na zlecenie Związku Banków Polskich odnośnie do wpływu Bazylei III na polski sektor bankowy największym wyzwaniem dla banków w Polsce będą nowe wskaźniki płynności, a w szczególności płynności długoterminowej. Analizie poddane zostały banki, które zarządzają 60% aktywów sektora bankowego, i w tej grupie 17 banków nie spełnia minimalnego progu wskaźnika stabilnego finansowania (Net Stable Funding Ratio). Szacuje się, że niedobór stabilnego finansowania wynosi w tych bankach 41,2 mld PLN. Zgodnie z wytycznymi banki mają czas na dostosowanie się do wymogów do końca 2017 roku. Będzie to wiązało się z koniecznością pozyskania długoterminowego finansowania, np. w formie obligacji. Dostępność do zewnętrznych źródeł długoterminowego finansowania oraz koszt takiego finansowania będą przekładały się na dostępność kredytów oraz ich cenę.

Banki kontrolują również ryzyko wynikające z zaangażowań wobec podmiotów z tej samej branży, tego samego sektora gospodarczego, prowadzących tę samą działalność lub prowadzących obrót podobnymi towarami. Stosowanie się do tych zasad wymaga analizy każdego kredytobiorcy według różnych kryteriów i przypisywania ich do różnych grup zaangażowania. Ryzyko koncentracji ogranicza się poprzez dywersyfikację, którą można mierzyć i obliczać z określonym prawdopodobieństwem jej wpływu na potencjalną wielkość strat finansowych w portfelu kredytowym.

6.4. Rynek papierów dłużnych

Najczęściej wykorzystywanymi przez polskie przedsiębiorstwa instrumentami dłużnymi są obligacje zwykłe emitowane w oparciu o ustawę o obligacjach z dnia 29 czerwca 1995 r. O wyborze tego instrumentu przez podmioty korporacyjne decyduje jego silne umocowanie w regulacjach prawnych. Emitent obligacji (zaciągający zobowiązanie) stwierdza, że jest dłużnikiem obligatariusza (posiadacza obligacji) i zobowiązuje się wobec niego do spełnienia określonego świadczenia pieniężnego lub niepieniężnego. Zasady emisji, zbywania, nabywania i realizacji świadczeń,

regulujące obowiązki emitenta oraz prawa inwestorów są określone w warunkach emisji obligacji.

Instrumenty dłużne mogą służyć do finansowania zarówno wydatków bieżących, jak i wydatków inwestycyjnych emitenta. Terminy zapadalności obligacji są dostosowywane do bieżących potrzeb emitenta, przy czym najdłuższe (spośród aktualnie obowiązujących w obrocie) wynoszą ponad 10 lat. Najczęściej jednak są to okresy 3–5 lat.

Obligacje korporacyjne oferowane na polskim rynku są przeważnie niezabezpieczone. W przeciwieństwie do finansowania bankowego, katalog klauzul umownych o charakterze kredytowym jest tu bardzo ograniczony. Daje to emitentowi większą elastyczność w prowadzeniu działalności bieżącej i inwestycyjnej.

W przypadku emisji obligacji oferowanych inwestorom rynkowym sprzedaż instrumentów dłużnych prowadzona jest na zasadzie dołożenia należytej staranności przez oferującego. W związku z powyższym powodzenie emisji zależy bezpośrednio od popytu, który z kolei uzależniony jest od pozycji rynkowej emitenta, jego sytuacji ekonomiczno-finansowej i oferowanej rentowności obligacji. Wśród czynników, które mają wpływ na koszt pozyskania środków na rynku kapitałowym, należy więc wymienić ocenę ryzyka kredytowego emitenta, termin zapadalności oraz bieżącą sytuację rynkową (w tym podaż, rentowność papierów Skarbu Państwa oraz innych papierów korporacyjnych).

Emisja obligacji stanowi atrakcyjne źródło pozyskania kapitału przede wszystkim dla podmiotów posiadających silną i stabilną pozycję rynkową, wysoką wiarygodność kredytową oraz dobre perspektywy rozwoju. Pełnię korzyści z tego sposobu finansowania osiąga się przy odpowiedniej skali emisji. W celu zagwarantowania sukcesu emisji bank może zobowiązać się do objęcia części lub całości emisji na warunkach uprzednio uzgodnionych z emitentem (tzw. gwarancja objęcia lub underwriting).

