

Prof. Dr hab. inż. Maciej Kaliski

Departament Ropy i Gazu, Ministerstwo Gospodarki i Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH,
Kraków

Mgr Marcin Krupa

Instytut Studiów Energetycznych Sp. z o.o.

Mgr inż. Andrzej Sikora

Instytut Studiów Energetycznych Sp. z o

Ograniczenia i bariery polskiego rynku oraz infrastruktury gazowej w kontekście możliwego rozwoju wydobycia gazu łupkowego w Polsce.

Słowa kluczowe:

Gaz łupkowy, infrastruktura przesyłowa, wydobycie, przesył, paliwa stałe, gaz ziemny, rynek gazu, monetyzacja gazu, Gaz SYSTEM, operator.

Streszczenie

Brak odpowiedniej podaży gazu na rynku polskim przekłada się na zwiększone ryzyko przerwania dostaw w przypadku zawirowań związanych z importem gazu z Rosji. Taka sytuacja wciąż skutecznie odstrasza większość potencjalnych konsumentów tego surowca, zwłaszcza w najbardziej newralgicznych obszarach energetyki i przetwórstwa przemysłowego. Autorzy wychodząc z przeprowadzonych analiz potencjału wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny w poszczególnych obszarach polskiej gospodarki oraz segmencie gospodarstw domowych wskazują iż możliwy wzrost podaży gazu ziemnego pochodzącego z krajowej produkcji – w tym przede wszystkim ze złóż niekonwencjonalnych napotka na podstawowe bariery i ograniczenia wynikające z braku właściwej infrastruktury przesyłowej oraz magazynowej, która nie jest przygotowana na zmianę kierunków przesyłu czy np. konieczny eksport gazu. Artykuł wskazuje na luki w przepustowości podstawowych części systemu przesyłowego w Polsce. Na podstawie dostępnych danych przygotowano i omówiono bariery dla mocy przesyłowych dla głównych magistrali przesyłowych wewnątrz kraju z uwzględnieniem planowanych, nowych inwestycji, w szczególności dla obszarów gdzie przewiduje się zwiększone wydobycie gazu łupkowego w Polsce.

Od praktycznie dwóch lat obserwujemy ogromne zainteresowanie jakie towarzyszy potencjalnym zasobom gazu ze źródeł niekonwencjonalnych w Polsce. Wydano ponad 70 koncesji na poszukiwania złóż gazu ziemnego niekonwencjonalnego, a lista koncesjonariuszy publikowana na stronach internetowych Ministerstwa Środowiska stale się wydłuża. Najbardziej perspektywiczne złoża łupków dolnego paleozoiku od Zatoki Gdańskiej poprzez Kujawy, Mazowsze, aż do Wyżyny Lubelskiej zostały praktycznie zajęte przez największych światowych potentatów by wymienić tylko: ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips.

Podawane oficjalnie, ciągle jednak szacunki mówią o wydobywanych zasobach gazu z łupków na poziomie od 1,4 bln m³ (Wood MacKenzie¹) do 3 bln m³ (Advanced Resources Int.²). Obecnie wydobywane zasoby gazu ze złóż konwencjonalnych wynoszą około 140 mld m³ (dane Państwowego Instytutu Geologicznego³), zaś wydobycie wynosi nieco ponad 4 mld m³ rocznie, co daje jeden z najwyższych w krajach europejskich współczynnik zasobów do wydobycia (R/P) równy około 34,6. Przyjmując ów współczynnik do wyliczenia potencjalnego wydobycia z wcześniejszych podawanych szacunków zasobów gazu niekonwencjonalnego⁴ uzyskujemy gigantyczne, jak na skalę Polski, wolumeny: od 40,5 mld m³ (dolna granica przedziału) do 86,8 mld m³ (górną granicę oszacowania) gazu ziemnego rocznie. A mając na uwadze specyfikę profilu wydobycia gazu z łupków, z ogromnym wzrostem produktywności danego złoża w pierwszych okresach i późniejszym silnym spadkiem oraz słabe wykorzystanie własnych zasobów przez polskie koncerny wydobywcze (głównie PGNiG) odzwierciedlone w bardzo wysokim współczynniku R/P, możemy się spodziewać wydobycia nawet na poziomie 100 mld m³ gazu na rok – i to w perspektywie najbliższych 10 – 15 lat. W artykule „Potencjał polskiego rynku elektroenergetyki jako możliwy kierunek monetyzacji polskiego gazu łupkowego” autorzy szczegółowo wyliczyli możliwości akumulacji i wzrostu spożycia gazu ziemnego przez polskich konsumentów instytucjonalnych i gospodarstwa domowe.

W czasie licznych warsztatów, spotkań i sympozjów zdefiniowane zostały podstawowe potencjalne bariery dla poszukiwań polskiego gazu niekonwencjonalnego. Są to między innymi:

- Występowanie zasobów obok obszarów „Natura 2000”, także silne organizacje ekologiczne oraz zmiany i niejednorodność przepisów związanych z ochroną środowiska (eksploatacji towarzyszy zwiększony hałas, natężenie ruchu dużych jednostek drogowych oraz głównym problemem może być brak wody)
- Silne zaludnienie obszarów eksploatacyjnych
- Protekcyjność krajowego rynku firm serwisowych (zwłaszcza wiertniczych)
- Utrudnienia dla wejścia zagranicznych firm wiertniczych (np. polskie/unijne uprawnienia dla operatorów urzędów wiertniczych)
- Trudne i długie procedury sprowadzania sprzętu wiertniczego spoza Unii Europejskiej
- Przetargi (czas/cena) na wykonanie wierceń

¹ Por. Wood MacKenzie Unconventional Gas Service Analysis „Poland/Silurian Shales”, sierpień 2009

² Por. Vello A. Kuuskraa, Scott H. Stevens „Worldwide Gas Shales and Unconventional Gas: A Status Report, grudzień 2009

³ Por. Jerzy Nawrocki „Bilans zasobów gazu ziemnego w Polsce”, styczeń 2010

⁴ Pod pojęciem gazu ze źródeł niekonwencjonalnych należy rozumieć gaz ze źródeł o znacznie trudniejszym i kosztowniejszym wydobyciu niż w przypadku konwencjonalnych złóż, przede wszystkim gaz z łupków ilasto-mułowcowych (shale gas), gaz zamknięty (tight gas) oraz gaz z pokładów węgla (coalbed methane). W Polsce zdecydowanie największy potencjał łączy się z pierwszą kategorią – czyli łupkami ilastymi i/lub mułowcowymi, i na tych zasobach koncentruje się niniejsza analiza. Zidentyfikowane problemy i bariery odnoszą się jednakże również do pozostałych rodzajów niekonwencjonalnego gazu.

- Brak liberalizacji rynku i niepewność co do ceny gazu wynikająca z niedostatecznej liberalizacji krajowego rynku gazu (cena krajowa z wydobycia?!)
- Niejasne (trudne) przepisy dotyczące prawa do informacji geologicznej oraz często wysoka cena informacji geologicznej
- Brak zachęt podatkowych i finansowych
- Brak polskiej myśli technicznej (konieczność zakupu technologii)
- Brak konkurencji na rynku firm serwisowych
- Przerwa pokoleniowa wśród wiertników polskich (brak specjalistów w kraju)
- **Polityka energetyczna PEP2030, która nie forsuje gazu jako źródła energii.**

Jedną z podstawowych bolączek wydaje się być brak wystarczającej sieci przesyłowej dla mogących się pojawić dodatkowych wolumenów gazu tym bardziej, że rozwój energetyki opartej o gaz ziemny napotyka na dość istotne przeszkody. Po pierwsze decyzje odnośnie konfiguracji przyszłych elektrowni gazowych powinny zapadać już dzisiaj, albo w najbliższej przyszłości, na bazie dostępnych obecnie danych i udokumentowanych źródeł energii pierwotnej. Gaz z łupków ilastych w Polsce to, póki co, wciąż hipoteza, oparta na dość mocnych przesłankach, ale tylko hipoteza, a nie potwierdzony i rzetelnie udokumentowany zasób. Pozostałe źródła gazu w Polsce, czyli wydobycie ze źródeł konwencjonalnych oraz import nie dają wystarczającego komfortu zabezpieczenia podaży dla inwestycji w nowe moce wytwórcze w energetyce. Drugim czynnikiem niepewności są relacje cenowe pomiędzy poszczególnymi paliwami i poziom przyszłych kosztów emisji CO₂. W zależności od tego czy polityka UE wobec zmian klimatycznych będzie kontynuowana czy też ulegnie „złagodzeniu”, gaz ziemny zarówno konwencjonalny jak i niekonwencjonalny będzie, albo bardzo konkurencyjnym źródłem energii wobec alternatywnych paliw, zwłaszcza węgla, albo wciąż bardzo drogim i mało efektywnym ekonomicznie surowcem.

