

Andrzej Cylwik

Rozdział 3.

Charakterystyka rozwoju gazownictwa polskiego w latach 1970–1998

3.1. Charakterystyka sektora – wprowadzenie historyczne

Początki polskiego i światowego gazownictwa sięgają połowy XIX wieku – pierwsze gazownie miejskie powstały w Warszawie i Krakowie w roku 1856. W wieku XX na ziemiach polskich, zarówno w okresie zaborów, jak i po odzyskaniu niepodległości rozwijało się wydobycie gazu ziemnego. W roku 1937 oddano do eksploatacji strategiczny gazociąg przesyłowy z Zagłębia Wschodniego do Centralnego Okręgu Przemysłowego.

Bezpośrednio po zakończeniu wojny rozpoczęto budowę gazociągu ze Stryja do Warszawy. Nastąpił także znaczny wzrost produkcji gazu koksowniczego, który zużywano głównie na Dolnym i Górnym Śląsku, a nawet przesyłano do

Warszawy. Mimo odkrycia nowych złóż gazu ziemnego na Podkarpaciu wydobycie krajowe rosło stosunkowo powoli. W 1960 roku zużyto w Polsce tylko 1,8 mld m³ gazu (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy), w tym:

- 0,75 mld m³ gazu koksowniczego,
- 0,35 mld m³ gazu miejskiego produkowanego w lokalnych gazowniach,
- 0,70 mld m³ gazu ziemnego, głównie z wydobycia krajowego.

W latach 60. i 70. odkryto złoża ropy i gazu ziemnego na Nizinie Wielkopolskiej. Był to w większości gaz niskokaloryczny z domieszką azotu. W latach 70. i 80. powstała w zachodniej Polsce sieć gazociągów transportujących ten rodzaj gazu. Nowe odkrycia, ich eksploatacja i rozwój sieci (w roku 1960 jej długość wynosiła tylko 11,7 tys. km, w tym 2,9 tys. km gazociągów przesyłowych wysokiego ciśnienia)

Tabela 1. Charakterystyka zmian w gazownictwie polskim w latach 1970–1998

Zmienna	Miara	Lata							
		1970	1975	1980	1985	1989	1990	1995	1998
1. Źródła zaopatrzenia w gaz:	mld m ³								
a) Wydobycie krajowe		5,0	5,4	5,0	4,8	4,0	2,7	3,6	3,7
b) Import		0,9	2,3	4,9	5,6	7,0	7,8	5,8	7,6
c) Koksownie i gazownie		1,7	1,6	1,7	1,3	1,1	0,9	0,1	-
2. Zużycie gazu przez:	mld m ³	7,7	9,3	11,5	11,7	12,1	11,2	10,5	11,3
a) Gospodarstwa domowe		1,4	1,7	2,9	3,8	4,5	4,8	5,3	5,7
b) Przemysł		6,3	7,6	8,6	7,9	7,6	6,4	5,2	5,6
3. Krajowa sieć gazowa:	tys. km								
a) Dystrybucyjna		13,6	16,9	22,4	30,0	41,2	45,8	79,5	90,0
b) Przesyłowa		7,0	9,0	11,3	12,5	14,1	14,5	16,6	17,3
4. Liczba gospodarstw domowych odbierających gaz	mln	2,1	3,1	4,0	4,9	5,5	5,7	6,3	6,5

Źródło: Informacje i publikacje PGNiG SA

umożliwiły istotny wzrost zużycia gazu ziemnego. Charakterystykę zmian zaszyły w latach 1970–1998 przedstawiono w tabeli I.

W analizowanym okresie wystąpiło kilka trendów i zależności:

1. Systematycznie rosło zapotrzebowanie na gaz ziemny z importu – już w połowie lat 80. stało się ono głównym źródłem zaspokajania przyrostu popytu krajowego. W badanym okresie wielkość importu zwiększyła się aż ośmiokrotnie.