Dodatkowymi korzyściami emisji obligacji są:

- poszerzenie i zdywersyfikowanie grupy wierzycieli (pozyskanie finansowania spoza sektora bankowego);
- dostęp do rynku kapitałowego – prestiż dla emitenta wynikający z obecności na tym rynku;
- ograniczone wymogi informacyjne, szczególnie w przypadku emisji niepublicznych;
- zwolnienie usług z zakresu emisji obligacji z rygorów ustawy – Prawo zamówień publicznych.

Struktura zadłużenia przedsiębiorstw pokazuje, że przedsiębiorstwa pozyskują obecnie jedynie ok. 15% swego zadłużenia w drodze emisji papierów dłużnych. Głównym źródłem finansowania podmiotów gospodarczych pozostają kredyty bankowe. Według stanu na koniec lutego 2012 roku łączna wartość polskiego rynku nieskarbowych instrumentów dłużnych (na który składają się emisje przedsiębiorstw, jednostek samorządu terytorialnego oraz banków) wynosiła 103 mld PLN⁹. Z kwoty tej 26,6% (tj. 27,3 mld PLN) przypadało na obligacje przedsiębiorstw z terminem wykupu powyżej jednego roku.

Polscy emitenci finansują się głównie poprzez emisję obligacji na rynku lokalnym. Obecnie jedynie nieliczne podmioty decydują się na przeprowadzanie emisji na rynku euroobligacji, głównie ze względu na oczekiwaną skalę takiej emisji. W celu osiągnięcia pozytywnego efektu ekonomicznego wartość emisji na eurorynku powinna bowiem wynosić co najmniej 200 mln EUR (najczęściej wynosi 500 mln EUR), a emisja powinna posiadać rating inwestycyjny nadany przez co najmniej jedną z trzech czołowych agencji (tj. Moody's, S&P lub Fitch). W przypadku gorszego ratingu koszt finansowania jest istotnie wyższy. Na korzyść euroobligacji przemawiają natomiast dłuższe terminy zapadalności możliwe do uzyskania na eurorynku, dochodzące do 10 lat w przypadku emitentów z sektora energetycznego i gazowego. Należy tutaj dodatkowo uwzględnić ryzyko walutowe wynikające z niedopasowania waluty zobowiązania oraz waluty, w której realizowane są przychody emitenta. Ryzyko to może być jednak wyeliminowane za pomocą odpowiednich instrumentów rynkowych.

Spółki z polskiego sektora energetycznego i gazowego od kilku lat wykorzystują emisje obligacji w celu finansowania zewnętrznego swoich potrzeb oraz realokacji środków w ramach grupy kapitałowej. Aktualnie grono emitentów obligacji obejmuje Grupę PGE, Grupę Tauron, Grupę Energa oraz Grupę PGNiG. Każda z tych grup posiada wielomiliardowe programy emisji obligacji. W tym miejscu warto również ponownie wspomnieć o emisji pięcioletnich euroobligacji przez PGNiG na kwotę 500 mln EUR, która została zamknięta z sukcesem w lutym br. Programy obligacji mogą stanowić uzupełnienie finansowania udzielonego przez banki. W przypadku wzrostu zadłużenia kredytowego bardzo dużych podmiotów, z przyczyn wspomnianych w dziale 6.3, banki mogą mieć trudności z dalszym zwiększaniem swojego udziału w finansowaniu. W tej sytuacji rozwiązaniem może być dywersyfikacja źródeł finansowania.

⁹ Włącznie z obligacjami infrastrukturalnymi Krajowego Funduszu Drogowego.

6.5. Inne źródła finansowania

Banki komercyjne i obligatariusze mogą być źródłem finansowania bardzo dużych projektów infrastrukturalnych, ale tylko do pewnego stopnia. Są bowiem ograniczone zarówno prawnie, jak i wewnętrznie co do ryzyka jednego projektu. W takim przypadku przedsiębiorstwa mogą również pozyskać finansowanie od międzynarodowych instytucji finansowych, takich jak Europejski Banki Inwestycyjny (EBI), Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju (EBOiR) czy też Nordic Investment Bank (NIB).

Wsparcie finansowe oferowane przez EBOiR, EBI i NIB – oprócz niższego kosztu – cechuje zwykle również to, że jest udzielane na okres dłuższy od tego, który oferują banki komercyjne. Udział tych instytucji w finansowaniu wydłuża więc średni okres finansowania inwestycji, nie podnosząc znacząco kosztów związanych z takim wydłużeniem. Instytucje te mogą ponadto zaakceptować większe ryzyko kredytowe niż banki komercyjne, ale ich zaangażowanie ogranicza się do finansowania projektów zgodnych z polityką, jaką prowadzą.