Specjalną kategorią popytu na gaz ziemny w obszarze przetwórstwa przemysłowego jest jego konsumpcja na potrzeby pozaenergetyczne, głównie jako źródła wodoru do procesów chemicznych i petrochemicznych. W Polsce głównym konsumentem gazu ziemnego jako surowca wsadowego do produkcji jest przemysł chemiczny, a bardziej precyzyjnie przemysł nawozowy wykorzystujący gaz do wytwarzania amoniaku jako głównego półproduktu do produkcji nawozów azotowych (tabela 1.).

Tabela 1. Wykorzystanie gazu jako surowca do produkcji pozaenergetycznej.

Zużycie w celach nieenergetycznych	jednostka	2007	2008
Całość przemysłu, w tym:	mln m ³	2 305	2 314
Przemysł chemiczny	mln m ³	2 249	2 305
Udział przemysłu chemicznego w całości konsumpcji	%	97,6%	99,6%
Udział produkcji amoniaku (nawozów azotowych) w całości konsumpcji	%	97,2%	95,0%

Źródło: Obliczenia własne na podstawie: opracowania GUS Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2007, 2008; danych Polskiej Izby Przemysłu Chemicznego (Raport roczny 2009) oraz opracowania „Najlepsze Dostępne Techniki (BAT) Wytyczne dla Branży Chemicznej w Polsce - Przemysł Wielkotonażowych Chemikaliów Nieorganicznych, Amoniak, Kwasów i Nawozów Sztucznych” przygotowanego na zlecenie Ministerstwa Środowiska, wrzesień 2005

Wysokie ceny zbóż oraz roślin oleistych w sezonach 2006/2007 oraz 2007/2008 zwiększały presję na wzrost wydajności produkcji rolnej, która przełożyła się na wzrost popytu oraz cen nawozów sztucznych. Jednakże w drugiej połowie 2008 r. nastąpiło załamanie popytu na nawozy, przede wszystkim w wyniku silnego spadku cen upraw polowych. Na ograniczenie wykorzystania nawozów w skali globalnej oddziaływał również kryzys finansowy, który wpłynął negatywnie na dostęp do zewnętrznych źródeł finansowania. Nawozy azotowe najszybciej reagowały na zmianę koniunktury w rolnictwie, ze względu na mniejszą w porównaniu z innymi nawozami koncentrację produkcji na

świecie. Gaz ziemny stanowi główny składnik kosztów produkcji azotu w wytwarzanych na bazie amoniaku nawozach. Gaz ziemny, w zależności od technologii, stanowi ok. 80-90% kosztów produkcji amoniaku (tabela 2.).

Tabela 2. Produkcja amoniaku i nawozów azotowych w Polsce w latach 2006-2009.

	Jednostka	2006	2007	2008	2009
Produkcja amoniaku	tys. Ton	2 434	2 462	2 414	2 002
Maksymalne moce	tys. Ton	2 920	2 920	2 920	2 920
Efektywne moce*	tys. Ton	2 680	2 680	2 680	2 680
Wykorzystanie maksymalnych mocy	%	83%	84%	83%	69%
Wykorzystanie efektywnych mocy	%	91%	92%	90%	75%
Produkcja nawozów azotowych w przeliczeniu na czysty składnik	tys. Ton	1 707	1 818	1 692	1 503
Eksport nawozów azotowych	tys. Ton	536	632	547	B.D.
Udział eksportu nawozów azotowych w produkcji	%	31%	35%	32%	B.D.
Estymowane zużycie gazu ziemnego do produkcji nawozów azotowych (amoniaku)**	mln m ³	2 216	2 241	2 198	1 823

* Efektywne moce wyliczono przyjmując 30 dniowe wylączenie instalacji

** Estymacja przy założeniu średniego zużycia gazu do produkcji amoniaku na poziomie 32,5 GJ na tonę NH₃, uśredniona wartość wyliczona biorąc pod uwagę moce wytwórcze oparte o konwencjonalny reforming i półspalanie (instalacje w Puławach i Kędzierzynie).

Źródło: Obliczenia własne na podstawie: danych GUS „Produkcja ważniejszych wyrobów przemysłowych I-XII 2009”; danych Polskiej Izby Przemysłu Chemicznego (Raport roczny 2009); danych CAAC (Centrum Analityczne Administracji Celnej) za lata 2007-2008; oraz opracowania „Najlepsze Dostępne Techniki (BAT) Wytyczne dla Branży Chemicznej w Polsce - Przemysł Wielkotonazowych Chemikaliów Nieorganicznych, Amoniak, Kwasów i Nawozów Sztucznych” przygotowanego na zlecenie Ministerstwa Środowiska, wrzesień 2005

Załamanie na rynku nawozowym jest już wyraźnie widoczne w danych za rok 2009, gdzie odnotowano aż 21% spadek produkcji amoniaku, co przełożyło się na zmniejszenie zapotrzebowania na gaz ziemny ze strony zakładów azotowych z poziomu około 2,2 mld m³/rok do nieco ponad 1,8 mld m³/rok. Maksymalny pobór na potrzeby instalacji produkcji amoniaku wynosi około 2,66 mld m³ gazu rocznie (7,3 mln m³/dzień), ale biorąc pod uwagę potrzeby remontowe i okresowe przestoje efektywne zapotrzebowanie przy 100% dociążeniu należy szacować na około 2,44 mld m³ rocznie (6,7 mln m³/dzień). Największym konsumentem gazu są Zakłady Azotowe w Puławach S.A. z efektywnym popytem (wraz z zapotrzebowaniem energetycznym) na poziomie około 900 mln m³/rok, następnie Anwil S.A. we Włocławku (500 mln m³/rok), Zakłady Chemiczne w Policach S.A. (500 mln m³/rok), Zakłady Azotowe w Kędzierzynie (400 mln m³/rok) oraz Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach S.A. (150 mln m³/rok).

W przeliczeniu na 1 ha użytków rolnych zużycie nawozów sztucznych (NPK⁵) wyniosło w Polsce w 2008 roku 132,6 kg. Dla porównania w Niemczech był to poziom około 140 kg, Holandii ponad 200 kg, Czechach 115 kg, Francji 120 kg, na Litwie 125 kg, ale w Rumunii tylko niespełna 30 kg⁶. W tej wielkości największy udział – 53,3% mają nawozy azotowe. Potencjał wzrostu na rynku krajowym nie jest zatem zbyt imponujący. Nadmiarowe moce produkcyjne polskich zakładów są częściowo

⁵ NPK – azotowych, fosforowych i potasowych

⁶ Por. Arkadiusz Zalewski „Sytuacja popytowo-podażowa na światowym i krajowym rynku nawozów mineralnych w 2008 roku.” Roczniki Naukowe Stowarzyszenia Ekonomistów Rolnictwa i Agrobiznesu, Tom XI, zeszyt 3

zagospodarowane poprzez eksport sięgający 30% całkowitego wolumenu produkcji. Niestety w ostatnim okresie brak dostosowania cen gazu ziemnego na rynku polskim do cen spotowych na rynkach europejskich spowodował dość istotne pogorszenie konkurencyjności cenowej produktów polskich zakładów azotowych, co uwidaczniają min. dane dotyczące produkcji za rok 2009. W negatywnym scenariuszu zaobserwowany w 2009 roku spadek produkcji nawozów może okazać się trwały, co oznaczałoby utratę popytu na gaz ze strony przemysłu chemicznego szacowaną na około 400 mln m³ rocznie.

O ile nie należy raczej zakładać globalnego wzrostu popytu na gaz ziemny ze strony przemysłu chemicznego w Polsce – scenariusz pozytywny to powrót do poziomu konsumpcji z lat 2006-2008, o tyle potrzeba zmiany lub dywersyfikacji dostawców tego surowca do zakładów azotowych jest coraz częściej podnoszona przez zarządy tych firm, zirytowane faktem, iż główny dostawca – Polskie Górnictwo Naftowe i Gazowe traktuje ich przedsiębiorstwa bardziej jako elementy bilansujące, odcinając lub ograniczając dostawy w przypadku niedoboru surowca w sieci niż jako kluczowych klientów. Ta dość krótkowzroczna polityka gazowego potentata na polskim rynku jest wielką szansą dla nowych podmiotów rozwijających wydobycie gazu ze źródeł niekonwencjonalnych na pozyskanie znakomitych (zrównoważony, stabilny profil odbioru) klientów.