2. Wydobycie z zasobów własnych rosło do roku 1978, w którym osiągnęło 6,6 mld m³. Następnie zaczęło spadać z powodu wyczerpania najbardziej wydajnych polskich złóż gazu ziemnego. Obecnie krajowe możliwości wydobywcze wynoszą około 4–4,5 mld m³ i nie przewiduje się ich zwiększenia.

3. Ze względów ekologicznych i ekonomicznych nastąpiło całkowite wyeliminowanie gazu wytwarzanego w gazowniach miejskich – ostatnia z nich została zamknięta w 1998 r. Wytwarzanie i zużycie gazu koksowniczego ma wyłącznie znaczenie lokalne.

4. W badanym okresie systematycznie rozbudowywano sieć gazową, zwłaszcza dystrybucyjną, co umożliwiło ponad trzykrotne zwiększenie liczby gospodarstw domowych korzystających z gazu ziemnego. Ten blisko siedmiokrotny przyrost długości sieci przyniósł jednak tylko czterokrotny przyrost krajowej sprzedaży gazu dla ludności.

5. Po zmianie systemu gospodarczego nastąpił gwałtowny spadek zużycia gazu ziemnego w przemyśle (o 1,2 mld m³ w roku 1990 i o 1,6 mld m³ w 1991 r.). W tych samych latach, mimo okresowego kryzysu gospodarczego, rosła sprzedaż gazu dla gospodarstw domowych. Proporcja zużycia gazu przez przemysł i sektor komunalno-bytowy zmieniła się od 4,5:1 w roku 1970 do 1:1 w roku 1998. Zmiana ta była wynikiem bardziej racjonalnego wykorzystania energii przez przemysł oraz likwidacji ograniczeń w sprzedaży gazu dla ludności.

W uzupełnieniu powyższej charakterystyki należy zwrócić uwagę na następujące specyficzne uwarunkowania:

– Sektor gazowniczy, skoncentrowany w Polskim Górnictwie Naftowym i Gazownictwie jest znaczącą gałęzią gospodarki. W 1998 roku aktywa PGNiG miały wartość 13,7 mld PLN (w tym majątek trwały 11,8 mld PLN), a przychody ze sprzedaży osiągnęły 5,8 mld PLN. Stanowi to ok. 18% krajowej produkcji sprzedanej przemysłu w dziale E (zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz i wodę). PGNiG od wielu lat plasuje się w pierwszej dziesiątce największych polskich przedsiębiorstw przemysłowych.

– Na początku reformy (w roku 1990) sektor gazowniczy był w pełni znacjonalizowany i scentralizowany. W latach następnych, mimo istotnych zmian warunków gospo-

darczych i spadku krajowego zużycia gazu ziemnego, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo skutecznie broniło się przed administracyjnymi planami wprowadzenia w nim zasadniczych zmian, jak również nie podejmowało gruntownej restrukturyzacji z własnej inicjatywy.

– Negatywnym skutkiem takiego postępowania PGNiG było spetryfikowanie jego struktury i odwołanie nieuniknionej ekonomizacji działania. Unikano podjęcia trudnych decyzji, zwłaszcza: racjonalizacji zatrudnienia (mimo spadku zużycia gazu wzrosło ono z ok. 41 tys. osób w 1990 r. do ponad 47 tys. w roku 1997), obniżki kosztów oraz funkcjonalnego podziału organizacji i decentralizacji kompetencji. W rezultacie doszło do trudnej (szczególnie ekonomiczno-finansowej) i skomplikowanej sytuacji, której uwarunkowania przedstawiono poniżej.

3.2. Przemiany w gazownictwie polskim

Po wprowadzeniu reformy systemu gospodarczego nastąpiło przyspieszenie przekształceń w gazownictwie polskim. Stało się ono przedmiotem zainteresowania administracji centralnej, która podjęła decyzję o restrukturyzacji tego sektora oraz dywersyfikacji zaopatrzenia w gaz. Pojawiły się także nowe możliwości współpracy z zachodnim systemem gazowniczym oraz wykorzystania najnowszych zachodnich technologii i urządzeń. Nie bez znaczenia były także istotne zmiany polityki i zasad regulacji gazownictwa w Unii Europejskiej i wychodząca im naprzeciw nowelizacja polskiego prawa energetycznego. Podobne zmiany zachodziły także w innych krajach Europy Centralnej [1].