- EBI prowadzi działalność głównie w Unii Europejskiej. Poza tym w ograniczonym stopniu angażuje się w projekty zlokalizowane w innych regionach świata. Zgodnie z informacjami zamieszczonymi na stronie internetowej, w 2011 r. EBI podpisał umowy na finansowanie o łącznej wartości 61 mld EUR, w tym 10,6 mld EUR w branży energetycznej, co stanowi 17,3% wszystkich udzielonych kredytów. EBI posiada obecnie 241 zaaprobowanych projektów (w tym 43 w branży energetycznej i z tego 3 w Polsce), których finansowanie przewidziane jest w najbliższych latach. Kolejne 260 projektów (w tym 43 energetyczne, z czego 2 są zlokalizowane w Polsce) podlega aktualnie ocenie, w tym: budowa sieci dystrybucyjnej w północno-zachodniej Polsce w latach 2012-2015 realizowana przez spółkę zależną od ENEA SA (wartość inwestycji to 3,2 mld PLN, przy czym planowane finansowanie ze strony EBI wyniesie ok. 950 mln PLN) oraz modernizacja i rozbudowa sieci energetycznej w południowej Polsce przez Tauron Polska Energia SA (wartość inwestycji to 1,8 mld PLN przy finansowaniu ze strony EBI na poziomie 900 mln PLN).

W grudniu 2011 EBI podpisał umowę ze spółką Polskie LNG SA na finansowanie budowy gazoportu w kwocie do 150 mln EUR, natomiast w lutym 2012 EBI zaakceptował wnioski na finansowanie budowy elektrowni w Stalowej Woli w kwocie 162 mln EUR.

- EBOiR prowadzi działalność w 29 krajach z Europy Środkowej i Wschodniej, na Bałkanach oraz w Azji. Sektor energetyczny jest jednym z priorytetowych dla EBOiR w regionie środkowej i wschodniej Europy. Szczególny nacisk bank kładzie na finansowanie projektów mających pozytywny wpływ na środowisko i na efektywność energetyczną, takich jak np. energia ze źródeł odnawialnych, dystrybucja gazu i energii elektrycznej, poprawa wydajności w produkcji energii oraz budowa połączeń transgranicznych. Do tej pory EBOiR wsparł w Polsce projekty łączną kwotą 5,5 mld EUR, przy czym wartość inwestycji (udzielone kredyty i inwestycje kapitałowe) w 2011 wyniosła 900 mln EUR i jest to najwyższy poziom w historii EBOiR. W 2012 r. EBOiR planuje wartość inwestycji w Polsce na poziomie 500–600 mln EUR. Jednym z projektów, który ubiega się o finansowanie EBOiR, jest gazoport budowany przez Polskie LNG SA.
- NIB inwestuje w krajach Unii Europejskiej, a także na rynkach wschodzących. W 2011 r. NIB podpisał 47 umów kredytowych na łączną kwotę 2,6 mld EUR. Aż 90% tych środków zostało przeznaczone na wspieranie konkurencyjności i ochrony środowiska. W 2010 r. NIB udzielił spółce Energa SA kredytu na kwotę 200 mln PLN na okres 12 lat na finansowanie modernizacji i rozbudowy sieci dystrybucyjnej.

Innym źródłem finansowania są agencje kredytów eksportowych, które wspierają eksport własnych krajów poprzez udzielanie ubezpieczeń i pożyczek podmiotom zagranicznym nabywającym produkty wytworzone w tych krajach. Jedną z tego rodzaju instytucji jest Korporacja Ubezpieczeń Kredytów Eksportowych SA, oferująca ubezpieczenia eksportowe. I odwrotnie – polskie przedsiębiorstwo może uzyskać wsparcie i otrzymać kredyt od tego typu agencji, jeżeli sprowadza urządzenia z kraju nienależącego do Unii Europejskiej (istnienie wspólnego rynku UE eliminuje kwestię eksportu pomiędzy jej krajami członkowskimi), w którym działa agencja kredytów eksportowych (np. z Korei Południowej, gdzie funkcjonuje Korea Eximbank). Agencje kredytów eksportowych są zwykle w stanie zaakceptować wyższe ryzyko niż banki komercyjne, zwiększając tym samym ogólny wolumen dostępnego dla przedsiębiorstw finansowania dłużnego.