Dotarcie do opisanych powyżej grup klientów jest w większości przypadków możliwe na bazie bezpośrednich umów pomiędzy dostawcą a klientem, stąd pozyskanie ich przez nowe podmioty na rynku gazowym wydaje się relatywnie łatwiejsze. Pozostałe, przedstawione poniżej, grupy konsumentów składają się w większości wypadków z drobnych (w sensie wolumenu zużywanego gazu), rozproszonych jednostek, stąd efektywna sprzedaż gazu tym podmiotom może odbywać się właściwie tylko za pośrednictwem firm dystrybucyjnych.

W tabeli 3 przedstawiamy wielkość zużycia gazu ziemnego oraz alternatywnych paliw przez pozostałe działy gospodarki: rolnictwo, budownictwo, handel, firmy wodociągowe i kanalizacyjne, transport (tylko cele grzewcze), administrację, instytucje użyteczności publicznej (szkoły, szpitale, itp.), małe przedsiębiorstwa produkcyjne i usługowe. Cechą charakterystyczną tej grupy klientów jest niskie jednostkowe zużycie, ale z uwagi na dużą liczbę podmiotów gospodarczych, całkiem pokaźny wolumen zagregowanego popytu. Ważny jest też fakt, iż w strukturze zużycia paliw w tych obszarach dość poczesną rolę odgrywają łatwiejsze do zastąpienia produkty ropopochodne i gaz płynny, dla których łączny ekwiwalent energetyczny w postaci wysokometanowego gazu ziemnego wynosi blisko 1 mld m³ rocznie. Dlatego efektywny potencjał substytucji innych paliw przez gaz ziemny jest, naszym zdaniem, w tym obszarze niewiele mniejszy niż w przemyśle i może wynosić nawet do 30% całkowitej konsumpcji pozostałych paliw, co daje 1,13 – 1,19 mld m³ gazu ziemnego wysokometanowego rocznie.

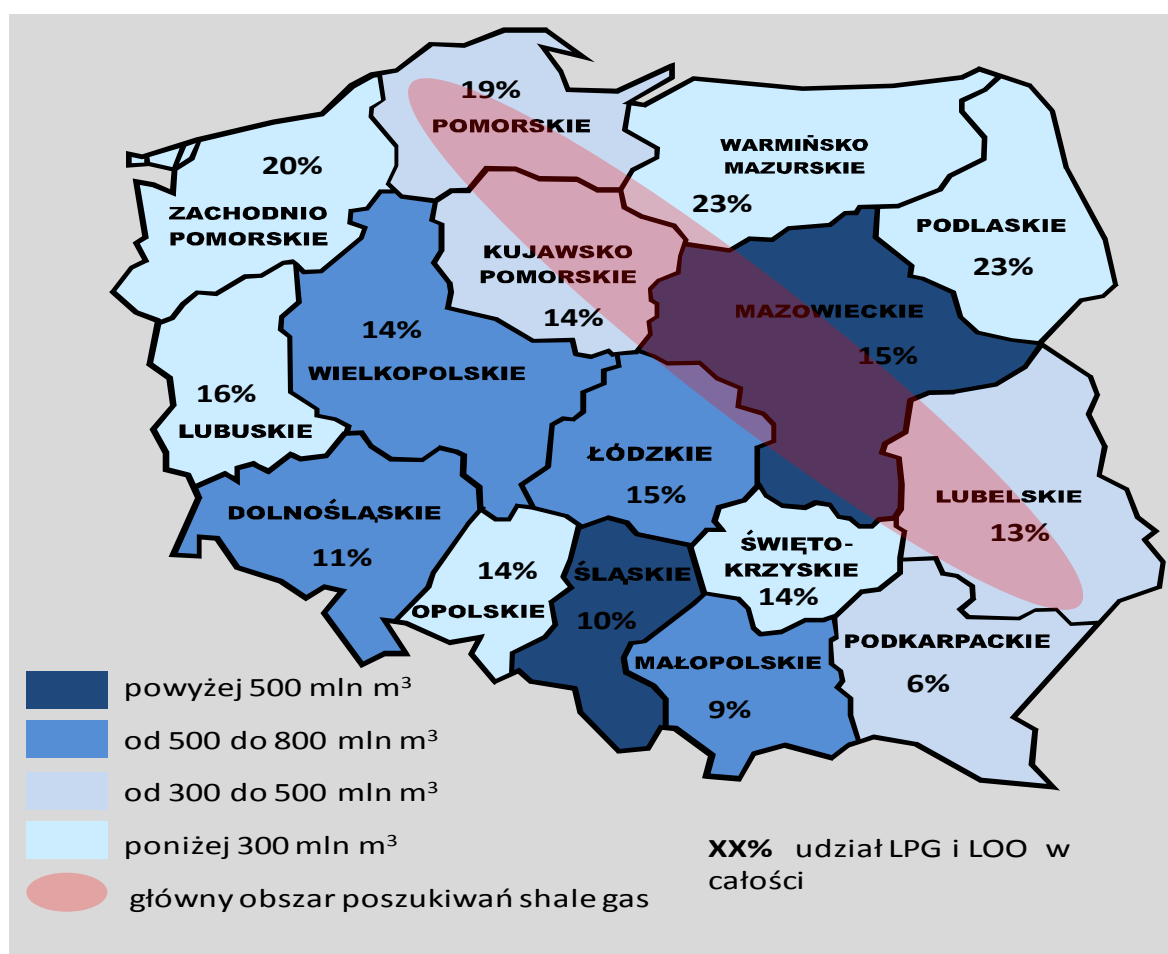
Tabela 3. Konsumpcja paliw i nośników energii w roku 2008 w pozostałych działach gospodarki.

Pozostałe działy	w TJ	w tys. toe	w mln m ³ (dla 36 MJ)	w mln m ³ (dla 37,7 MJ)	Struktura
Gaz ziemny	88 008	2 102	2 445	2 336	38%
Węgiel kamienny, koks, węgiel brunatny	79 679	1 903	2 213	2 115	35%
Produkty ropopochodne i LPG	37 476	895	1 041	995	16%
Torf i drewno	23 946	572	665	635	10%
Biogaz, odpady i biomasa	1 517	36	42	40	1%
RAZEM	230 626	5 508	6 406	6 120	100%

Teoretyczny potencjał wzrostu (zużycie pozostałych paliw i nośników bez gazu ziemnego)	142 618	3 406	3 962	3 785	62%
Teoretyczny potencjał wzrostu przy 30% substytucji pozostałych paliw i nośników	42 785	1 022	1 188	1 135	19%

Źródło: Obliczenia własne na podstawie opracowania GUS *Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2007, 2008*

Ostatnią grupą konsumentów gazu ziemnego, najbardziej rozproszoną, ale o znacznym udziale w łącznym zużyciu tego surowca są gospodarstwa domowe (Por.⁷). Gaz ziemny dostarcza dziś nieco powyżej 19% energii na potrzeby grzewcze dla gospodarstw domowych⁸, dlatego, zdaniem autorów, całkiem realne wydaje się zwiększenie konsumpcji gazu przez sektor gospodarstw domowych nawet o około 3 mld m³/rok w perspektywie najbliższej dekady.



Rys. 1. Wielkość potencjalnej, całkowitej (100%) substytucji węgla kamiennego oraz gazu płynnego i lekkiego oleju opałowego w sektorze gospodarstw domowych w przeliczeniu na mln m³ gazu ziemnego wysokometanowego*.

* Z uwagi na brak danych odnośnie konsumpcji w podziale na województwa niniejsze wyliczenie nie uwzględnia zużycia drewna i torfu.

Źródło: Obliczenia własne na podstawie opracowania GUS „Zużycie paliw i nośników energii w 2008 roku”, Warszawa 2009

⁷ Kaliski M., Krupa M., Sikora A., „Potencjał polskiego rynku elektroenergetyki jako możliwy kierunek monetyzacji polskiego gazu łupkowego”.

⁸ Pomijając zużycie energii elektrycznej na potrzeby ogrzewania pomieszczeń, które w polskich warunkach jest bardzo kosztowną i nader rzadko wykorzystywaną opcją.