3.2.1. Przemiany polskie na tle państw Europy Centralnej

Region Europy Środkowo-Wschodniej zamieszkuje około 120 mln osób. Całkowite zużycie energii pierwotnej wyniosło w 1995 roku ok. 270 Mtoe i było o 12% niższe niż w roku 1990. Jednakże obserwowany od 1994 roku, w większości krajów regionu, wzrost PKB pozwala przypuszczać, że w roku 2000 zużycie energii pierwotnej powróci do poziomu sprzed dziesięciu lat. Europa Centralna jest silnie zróżnicowana pod względem zużycia energii pierwotnej na jednego mieszkańca. Było ono najwyższe w Czechach (4 toe) oraz na Słowacji i aż dziesięciokrotnie mniejsze w Albanii oraz Bośni i Hercegowinie. W Polsce jego poziom kształtuje się powyżej przeciętnej regionalnej i wynosi 2,8 toe (dane za 1995 rok). Wszystkie kraje tego regionu są

[1] Do krajów Europy Centralnej (w wielu opracowaniach jest używane wymienne określenie: Europa Środkowo-Wschodnia) są zaliczane: Albania, Bośnia i Hercegowina, Bułgaria, Chorwacja, Czechy, Jugosławia, Macedonia, Polska, Rumunia, Słowacja, Słowenia i Węgry.

uzależnione od importu energii pierwotnej. W najlepszej sytuacji znajduje się Polska, której eksport węgla, biorąc pod uwagę wartość kaloryczną, prawie pokrywa import innych nośników energii. Najbardziej uzależnione od importu nośników energii są: Słowacja, Bośnia i Hercegowina, Bułgaria oraz Słowenia, które sprowadzają ponad 50% paliw. Wysoka (około 40%) zależność od importu występuje także w wytwarzaniu energii pierwotnej na Węgrzech oraz w Macedonii i Chorwacji.

Struktura wytwarzania energii pierwotnej była także zróżnicowana. W tym przypadku Polska wyróżniała się niezwykle wysokim zużyciem węgla, które wyniosło aż 74% w 1995 roku. Duże zużycie węgla jest charakterystyczne także dla Czech (54%) i Bułgarii (32%). W pozostałych krajach przeważają inne nośniki energii.

Państwa Europy Centralnej zużyły w 1997 roku 72 mld m³ gazu ziemnego. Największymi konsumentami gazu były:

- Rumunia – 20 mld m³
- Węgry – ok. 12 mld m³
- Polska – ok. 11 mld m³
- Czechy – 9,5 mld m³
- Słowacja – 7 mld m³
- Bułgaria – ok. 5 mld m³

Natomiast udział gazu ziemnego w wytwarzaniu energii pierwotnej wynosił: na Węgrzech 38%, w Rumunii 37%, w Chorwacji 27% i na Słowacji 26% – kraje te zużywały więcej gazu niż przeciętnie w Europie Zachodniej (średnia dla UE to 21% w 1997 r.). Wśród pozostałych państw Europy Centralnej najniższy udział gazu ziemnego w produkcji energii miała Polska – tylko 9%. Wyprzedzały nas: Słowenia (12%), Bułgaria oraz Bośnia i Hercegowina (po 15%) i Czechy (18%).