Za najkorzystniejsze źródło finansowania (pod względem kosztowym) uznaje się środki pomocowe z funduszy unijnych. Środki takie mogą być przeznaczone na inwestycje w źródła odnawialne, jak również na inwestycje poprawiające efektywność wytwarzania oraz efektywność przesyłu i dystrybucji energii oraz nośników energii. Należy

jednak zaznaczyć, że pula środków unijnych dostępnych dla przedsiębiorstw energetycznych przewidziana na lata 2007–2013 jest już prawie wyczerpana. Ponadto – środki pomocowe z reguły nie pokrywają 100% kosztów inwestycji. Beneficjenci muszą pokryć część kosztów z innych źródeł, np. z kredytów.

6.6. Wnioski

W zależności od sytuacji finansowej oraz potrzeb inwestora możliwe jest wykorzystanie różnych wariantów zewnętrznego finansowania. Każda z wymienionych form finansowania ma swoje wady i zalety. Finansowanie bilansowe jest najbardziej elastyczne, jednak charakteryzuje się relatywnie krótkim okresem. W przypadku finansowania „project finance” okres finansowania może być dłuższy, ale dużo bardziej restrykcyjne są ograniczenia po stronie kredytobiorcy. W praktyce często stosuje się rozwiązania pośrednie. W przypadku obligacji warunki finansowania zależą od zainteresowania potencjalnych inwestorów i od aktualnej sytuacji rynkowej, jednak przeważnie struktura finansowania jest mniej restrykcyjna niż w przypadku kredytu bankowego. Kredyty udzielane przez EBOiR, EBI i NIB są atrakcyjne pod względem cenowym oraz z punktu widzenia okresu kredytowania, ale finansowanie jest możliwe jedynie wtedy, gdy projekt mieści się w obszarze zainteresowania kredytodawcy. W przypadku największych podmiotów w sektorze elektroenergetycznym i gazowym widoczna jest tendencja do łączenia różnych form, co ma na celu dywersyfikację źródeł finansowania. Aktualnie podmioty te nie są nadmiernie zadłużone, a ryzyko ich działalności jest postrzegane jako niewielkie, w związku z czym instytucje finansowe są zainteresowane ich dalszym finansowaniem.



7. Podsumowanie

Obecne trendy rynkowe wskazują na istotną rolę, jaką w najbliższych dekadach może odegrać gaz jako paliwo dla krajowej elektroenergetyki. W planach inwestorów zaznacza się wyraźna chęć dywersyfikacji portfela wytwórczego, co przekłada się na wzrost zainteresowania inwestycjami w nowe elektrownie i elektrociepłownie wykorzystujące gaz. Rosnące zainteresowanie budową mocy gazowych wykazują zarówno grupy energetyczne (PGE, Tauron, Energa), jak i gracze spoza branży elektroenergetycznej (PKN Orlen, PGNiG, KGHM).

Wykorzystanie gazu jako paliwa dla elektroenergetyki będzie jednak silnie uwarunkowane przyszłą ceną gazu oraz – w równie dużym stopniu – ceną uprawnień do emisji CO₂. Poziom konkurencyjności jednostek gazowych w stosunku do źródeł węglowych (w szczególności do aktualnie budowanych nowoczesnych bloków) będzie determinowany relacją jednostkowego kosztu gazu do kosztu węgla oraz ceną zakupu uprawnień do emisji CO₂. Przyszłość elektroenergetyki opartej na gazie w polskich warunkach jest jednak uwarunkowana dostępnością paliwa, a w szczególności osiągnięciem takiej dywersyfikacji dostaw, która zapewni krajowi odpowiedni poziom bezpieczeństwa przy spełnieniu akceptowalnych parametrów ekonomicznych.

Duża niepewność co do cen uprawnień do emisji CO₂ w trzeciej fazie EU ETS, w połączeniu z niepewnością co do cen gazu, sprawia, że inwestycje w elektrownie wykorzystujące gaz ziemny na dzień dzisiejszy wydają się przed-

sięwzięciem obciążonym wysokim ryzykiem. W związku z tym, jeżeli istnieje taka możliwość, warto poczekać z podjęciem ostatecznej decyzji w kwestii budowy takiego źródła do momentu, gdy wyklaruje się sytuacja na rynku uprawnień do emisji CO₂ oraz na rynku gazu w Polsce.