Rozważając geograficzną strukturę potencjalnego, nowego popytu na gaz ziemny w segmencie gospodarstw domowych największy wolumen oferują oczywiście największe, najbardziej ludne regiony kraju: Mazowsze oraz Górny Śląsk, a następnie województwa małopolskie, łódzkie, wielkopolskie i dolnośląskie – razem stanowią prawie 61% całości⁹. Obszary na północnym wschodzie (województwa warmińsko-mazurskie i podlaskie) i północnym zachodzie kraju (zachodniopomorskie i lubuskie) oferują znacznie mniejszy potencjał, mimo, iż na niektórych obszarach (Podlasie, Suwalszczyzna) sieci przesyłowe i dystrybucyjne gazu ziemnego wciąż nie są dostatecznie rozwinięte. Cechą charakterystyczną obszarów północnej Polski jest dużo większy udział łatwiejszych do zastąpienia paliw płynnych (gaz płynny i lekki olej opałowy) niż wciąż najbardziej konkurencyjnego cenowo węgla, który dominuje na południu kraju. Mając na uwadze problemy infrastrukturalne (patrz kolejne części analizy), warto przeanalizować potencjalny popyt ze strony gospodarstw domowych położonych na obszarach przyległych do ewentualnych regionów wydobywania gazu z łupków. Teoretyczna całkowita substytucja węgla kamiennego oraz LPG i LOO w województwach pomorskim, kujawsko-pomorskim, mazowiecki i lubelskim to ponad 2,15 mld m³ gazu ziemnego wysokometanowego, przy czym około 15% (320 mln m³) przypada na bardziej podatne na substytucję paliwa płynne. Nieco mniejszy wolumen to jest 1,72 mld m³, z czego 260 mln m³ przypada na paliwa płynne, oferują województwa sąsiadujące: wielkopolskie, łódzkie, podkarpackie i świętokrzyskie¹⁰. Oznacza to, iż można, bez znaczących nakładów na infrastrukturę, uplasować w sektorze gospodarstw domowych od 600 do 1,2 mld m³ gazu ziemnego wysokometanowego. Większe wolumeny wymagać będą znaczącego rozwoju sieci przesyłowych i dystrybucyjnych.

Tabela 4 zawiera podsumowanie naszej analizy odnośnie potencjału wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny w poszczególnych obszarach polskiej gospodarki oraz segmencie gospodarstw domowych. Odnosząc się do przedstawionych w niej danych należy pamiętać, iż ów potencjał może ujawnić się właściwie tylko w obliczu zakładanego na początku niniejszej publikacji wzrostu podaży gazu ziemnego pochodzącego z krajowej produkcji – w tym przede wszystkim ze złóż niekonwencjonalnych. Brak odpowiedniej podaży gazu przekłada się na zwiększone ryzyko przerwania dostaw w przypadku zawirowań związanych z importem gazu z Rosji, a to wciąż skutecznie odstrasza większość potencjalnych konsumentów tego surowca, zwłaszcza w najbardziej newralgicznych obszarach energetyki i przetwórstwa przemysłowego. W scenariuszu optymistycznym zakładamy kontynuację „klimatycznego” trendu w polityce Unii Europejskiej, a co za tym idzie dynamiczny rozwój mocy wytwórczych energii elektrycznej i ciepłej opartych na gazie ziemnym do poziomu około 20-21% udziału w całości mocy wytwórczych, a pozostałych obszarach substytucję na poziomie 20-30% konsumpcji pozostałych paliw, co implikuje zastąpienie nie tylko paliw płynnych (LPG, LOO, COO) ale też węgla oraz powrót zapotrzebowania na gaz ziemny ze strony przemysłu chemicznego do poziomu przedkryzysowego. W scenariuszu pośrednim wzrost zużycia gazu w energetyce odnosi się tylko do zgłaszanych przez firmy energetyczne projektów budowy nowych bloków opartych o gaz ziemny, natomiast w pozostałych obszarach substytucja dotyczy przede wszystkim paliw płynnych i tylko w minimalnym stopniu paliw stałych, przemysł chemiczny zaś trwale zmniejsza zapotrzebowania na gaz ziemny do obecnego poziomu.

Tabela 4. Potencjał wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny w poszczególnych obszarach polskiej gospodarki oraz segmencie gospodarstw domowych.

⁹ Nie uwzględniając drewna i torfu, dla której to kategorii brak danych w podziale na województwa

¹⁰ Blisko położone są też województwa zachodniopomorskie, warmińsko-mazurskie i podlaskie, ale w tych regionach konieczne byłyby istotne nakłady na rozwój infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej

w mln m ³ (36 MJ/m ³)	Łączne zapotrzebowanie na paliwa i nośniki (baza rok 2008)	Konsumpcja gazu ziemnego (rok 2008)	Teoretyczny potencjał wzrostu (zużycie pozostałych paliw i nośników bez gazu ziemnego)	Efektywny potencjał substytucji - scenariusz optymistyczny	Efektywny potencjał substytucji - scenariusz pośredni
Energetyka	46 392	1 323	45 069	9 750	2 720
Przetwórstwo przemysłowe (cele energetyczne)	10 722	4 337	6 385	1 270	280
Zużycie pozaenergetyczne (chemia)	2 312	2 312	0	0	-400
Pozostałe działy gospodarki	6 406	2 445	3 962	1 190	1 000
Gospodarstwa domowe*	10 339	3 651	10 339	3 100	1 200
Zużycia własne (wydobywanie i transport)	269	269	0	0	0
RAZEM	76 440	14 337	65 754	15 310	4 800

* bez ciepła z elektrociepłowni.

Źródło: Obliczenia własne na podstawie przedstawionych powyżej założeń oraz danych GUS.

W scenariuszu optymistycznym potencjał wzrostu konsumpcji gazu ziemnego w Polsce może wynosić ponad 15 mld m³ rocznie. Porównując to z poziomem obecnego zużycia uzyskujemy gigantyczny ponad 100% wzrost popytu, ale w perspektywie wzrostu wydobywania do 40-80 mld m³/rok, nie jest to wielkość, która dawałaby odpowiedni komfort dla potencjalnych inwestorów. Trzeba jednak pamiętać, iż dopiero 100% gazyfikacja całej gospodarki byłaby w stanie zagospodarować całość lub większą część tych wolumenów, a jest to scenariusz zupełnie nieprawdopodobny. W wariantcie pośrednim wzrost popytu na gaz może wynosić jedynie niespełna 5 mld m³/rok, co oznacza, iż potencjał rynku krajowego stanowiłby istotną barierę w rozwoju wydobywania gazu ze źródeł niekonwencjonalnych. Największy przyrost zapotrzebowania na gaz ziemny może pochodzić z mocno zapóźnionej w rozwoju i opartej o paliwa stałe energetyki.

Infrastruktura gazowa

Na infrastrukturę obsługującą przesył i dystrybucję gazu w Polsce składają się:

- Gazociągi:
 - wysokiego ciśnienia powyżej 1,6 MPa – głównie system tranzytowy i przesyłowy
 - podwyższonego średniego ciśnienia: od 0,5 do 1,6 MPa
 - średniego ciśnienia 0,01 do 0,5 MPa
 - niskiego ciśnienia poniżej < 10 kPa
- Tłocznie gazu
- Stacje redukcyjno-pomiarowe, tradycyjnie dzielone na:
 - Węzły Rozdziału Gazu,
 - Stacje Redukcyjno-Pomiarowe I stopnia,
 - Stacje Redukcyjno-Pomiarowe II stopnia

- Podziemne magazyny gazu (PMG)