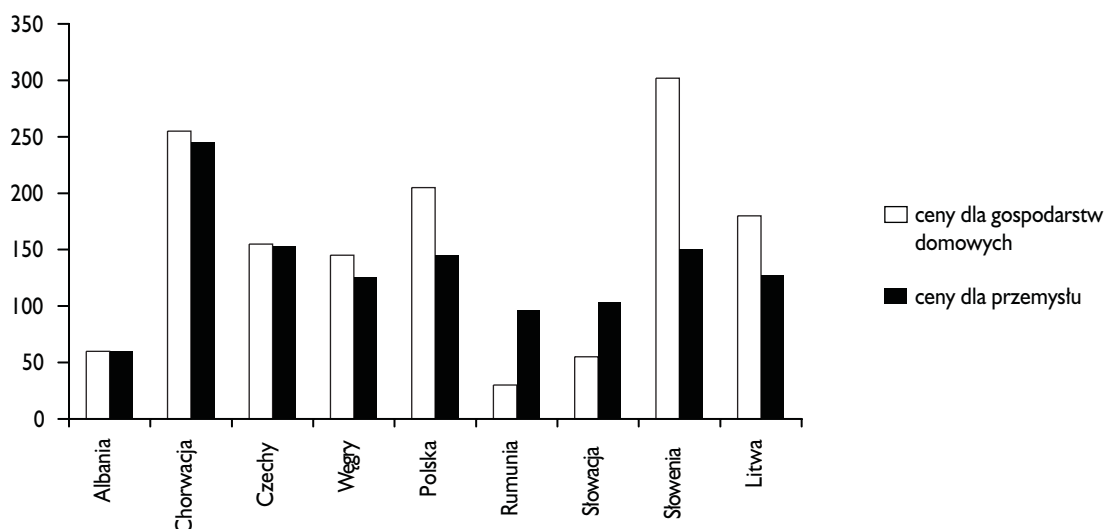
Wszystkie kraje Europy Środkowo-Wschodniej – z wyjątkiem Rumunii, która posiada ok. 50% potwierdzonych zasobów gazu w tym regionie – są uzależnione od importu gazu ziemnego, którego głównym dostawcą jest Rosja. Dostarcza ona aż ponad 90% gazu zużytego w Bułgarii, Słowacji lub Czechach (odpowiednio 99%, 96% i 92% – dane za 1998 r.). Polska i Węgry sprowadzają z Rosji ok. 2/3 zużywanego gazu.

Wszystkie kraje Europy Centralnej – z wyjątkiem Bułgarii, która praktycznie nie ma innego źródła zaopatrzenia – starają się zdywersyfikować zakupy gazu. Jednakże nawet na Węgrzech, które sprywatyzowały gazownictwo i są najbardziej zaawansowane w restrukturyzacji tego sektora, import gazu od innych dostawców nie odgrywa większej roli (w 1998 roku sprowadzono 8,2 mld m³ z Rosji oraz 1,3 mld m³ od producentów zachodnich, głównie Ruhrgas i Gaz de France). Na przeszkodzie w zwiększeniu zróżnicowania źródeł importu gazu do Europy Centralnej stoi niedostosowanie sieci przesyłowej oraz brak rzeczywistej konkurencji ze strony dużych producentów. Praktycznie dopiero bezpośrednie połączenie tego regionu ze złożami norweskimi doprowadziłoby do istotnej zmiany aktualnego układu zależności. Nie bez znaczenia są także niższe (o co najmniej 10%) ceny gazu importowanego z Rosji.

Kończąc charakterystykę przemian zaszych w gazownictwie Europy Środkowo-Wschodniej w ostatnim dziesięcioleciu należy jeszcze przeanalizować strukturę cen gazu, możliwości rozwoju jego konsumpcji oraz liberalizacji gazownictwa.

Ceny gazu w Polsce należą już do najwyższych w tym regionie (zob. wykres 1).

Wykres 1. Ceny gazu w Europie Centralnej (II połowa 1997 r., I połowa 1998 r.)



Źródło: Materiały z międzynarodowego seminarium FLAME, 1999

Jedynie w krajach byłej Jugosławii ceny wzrosły jeszcze bardziej, ale stało się tak nie tylko ze względów ekonomicznych. **Ceny gazu w państwach Europy Centralnej są regulowane**, nawet jeżeli gazownictwo zostało już sprywatyzowane (Węgry). **Ich poziom odzwierciedla preferencje socjalne administracji państwowej.** To wyjaśnia nienaturalną strukturę cen gazu w Rumunii i Słowacji (są one niższe dla gospodarstw domowych mimo, że koszt dystrybucji gazu do drobnych odbiorców jest relatywnie znacznie większy niż dla przemysłu).