W przeciwieństwie do elektrowni gazowych, elektrociepłownie opalane gazem już dzisiaj wydają się bezpieczną inwestycją, dzięki ich wyższej sprawności oraz konieczności wspierania rozwoju kogeneracji przez państwa Unii Europejskiej.

Wskazane ryzyka mają również duży wpływ na podejście banków do finansowania tego typu projektów inwestycyjnych. Brak jasności w kwestii ceny uprawnień do emisji CO₂, ceny gazu czy też zasad wsparcia dla elektrociepłowni po 2015 r. uniemożliwia finansowanie projektowe bez wsparcia silnych sponsorów projektu. Powoduje to, że większość podmiotów zainteresowanych inwestycjami w sektorze energetycznym korzysta z finansowania bilansowego. Uwzględniając ogromną skalę inwestycji planowanych w sektorze energetycznym i gazowym oraz niepewność związaną z obawą przed konsekwencjami, jakie dla finansowania długoterminowego będzie miało wprowadzenie zasad Bazylei III, zasadne będzie dywersyfikowanie źródeł finansowania.

Kontakt

Piotr Łuba
Partner, Dział Doradztwa Biznesowego
PwC
Tel.: +48 22 523 4662
e-mail: piotr.luba@pl.pwc.com

Przemysław Staranowicz
Dyrektor Zarządzający Sektorem
ING Bank Śląski
Tel.: +48 22 820 4295
e-mail: przemyslaw.staranowicz@ingbank.pl

Kazimierz Rajczyk
Dyrektor Zarządzający Sektorem
ING Bank Śląski
Tel.: +48 22 820 4229
e-mail: kazimierz.rajczyk@ingbank.pl

Joanna Erdman
Dyrektor Banku
ING Bank Śląski
Tel.: +48 22 820 4232
e-mail: joanna.erdman@ingbank.pl

Paweł Serocki
Dyrektor Departamentu
Klientów Strategicznych
ING Bank Śląski
Tel.: +48 22 820 4514
e-mail: pawel.serocki@ingbank.pl

Niniejsza publikacja została przygotowana przez firmy PwC Polska Sp. z o.o. z siedzibą przy al. Armii Ludowej 14 w Warszawie oraz ING Bank Śląski S.A. z siedzibą przy ul. Sokolskiej 34 w Katowicach, utworzony na podstawie rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 11 kwietnia 1988 r. w sprawie utworzenia Banku Śląskiego w Katowicach (Dz.U. z 1998 r. nr 21, poz. 141).

PwC Polska Sp. z o.o. oraz ING Bank Śląski S.A. dołożyły należytej staranności w celu zapewnienia, że zawarte informacje nie były błędne lub nieprawdziwe w dniu ich publikacji, jednak PwC Polska Sp. z o.o. oraz ING Bank Śląski S.A. i ich pracownicy nie ponoszą odpowiedzialności za ich prawdziwość i kompletność, jak również za wszelkie szkody powstałe w wyniku wykorzystania niniejszej publikacji lub zawartych w niej informacji. Niniejsza publikacja została przygotowana wyłącznie w celach informacyjnych i nie stanowi rekomendacji inwestycyjnej ani oferty dotyczącej zakupu bądź sprzedaży jakiegokolwiek instrumentu finansowego w rozumieniu odpowiednich przepisów kodeksu cywilnego, ustawy z dnia 29 lipca 2005 roku o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych (Dz.U. z 2005 r. nr 184, poz. 1539) lub ustawy z dnia 29 lipca 2005 roku o obrocie instrumentami finansowymi (Dz.U. z 2005 r. nr 183, poz. 1538).

ING Bank Śląski S.A. i PwC Polska Sp. z o.o. w szczególności poprzez informacje zawarte w niniejszej publikacji nie świadczą doradztwa w związku z jakimkolwiek transakcjami zawieranymi przez odbiorcę raportu ani nie udzielają jakichkolwiek porad inwestycyjnych lub rekomendacji co do zawarcia takich transakcji. Odbiorca raportu, zawierając jakąkolwiek transakcję, działa na własny rachunek oraz na własne ryzyko, podejmując niezależne, autonomiczne decyzje dotyczące zawierania transakcji oraz dotyczące tego, czy dana transakcja jest dla odbiorcy raportu odpowiednia lub właściwa, w oparciu o własny osąd lub na podstawie niezależnej profesjonalnej porady.