Przesył tranzytowy gazu przez Polskę jest realizowany przez gazociąg jamalski, którego właścicielem jest (nie jest oddzielnym operatorem): spółka System Gazociągów Tranzytowych Europol-Gaz S.A. (główni akcjonariusze Gazprom (48%), PGNiG (48%) i Gas-Trading SA (4%)¹¹), usługę operatorską wykonuje GAZ-SYSTEM S.A. na zlecenie PGNiG S.A. Długość polskiego odcinka gazociągu jamalskiego wynosi ok. 680 km, średnica rur 1420 mm, a maksymalne ciśnienie robocze 8,4 MPa. Gazociąg obsługuje pięć tłoczni – w Szamotułach, Włocławku, Ciechanowie, Zambrowie i Kondratkach, o docelowej zainstalowanej mocy (pięciu tłoczni) 600 MW. Osiągnięta przepustowość docelowa pierwszej nitki wynosi 32,3 mld m³ gazu/rok. Na trasie gazociągu wybudowano dwa punkty odbioru gazu do sieci przesyłowej w Polsce: we Włocławku (maksymalna przepustowość techniczna 350 tys. m³/h, co daje ponad 3 mld m³/rok) oraz Lwówku (maksymalna przepustowość techniczna 270 tys. m³/h, co daje ponad 2,3 mld m³/rok), nie ma natomiast żadnego punktu wejścia do rurociągu jamalskiego z krajowego systemu gazopwniczego, co czyni ten gazociąg bezużytecznym dla celów potencjalnego eksportu gazu. Docelowo gazociąg jamalski miał składać się z dwóch nitek o łącznej przepustowości sięgającej 65,7 mld m³ gazu/rok. W związku ze zmianą strategii eksportowej Rosji i decyzją o powstaniu gazociągów omijających kraje tranzytowe (Nord Stream, South Stream) budowę drugiej nitki gazociągu jamalskiego zawieszono bezterminowo, co stanowi pewną szansę dla możliwości budowy w jej miejscu dedykowanego gazociągu eksportowego gazu z łupków mogącego wyeksportować około 30-40 mld m³ gazu rocznie. Realność tego zadania zależy w dużej mierze od formalno-prawnych możliwości budowy gazociągu.

¹¹ Zgodnie z ostatnimi ustaleniami z negocjacji pomiędzy Gazpromem a PGNiG docelowo mają pozostać tylko Gazprom i PGNiG (po 50%).



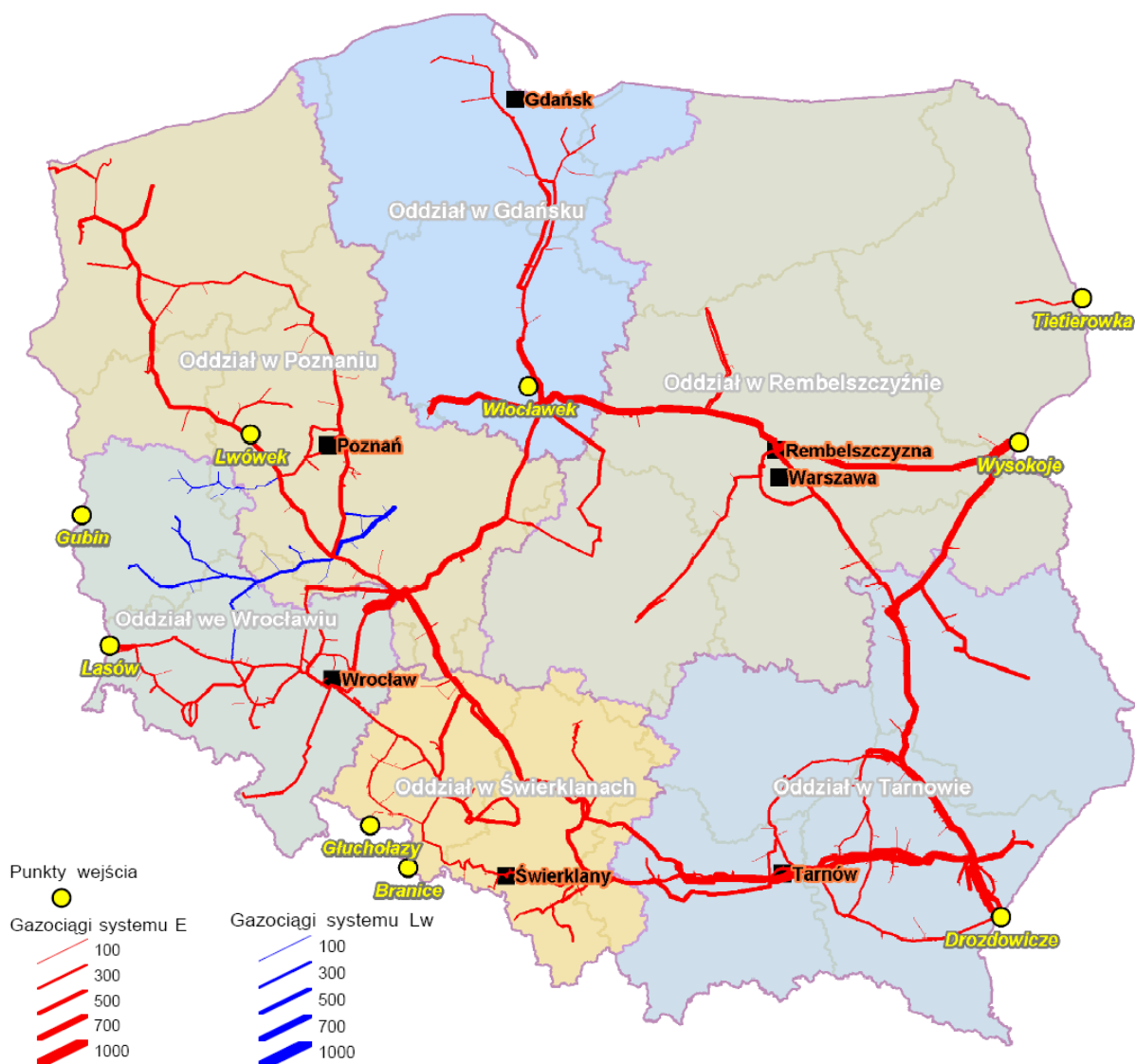
Rys. 2. Gazociąg jamalski na tle całości systemu przesyłowego w Polsce.

Źródło: Gaz-System S.A.

Na krajowy system przesyłu składają się dwa oddzielne systemy przesyłowe gazu ziemnego:

- system przesyłowy gazu ziemnego wysokometanowego (E),
- system przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego (Lw), znacząco mniejszy od systemu przesyłowego gazu ziemnego wysokometanowego, który podlega stopniowemu zastępowaniu i wymianie na system przesyłu gazu wysokometanowego.

System przesyłowy gazu ziemnego wysokometanowego umożliwia odbiór gazu ziemnego importowanego i gazu ze złóż zlokalizowanych na południu Polski, jak również gazu ziemnego wysokometanowego uzyskanego w procesie odazotowania z gazu ziemnego zaazotowanego ze złóż zlokalizowanych na zachodzie Polski (odazotownia w Odolanowie). System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego obejmuje swym zasięgiem teren zachodniej części Polski i zasilany jest ze złóż zlokalizowanych na Nizinie Polskiej.



Rys. 3. System przesyłowy gazu ziemnego obsługiwany przez OGP GAZ-SYSTEM S.A.
Źródło: Gaz-System S.A.

Gaz ziemny rozprowadzany jest w Polsce siecią przesyłową o długości ok. 9 675,1 km (gazociągi o średnicy od 80 do 700 mm) zarządzaną przez Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Na koniec 2008 roku około 70% sieci było już własnością OGP GAZ-SYSTEM S.A., a pozostałe 30% było zarządzane przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. na podstawie umowy leasingu operacyjnego zawartej z PGNiG S.A. w 2005 r. (tabela 10). Zgodnie z informacjami podawanymi przez Urząd Regulacji Energetyki do końca 2009 roku całość majątku leasingowanego od PGNiG winna była przejść na własność Gaz-Systemu.

Tabela 5. System przesyłowy zarządzany przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. (na dzień 31 grudnia 2008r.)

System przesyłowy	Majątek własny OGP GAZ-SYSTEM S.A.	Majątek leasingowany od PGNiG S.A.	Majątek razem
Gazociągi przesyłowe	6 768,2 km	2 906,9 km	9 675,1 km
Stacje gazowe	507 szt.	316 szt.	823 szt.

Tłocznie gazu	13 szt.	1 szt.	14 szt.
---------------	---------	--------	---------

Źródło: Sprawozdanie z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny za okres od dnia 1 kwietnia 2007 r. do dnia 31 grudnia 2008 Załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 7 maja 2009 r. (MP z 2009r., Nr 31, poz. 448)

Należy nadmienić, iż całość systemu przesyłowego w Polsce obejmuje 13 858 km, 1600 stacji gazowych i 18 tłoczni gazowych. W 2007 r. OGP GAZ-SYSTEM S.A., PGNiG S.A. i operatorzy systemów dystrybucyjnych podpisali porozumienie dotyczące przekazania do operatorów systemów dystrybucyjnych części sieci gazowych oraz przyłączanych do nich urządzeń i instalacji wchodzących w skład systemu przesyłowego o charakterze dystrybucyjnym, mających mniejsze znaczenie dla funkcjonowania ogólnokrajowego systemu przesyłowego jako całości.