W najbliższych latach państwa ubiegające o członkostwo w Unii Europejskiej będą musiały zliberalizować system tworzenia cen w gazownictwie. Prawdopodobnie wówczas struktura i wysokość cen gazu w tych krajach ukształtuje się na poziomie bardziej zbliżonym do średniej zachodnioeuropejskiej. Postępy w prywatyzacji gazownictwa oraz budowa nowych gazociągów przesyłowych i połączeń między sieciami krajowymi także będzie sprzyjać wyrównywaniu cen w UE i Europie Centralnej.

Prognozując zmiany zużycia gazu ziemnego i jego cen należy koniecznie brać pod uwagę specyficzną sytuację takich krajów jak Polska, Czechy lub Węgry. **Energochłonność produktów przemysłowych wytwarzanych w tych państwach była w latach 80. około 2–3 razy większa niż w Europie Zachodniej. Ta spuścizna poprzedniego systemu może obecnie zostać wykorzystana do rozwoju gospodarczego – osiągnięcia wzrostu PKB – dzięki oszczędności zużycia energii pierwotnej.** Przewiduje się, iż jeszcze w ciągu najbliższych 6–10 lat będzie możliwe takie zwiększanie efektywności zastosowania energii w przemyśle, że jej zużycie będzie ustabilizowane lub tylko nieznacznie rosnące mimo dynamicznego wzrostu PKB. **Spadek zużycia energii pierwotnej w Europie Centralnej [2] dotyczył także gazu ziemnego – w roku 1997 zużyto go o 14 mld m³ mniej niż w 1990 r. (ówczesna konsumpcja regionalna wynosiła 86 mld m³). Jednakże w najbliższym dziesięcioleciu, zwłaszcza po roku 2001, przewiduje się w Europie Centralnej wzrost zużycia gazu, które w roku 2010 powinno osiągnąć wielkość 110–120 mld m³. Stanie się tak głównie dzięki przekształceniom w ciepłownictwie i elektroenergetyce**, które doprowadzą do zwiększenia zastosowania tego ekologicznego nośnika energii. Można więc oczekiwać, że już za kilka lat wzrost zużycia gazu, głównie ze względów ekologicznych i zbliżanie się jego cen do średniego poziomu cen zachodnioeuropejskich będą procesem trwałym i dominującym. Aktualnie jeszcze zaznacza się silny wpływ efektywnego obniżania energochłonności produkcji przemysłowej oraz relatywnie niższej siły nabywczej mieszkańców tego regionu, a w niektórych krajach nadal trwa kryzys polityczno-gospodarczy. To powoduje, że konsumpcja gazu ziemne-

go w Europie Centralnej nadal znajduje się w fazie stagnacji lub niezadowolającego wzrostu.

3.2.2. Zmiany w gazownictwie polskim w latach 1990–1992

Przemiany w gazownictwie polskim, zaszły w latach 1990–1998, były zarówno skutkiem działań rozpoczętych przez zainteresowany podmiot gospodarczy, jak i decyzji podjętych przez administrację państwową w celu restrukturyzacji i demonopolizacji tego sektora.

Początek reformy gospodarki nie wywarł większego wpływu na organizację krajowego monopolisty: przedsiębiorstwa państwowego użyteczności publicznej Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo. Było ono w latach 1990–1992 przedsiębiorstwem wielozakładowym zawierającym w swojej strukturze wszystkie jednostki związane z gazownictwem, w tym zwłaszcza:

- a) 1 biuro projektów,
- b) 1 biuro geologiczne,
- c) 2 zakłady geofizyki,
- d) 5 zakładów wiertniczych – poszukiwań ropy i gazu,
- e) 3 zakłady górnictwa ropy i gazu,
- f) 6 okręgowych zakładów gazownictwa,
- g) 18 zakładów gazowniczych,
- h) 5 zakładów remontowych urządzeń gazowniczych oraz 1 zakład naprawy taboru samochodowego,
- i) 2 zakłady budownictwa,
- j) 2 zakłady produkcyjne,
- k) 1 zakład odazotowania gazu.