System przesyłowy jest uzupełniony przez sieci gazowe spółek dystrybucyjnych – łącznie prawie 118 tys. km (bez przyłączy) z czego prawie 97% przypada na 6 spółek dystrybucyjnych wchodzących w skład Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. (tabela 11)

Tabela 6. Dystrybucyjne sieci gazu w Polsce (stan na koniec 2008 roku).

Operator sieci dystrybucyjnej	Długość sieci km	Wolumen rozprowadzanego gazu mln m ³ /rok
Mazowiecka Spółka Gazownicza	18 337	1 897
Wielkopolska Spółka Gazownicza	14 572	1 725
Dolnośląska Spółka Gazownicza	7 637	988
Górnośląska Spółka Gazownicza	20 489	1 371
Karpacka Spółka Gazownicza	43 928	2 004
Pomorska Spółka Gazownicza	8 970	882
Razem Grupa Kapitałowa PGNiG	113 933	8 867
G.EN Gaz Energia	2 350	90
MOW	1 200	25
CP Energia	300	28
Łącznie	117 783	9 010

Źródło: Raport Roczny PGNiG za rok 2008, Sprawozdanie z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny za okres od dnia 1 kwietnia 2007 r. do dnia 31 grudnia 2008 Załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 7 maja 2009 r. (MP z 2009r., Nr 31, poz. 448) Prospekt Emisyjny CP Energia

Punkty wejścia do krajowego systemu przesyłowego można podzielić na dwie grupy.

Pierwszą grupą, którą do krajowej sieci przesyłowej dopływa gaz importowany stanowią wejścia na granicach Polski i takie połączenia istnieją zarówno na granicy wschodniej jak i zachodniej oraz połączenia z tranzytowym gazociągiem jamalskim wewnątrz kraju.

Tabela 7. Połączenia z systemem przesyłowym w Polsce.

Kraj	Operator na wejściu	Operator na wyjściu	Miejsce	Kierunek dostaw	Maksymalna całkowita zdolność przesyłowa w mln m ³ /rok
Ukraina	Ukrtransgaz	Gaz-System	Drozdowicze	Polska	5682,4
Ukraina	Ukrtransgaz	Karpacka SG	Hrubieszów	Polska	255,5
Białoruś	Bieltransgaz	Gaz-System	Wysokoje	Polska	5490,0
Białoruś	Bieltransgaz	Gaz-System	Tietierowka	Polska	188,9
Rosja	Europol GAZ	Gaz-System	Włocławek	Polska	3057,6

Rosja	Europol GAZ	Gaz-System	Lwówek	Polska	2371,7
Niemcy	ONTRAS	Gaz-System	Lasów	Polska	1054,2
Niemcy	ONTRAS	Gaz-System	Gubin	Polska	17,6
Niemcy	ONTRAS	MOW	Słubice	Polska	B.D.
Niemcy	Gaz-System	ONTRAS	Kamminke	Niemcy	87,8
Czechy	Severomoravske plynarenske	Gaz-System	Głuchołazy	Polska	105,4
Czechy	Severomoravske plynarenske	Gaz-System	Branice	Polska	1,4

Źródło: Sprawozdanie z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny za okres od dnia 1 kwietnia 2007 r. do dnia 31 grudnia 2008 Załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 7 maja 2009 r. (MP z 2009r., Nr 31, poz. 448)



Rys. 4. Połączenia międzysystemowe z polskim systemem gazowym.

Źródło: Opracowanie własne.

Cechą charakterystyczną polskiego systemu połączeń międzysystemowych jest ich jednokierunkowy charakter – w niemal wszystkich punktach gaz może być transportowany tylko do Polski, bez możliwości rewersu, co bardzo utrudnia chociażby sprzedaż nadwyżek gazu lub własnego wydobycia. Oznacza to, iż na dzień dzisiejszy nie istnieją techniczne możliwości eksportu gazu z Polski.

Drugą grupę stanowią wyjscia z kopalni gazu, które są podłączone do sieci przesyłowej OGP GAZ-SYSTEM. W skali kraju jest to aktualnie kilkadziesiąt połączeń i sytuacja jest w tym zakresie dość płynna, gdyż w miarę zagospodarowania odkrytych, nowych złóż gazu, połączeń tych przybywa. Istnieją jednak takie sytuacje, gdy po wyczerpaniu złóż dotychczasowe połączenia są niepotrzebne i powinny być lub są likwidowane.

Największa ilość punktów wejść do systemu (poza magazynami) jest zlokalizowana w Polsce Południowo-Wschodniej (rejon Podkarpacia i Lubelszczyzny) – ponad 30 punktów o łącznej maksymalnej przepustowości technicznej wynoszącej 4,85 mld m³/rok wyłącznie gazu wysokometanowego. W rejonie Wielkopolski gaz wysokometanowy może być zatłaczany do systemu z trzech punktów (głównie z zakładów odazotowania w Odolanowie i Grodzisku) o łącznej maksymalnej przepustowości technicznej wynoszącej ponad 2 mld m³/rok. Gaz zaazotowany może być wtłaczany z siedmiu punktów (sześć w Wielkopolsce, jeden na Dolnym Śląsku) o łącznej maksymalnej przepustowości technicznej wynoszącej ponad 3,6 mld m³/rok. W sumie z polskich złóż można zatłoczyć w skali roku ponad 6,5 mld m³ gazu wysokometanowego i ponad 3 mld m³ gaz zaazotowanego.

Przy analizie możliwości przesyłowych trzeba pamiętać o różnicy pomiędzy przepustowościami na punktach wejścia i wyjścia a przepustowością samego gazociągu. Przepustowość samego gazociągu odnosi się do wolumenu gazu, który w zdefiniowanych warunkach (ciśnienie, jakość, bezpieczeństwo, itp.) pracy systemu może zostać przesłany przez rurociąg z punktu A do punktu B. Przepustowość w punktach wejścia i wyjścia odnosi się do wolumenu gazu jaki w zdefiniowanych warunkach może być w danym punkcie zatłoczony lub wytłoczony z systemu. Wielkość możliwego do zatłoczenia lub wytłoczenia gazu w pojedynczym punkcie nie powinna być większa niż przepustowość samego gazociągu¹² (w rzeczywistości jest z reguły dużo mniejsza), natomiast suma punktów wejścia lub punktów wyjścia w danym obszarze (ryнку lokalnym) jest z reguły wyższa (a czasami dużo wyższa) niż przepustowość rurociągu, gdyż w ten sposób dostawcy uzyskują odpowiednią elastyczność zarówno w uplasowaniu na rynku zmieniającego się poziomu podaży, jak i zaspokojeniu zmieniających się (np. sezonowo) poziomów popytu. W efekcie suma przepustowości punktów wejścia lub punktów wyjścia często wielokrotnie przekracza przepustowość samych rurociągów.

Dla samych rurociągów również trudno jednoznacznie zdefiniować poziom ich maksymalnej przepustowości, gdyż ta wielkość jest uzależniona od wielu czynników związanych nie tylko z technicznymi parametrami danego odcinka (średnica, ciśnienia na wejściu i wyjściu, moc tłoczni, itp.), ale także z charakterystykami zatłaczania i poboru gazu z sieci, które często zmieniają się w czasie oraz potrzebami wynikającymi z kierunków rozprywu gazu i bilansowania całego systemu. Z tego względu ewentualna rezerwa mocy dla tego samego gazociągu może się istotnie różnić w zależności od tego w jakim momencie i przy jakich zewnętrznych parametrach jest ona definiowana. Bardziej prawidłowe jest zatem posługiwanie się rzeczywistą przepustowością danej części infrastruktury w ujęciu dobowym dla zapotrzebowania szczytowego, zrealizowanymi przepływami w ujęciu rocznym oraz sezonowym (okres letni i zimowy) oraz ewentualnymi rezerwami mocy przesyłowych w stosunku do tak zdefiniowanych układów przesyłowych.

¹² Budowanie punktu wejścia lub punktu wyjścia o mocy zatłoczenia lub odbioru większej niż moc przesyłowa samego gazociągu nie ma sensu, gdyż nigdy (o ile nie nastąpi rozbudowa rurociągu) nie zostanie wykorzystana. Ze względu na ograniczenia w samych rurociągach system nigdy nie odbierze lub nigdy nie dostarczy takich ilości gazu, które pozwoliłyby w pełni wykorzystać moc na wejściu lub wyjściu.

Tabela 8. Przepustowość systemu przesyłowego w Polsce (dane za rok 2008).

Elementy infrastruktury przesyłowej	Oddział w Tarnowie		Oddział w Rembelszczyźnie		Oddział w Gdańsku		Oddział w Poznaniu - sieć E i Lw		Oddział we Wrocławiu - sieć E i Lw		Oddział w Świerklanach		Całość systemu przesyłowego	
	mln m ³ /doba	mld m ³ /rok	mln m ³ /doba	mld m ³ /rok	mln m ³ /doba	mld m ³ /rok	mln m ³ /doba	mld m ³ /rok	mln m ³ /doba	mld m ³ /rok	mln m ³ /doba	mld m ³ /rok	mln m ³ /doba	mld m ³ /rok
Przepustowości szczytowe*														
gazociągi	16,7	x	16,9	x	7,9	x	10,9	x	5,0	x	10,3	x	67,7	x
punkty wejścia z importu	17,5	x	17,9	x	8,4	x	6,5	x	3,1	x	0,3	x	53,8	x
punkty wejścia z kraju (kopalnie, odazotownie)	12,5	x	0,8	x	brak	x	14,8	x	0,6	x	brak	x	28,7	x
punkty wejścia z PMG	16,8	x	brak	x	52,8	x	5,3	x	brak	x	brak	x	74,9	x
łącznie punkty wejścia	46,8	x	18,7	x	61,2	x	26,6	x	3,8	x	0,3	x	157,4	x
punkty wyjścia (bez PMG)	33,1	x	19,8	x	11,8	x	24,4	x	17,4	x	25,6	x	132,2	x
punkty wyjścia do PMG	8,1	x	brak	x	20,2	x	4,6	x	brak	x	brak	x	32,8	x
łącznie punkty wyjścia	41,2	x	19,8	x	32,0	x	29,1	x	17,4	x	25,6	x	165,0	x
Przepustowości efektywne**														
gazociągi	13,9	5,1	14,1	5,1	6,6	2,4	9,1	3,3	4,2	1,5	8,6	3,1	56,4	20,6
punkty wejścia z importu	16,3	5,9	15,6	5,7	8,4	3,1	6,5	2,4	2,9	1,1	0,3	0,1	49,9	18,2
punkty wejścia z kraju (kopalnie, odazotownie)	10,4	3,8	0,7	0,2	brak	Brak	12,3	4,5	0,5	0,2	brak	brak	23,4	8,5
punkty wejścia z PMG	14,0	0,7	brak	brak	44,0	0,4	4,4	0,6	brak	brak	brak	brak	62,4	1,7
łącznie punkty wejścia	40,7	10,4	16,2	5,9	52,4	3,4	23,2	7,4	3,5	1,3	0,3	0,1	136,3	28,6
punkty wyjścia (bez PMG)	27,6	10,1	16,5	6,0	9,8	3,6	20,4	7,4	14,5	5,3	21,4	7,8	110,1	40,2
punkty wyjścia do PMG	6,7	0,7	brak	brak	16,8	0,4	3,8	0,6	brak	brak	brak	brak	27,4	1,7
łącznie punkty wyjścia	34,3	10,8	16,5	6,0	26,6	4,0	24,2	8,0	14,5	5,3	21,4	7,8	137,5	41,9
Zrealizowane przepływy (2008)														
gazociągi	B.D.	B.D.	B.D.	B.D.	B.D.	B.D.	B.D.	B.D.	B.D.	B.D.	B.D.	B.D.	B.D.	
punkty wejścia z importu	12,9	4,7	6,3	2,3	4,4	1,6	3,0	1,1	2,6	0,95	0,0	0,0	29,2	10,7

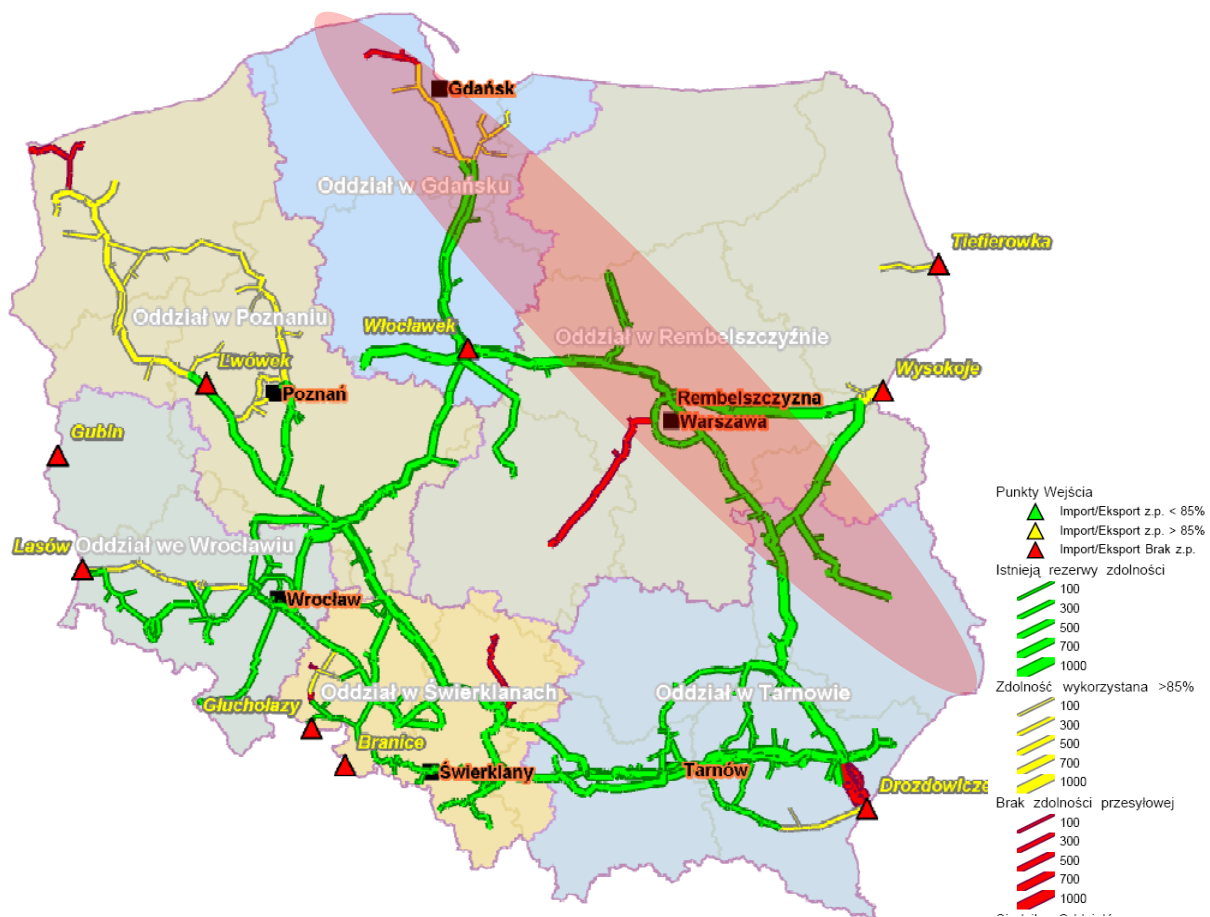
punkty wejścia z kraju (kopalnie, odazotownie)	4,8	1,8	B.D.	B.D.	brak	Brak	6,3	2,3	B.D.	B.D.	brak	brak	11,2	4,1
punkty wejścia z PMG	1,1	0,4	brak	brak	0,6	0,2	0,9	0,3	brak	brak	brak	brak	2,6	0,9
łącznie punkty wejścia	18,8	6,9	6,3	2,3	4,9	1,8	10,3	3,7	2,6	1,0	0,0	0,0	42,9	15,7
punkty wyjścia (bez PMG)	11,6	4,2	8,0	2,9	4,3	1,6	6,3	2,3	2,2	0,8	5,7	2,1	38,0	13,9
punkty wyjścia do PMG	1,5	0,5	brak	brak	0,7	0,2	1,3	0,5	brak	brak	brak	brak	3,4	1,3
łącznie punkty wyjścia	13,0	4,8	8,0	2,9	4,9	1,8	7,6	2,8	2,2	0,8	5,7	2,1	41,4	15,1