Łącznie PGNiG zatrudniało w 1992 r. ponad 42 tys. osób. Mimo braku przekształceń organizacyjnych w latach 1990–1992 miało miejsce kilka istotnych wydarzeń, które zmieniły sytuację gazownictwa polskiego.

– Przede wszystkim należy przypomnieć o ogromnym wzroście możliwości poszukiwawczych ropy i gazu ziemnego. Dzięki kredytom udzielonym przez Bank Światowy, a potem także przez Europejski Bank Inwestycyjny, zakupiono do końca 1997 r., za kwotę ponad 290 mln USD, sprzęt poszukiwawczy dla geofizyki i zakładów wierceń. Rozwój metod poszukiwawczych umożliwił odkrycie w latach 1993–1995 największego po wojnie złoża Barnówko – Mostno – Buszewo, o zasobach ropy naftowej (geologiczne 64,4 mln ton, wydobywalne 10,1 mln ton) i gazu ziemnego (odpowiednio 29,4 mld m³ i 9,8 mld m³). Nowy sprzęt sprzyjał także rozwojowi eksportu usług poszukiwawczych nawet do odległych regionów geograficznych (Indie, Pakistan, Sachalin). Chociaż obecnie eksperci, w tym przedstawiciele Banku Światowego, oceniają potencjał poszukiwawczy PGNiG jako nadmierny w stosunku do potrzeb krajo-

[2] W krajach byłej Jugosławii (z wyjątkiem Słowenii) zmniejszenie zużycia energii pierwotnej było w większym stopniu skutkiem wojny domowej niż racjonalizacji gospodarki.

wych, nie można pominąć początkowego, wyłącznie pozytywnego wpływu tych inwestycji.

– Przemiany polityczne doprowadziły w połowie 1991 r. do całkowitej zmiany zasad handlu między Polską a Związkiem Radzieckim (następnie Rosją). Zamiast dostaw gazu na podstawie uzgodnień międzyrządowych i rozliczeń w rublach transferowych nastąpiło przejście do zakupów realizowanych według zasad rynkowych i płatności w walutach wymienialnych. Bezpośrednim skutkiem nowej regulacji była blisko czterokrotna podwyżka ceny importowanego gazu, który jak już wspomniano pokrywał około 65% zapotrzebowania krajowego. Cena zakupu gazu w Rosji przewyższyła cenę sprzedaży dla polskich odbiorców. Ta nienormalna sytuacja utrzymała się jeszcze w latach 1992–1994, zanim stało się możliwe stopniowe przeniesienie znacznie wyższych kosztów importowanego nośnika energii na odbiorców końcowych [3]. Niskie (nie pokrywające kosztów zakupu) wpływy ze sprzedaży gazu na rynku krajowym doprowadziły do powstania bardzo wysokiego zadłużenia PGNiG wobec GAZPROM (jego największa wartość wyniosła aż 280 mln USD), co stanowiło zagrożenie dla ciągłości dalszych dostaw. Wyjściem z sytuacji (oprócz stopniowego podnoszenia cen krajowych) stało się subsydiowanie polskiego przedsiębiorstwa użyteczności publicznej. Minister Finansów wyraził zgodę na zapłatę przez PGNiG za gaz dostarczany na podstawie tzw. Umowy Jamburskiej wg znacznie niższych cen rublowych [4]. Ponadto przedsiębiorstwo korzystało z ulg podatkowych do końca 1994 roku.

– Już na początku reformy gospodarczej nastąpiła liberalizacja zasad poszukiwania, a w konsekwencji także wydobycia krajowych zasobów gazu i ropy naftowej. Do 1992 roku poszukiwania węglowodorów na całym obszarze lądowym Polski prowadziło jedno przedsiębiorstwo państwowe PGNiG, które spełniało funkcję szczególną – było odpowiedzialne za rozpoznawanie i dokumentowanie krajowych zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego. Wykonywanie tego strategicznego zadania uzasadniało pełny monopol PGNiG w fazie poszukiwania, zagospodarowywania oraz eksploatacji polskich złóż ropy i gazu. Nowelizacja prawa geologicznego wprowadziła system ubiegania się o koncesje na prace poszukiwawcze. Organem koncesyjnym zostało Ministerstwo Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa. Strona polska zachowała wyłączność poszukiwań na znacznym obszarze kraju, ale na zasadach komercyjnych (podobnie jak inne firmy musiała zapłacić za otrzymane koncesje). Poszukiwania rozpoczęły również firmy zagraniczne, które wygrały przetargi ogłoszone przez Biuro Koncesji Ge-

ologicznych MOŚZNiL. Udokumentowane krajowe zasoby gazu ziemnego wynoszą około 150 mld m³. Zasoby prognozytyczne są ponad trzykrotnie większe.

– Już w pierwszych latach przemian systemowych organy władzy i administracji państwowej zainteresowały się rozwojem gazownictwa polskiego ze względu na jego strategiczne znaczenie gospodarcze. W 1990 roku Sejm przyjął uchwałę [5], w której uznał "... zwiększenie podaży gazu ziemnego ze źródeł własnych i importu (ze zróżnicowaniem kierunków dostaw) oraz rozbudowę sieci przesyłowych ... za jeden z podstawowych kierunków polityki energetycznej kraju". Następnie (23 grudnia 1992 r.) Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów zaakceptował "Program zapotrzebowania Polski na gaz ziemny do 2010 roku", przygotowany przez PGNiG i przedstawiony przez Ministra Przemysłu i Handlu. KERM postanowił w szczególności:

1. "Uznać za celowe sukcesywne zwiększanie zużycia gazu ziemnego w kraju w perspektywie do 2010 r. W tym celu niezbędne jest zapewnienie ciągłych i stabilnych dostaw poprzez intensyfikację poszukiwań gazu, rozbudowę zdolności magazynowych, intensyfikację pozyskania gazu z odmetanowania złóż węglowych oraz uzyskanie zróżnicowanego importu.

2. Zobowiązać Ministra Przemysłu i Handlu do podjęcia działań dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju dążąc do zróżnicowania kierunków dostaw gazu do Polski oraz do przeprowadzenia głównych gazociągów tranzytowych przez terytorium Polski poprzez dążenie do:

- a) zawarcia wieloletniego kontraktu handlowego na dostawę gazu z Rosji istniejącymi układami,
- b) pozyskania gazu z przewidywanego do realizacji gazociągu tranzytowego z Rosji do Europy Zachodniej przez Polskę,
- c) pozyskania gazu ziemnego ze złóż na Morzu Północnym i jego transport gazociągiem przez Danię, Bałtyk do Polski (gazociąg "Polpipe"),
- d) kontynuowanie prac nad innymi kierunkami transportu gazu,
- e) rozbudowy zdolności magazynowania gazu, niezbędnych dla stabilnego i ciągłego zaopatrywania w gaz odbiorców."

Decyzja KERM potwierdziła celowość kontynuacji już rozpoczętych działań: wymiany sprzętu do poszukiwań ropy i gazu oraz negocjacji z Norwegią (reprezentowaną przez Norweski Komitet Negocyjny – GFU, w którego skład wchodzi przedstawiciele: Statoil, Norsk Hydro, Saga Petroleum, Total Norge i Elf Petroleum Norge) w sprawie

[3] Cena gazu była (pozostaje do końca 1999 r.) ceną regulowaną, ustalaną przez Ministra Finansów. Jest oczywiste, że przy ówczesnym poziomie siły nabywczej ludności i przejściowym kryzysie w przemyśle potrzeba było kilku lat na przeprowadzenie prawie czterokrotnej podwyżki cen.