* Przepustowość szczytowa dla gazociągów została określona na podstawie zrealizowanych przepływów w dobie szczytowej (26 stycznia 2009 roku), dla punktów wejścia i wyjścia na podstawie danych Gaz-Systemu (techniczna przepustowość stacji wejścia i wyjścia)

**Przepustowość efektywną gazociągów oraz punktów wejścia (bez punktów tranzytowych) i wyjścia określono jako 83,33% (20 z 24) przepustowości szczytowej w ujęciu dobowym, przemnożone przez 365 dni w roku dla ujęcia rocznego, za wyjątkiem PMG, gdzie w ujęciu rocznym jako przepustowość podano pojemność czynną magazynów. Dla punktów tranzytowych źródłem danych było Sprawozdanie z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny za okres od dnia 1 kwietnia 2007 r. do dnia 31 grudnia 2008 Załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 7 maja 2009 r. (MP z 2009r., Nr 31, poz. 448)

Źródło: Obliczenia własne na podstawie danych Gaz-System S.A. Sprawozdania z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny za okres od dnia 1 kwietnia 2007 r. do dnia 31 grudnia 2008 Załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 7 maja 2009 r. (MP z 2009r., Nr 31, poz. 448), oraz PGNiG

Tabela 8 wskazuje na raczej niewielkie możliwości wykorzystania obecnego systemu przesyłowego gazu ziemnego do transportu gazu z łupków zarówno wewnątrz kraju, jak i eksportu. Rejony potencjalnego wydobycia gazu łupkowego znajdują się na obszarach trzech oddziałów regionalnych Gaz-Systemu: tarnowskiego, Rembelszczyzny i gdańskiego. Możliwości wprowadzenia gazu do systemu są dzisiaj zlokalizowane głównie w oddziale tarnowskim: rejon Przemyśla (ca. 1 mld m³/rok technicznej przepustowości w punktach wejścia), Jarosławia (650 mln m³), Leżajska (320 mln m³), Rzeszowa (980 mln m³), Lubaczowa (460 mln m³) i Tarnowa (840 mln m³). W centralnej części Lubelszczyzny znajduje się duża kopalnia gazu – Mełgiew (290 mln m³) natomiast na pograniczu południowej części Mazowsza i Lubelszczyzny kolejna – Stężycza (290 mln m³), które to punkty wejścia są położone najbliżej potencjalnych obszarów wydobycia gazu z łupków. Na pozostałej części oddziału mazowieckiego (Rembelszczyzna) oraz pomorskiego (Gdańsk) z uwagi na brak działalności wydobywczej gazu nie istnieją żadne wewnętrzne punkty wejścia do systemu. Dla przesyłu potencjalnego wolumenu gazu z łupków problemem nie są jednakże punkty wejścia, które można dość łatwo i szybko wybudować, ale dostępne moce przesyłowe samych gazociągów.



Rys. 5. Wizualizacja rezerw zdolności przesyłowych na mapie systemu przesyłowego (gaz wysokometanowy E) prognozowanych przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. na następne 18 miesięcy.

Źródło: Gaz-System S.A.



Rys. 6. Wizualizacja typowych zdolności przesyłowych na mapie systemu przesyłowego (gaz wysokometanowy E).

Źródło: Opracowanie własne na bazie publikowanych danych Gaz-System S.A.

Operator systemu przesyłowego nie podaje dokładnych danych odnośnie rezerwy mocy przesyłowych, tym niemniej z dostępnych informacji (rys. 5.) można wnioskować, iż dodatkowy przesył około 2-2,5 mld m³ rocznie w obszarach oddziałów: tarnowskiego (ca. 0,8-1 mld m³), Rembelszczyzny (ca. 1 - 1,2 mld m³) i gdańskiego (0,2 – 0,3 mld m³) byłby zapewne wykonalny (rys 6.). Bardziej precyzyjna prognoza byłaby możliwa dopiero po przygotowaniu nowego planu rozpływu sieci uwzględniającego pojawiające się wolumeny gazu ze źródeł niekonwencjonalnych. W świetle powyższych danych musimy stwierdzić, iż system przesyłowy w obecnym kształcie nie jest w stanie zapewnić efektywnego transportu nawet dla pośredniego wariantu wzrostu popytu (5 mld m³/rok), o wersji optymistycznej (15 mld m³) tudzież eksporcie nie wspominając.

Alternatywą dla rozbudowy sieci przesyłowych może też być całkowite zastąpienie dotychczasowego importu – wówczas dostępna przepustowość sieci sięga 13 – 15 mld m³ rocznie, ale w świetle zobowiązań wynikających z zawartych już kontraktów z Gazpromem jest to scenariusz mało prawdopodobny.

Literatura:

1. Baseline 2009 i 2007 - model PRIMES. *Uniwersytet Ateński. National Technical University of Athens {NTUA}*
2. *BP Statistical Review of World Energy*, czerwiec 2009. oraz *Review 2010* www.bp.com
3. Grabowski P., Krupa M., Sikora A., ISE Sp. z o.o. „*Analiza - charakterystyka mechanizmów antykryzysowych związanych z dostawami gazu możliwych do zastosowania w poszczególnych państwach członkowskich UE i zapotrzebowania UE na gaz ziemny w perspektywie 2030 r.*” Warszawa październik 2009 r. Prezentacja w zbiorach autorów.
4. *Energy Prices & Taxes Quarterly statistics 2009 THIRD QUARTER*, IEA, 2009
5. Godec Michael, Van Leeuwen Tyler, Kuuskraa Vello „*Economics of Unconventional Gas*”, *Advanced Resources*, lipiec 2007.
6. Górecki W., *Perspektywy odkrycia nowych złóż węglowodorowych w Polsce*, 10.12.2008.
7. GUS *Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2007, 2008*.
8. GUS „*Zużycie paliw i nośników energii w 2008 roku*”.
9. Kaliski M., Krupa M., Sikora A. „*Potencjał polskiego rynku elektroenergetyki jako możliwy kierunek monetyzacji polskiego gazu łupkowego*”. *W druku*.
10. Kaliski M., Siemek J., Sikora A., Szurlej A. 2009: „*Możliwe scenariusze polityki energetycznej Unii Europejskiej w zakresie zapewnienia stabilnych dostaw gazu ziemnego do Europy Środkowej i Wschodniej w kontekście polityki energetycznej Rosji.*” *Rynek Energii* (3/2009)
11. Kaliski Maciej, Staśko Dominik „*Prognozy energetyczne Polski w perspektywie roku 2025*” *Wiertnictwo Nafta Gaz* Tom 22/1 2005
12. Nawrocki Jerzy „*Bilans zasobów gazu ziemnego w Polsce*”, styczeń 2010
13. *Polityka Energetyczna Państwa 2030* www.mg.gov.pl 5 listopad 2009 r. Prognoza ARE)
14. Rychlicki S., Siemek J., *Kierunki Dostaw Gazu do Europy – Stan aktualny i tendencje przyszłościowe*, *Polityka Energetyczna*, tom 10, zeszyt specjalny 2, 2008.
15. *Tackling Investment Challenges in Power Generation In IEA countries*, IEA, 2009;
16. Vello A. Kuuskraa, Scott H. Stevens , *Worldwide Gas Shales and Unconventional Gas: A Status Report*”, grudzień 2009
17. Wood MacKenzie, *Unconventional Gas Service Analysis „Poland/Silurian Shales”*, sierpień 2009
18. www.cire.pl
19. www.gaz-system.pl

MARKET AND INSTITUTIONAL BARRIERS FOR DEVELOPMENT OF THE PRODUCTION.

Summary - abstract:

Lack of an adequate supply of the natural gas on the Polish market means an increased risk of interruption of supply in a case of turbulence, related to natural gas imports from Russia. This situation is still effective in deterring most potential consumers of above mentioned raw material, especially in the most sensitive areas of energy and industrial processing. The authors carried out the analysis starting from the potential growth in demand for natural gas in various areas of the Polish economy and the segment of households indicate that a possible increase in the supply of natural gas from domestic production - including primarily from unconventional deposits encountered in the main barriers and constraints arising from lack of proper infrastructure transmission and storage, which seems to be not prepared to change the transmission lines or gas exports / import pipelines for example, is necessary. Article points to gaps in the capacity of the main parts of the transmission system in Poland. Based on available question authors has prepared and discussed barriers to transmission capacity for the main transportation lines within the country, taking into account the planned new investments, particularly for areas where the increased production of shale gas in Poland is expected.