[4] Na podstawie Umowy Jamburskiej strona polska zbudowała w latach 80. gazociąg na terenach Związku Radzieckiego. Po zakończeniu budowy otrzymaliśmy tytułem zapłaty gaz rozliczany wg ekwiwalentu rublowego. Dostawy trwały do całkowitej spłaty zobowiązania, co nastąpiło w 1997 r.

[5] Opublikowana w M.P. nr 43, poz. 322.

bezpośrednich dostaw gazu ziemnego ze złoża na Morzu Północnym do Polski. Przede wszystkim jednak stała się ona podstawą do przygotowania porozumienia międzynarodowego w sprawie budowy przez terytorium Polski gazociągu tranzytowego Jamał – Europa Zachodnia oraz długoletniej umowy na dostawy gazu z Rosji.

3.3. Decyzje administracyjne podjęte w latach 1993–1998 dotyczące gazownictwa polskiego

Okres ostatnich pięciu lat był bogaty w decyzje administracyjne dotyczące gazownictwa polskiego. W kolejności chronologicznej należy wymienić następujące akty normatywne:

a) Decyzja Urzędu Antymonopolowego z dnia 12 marca 1993 r. w sprawie podziału PGNiG – zmieniona w styczniu 1996 r.

b) "Porozumienie między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej" – zawarte 25 sierpnia 1993 r. i zatwierdzone uchwałą Rady Ministrów RP z dnia 14.09.1993 r. oraz protokół międzyrządowy dotyczący przedsięwzięć organizacyjnych zmierzających do zapewnienia realizacji "Porozumienia" z sierpnia 1993 r. – podpisany w lutym 1995 r. i przyjęty przez Radę Ministrów RP w sierpniu 1995 r.,

c) "Założenia polityki energetycznej Polski do 2010 roku" – przyjęte przez Radę Ministrów w październiku 1995 r.,

d) "Program restrukturyzacji organizacyjnej PGNiG" – zaakceptowany kierunkowo przez KERM na posiedzeniu w dniu 4 września 1995 r. i zatwierdzony przez Radę Ministrów na posiedzeniu w dniu 2 kwietnia 1996 r.,

e) Kierunki prywatyzacji do roku 2001 – przyjęte przez Sejm RP jako załącznik do ustawy budżetowej na 1998 r. (zał. nr 12).

Powyższe decyzje administracyjne zawierały następujące główne postanowienia:

Ad. a) i d)

Demonopolizacja sektora gazowniczego została powierzona Urzędowi Antymonopolowemu w drugiej połowie 1992 r. Bezpośrednią przyczyną wyznaczenia UA do restrukturyzacji PGNiG było opóźnienie gazownictwa polskiego w dostosowaniu do nowych warunków prowadzenia

działalności gospodarczej [6]. UA wydając decyzję o restrukturyzacji p.p.u.p. PGNiG przez podział zamierzał osiągnąć następujące cele:

- oddzielenie monopolu naturalnego, jakim jest sieć gazociągów, od innych rodzajów działalności przedsiębiorstwa i poddania go szczególnemu nadzorowi,
- wykluczenie wewnętrznego subsydiowania krzyżowego,
- przygotowanie sektora do prywatyzacji.

Zgodnie z postanowieniami decyzji z PGNiG miano wyodrębnić:

1) w pierwszym etapie (do 30 kwietnia 1994 r.) zakłady zaplecza technicznego: remontowe, budowlano-montażowe i projektowy,

2) w drugim etapie (do 30 kwietnia 1995 r.) zakłady poszukiwawcze: geofizyczne i wiertnicze.

Skutkiem pośrednim realizacji decyzji UA byłoby niezbędne uproszczenie struktury organizacyjnej PGNiG, w skład którego wchodziło aż 46 zakładów samodzielnie sporządzających bilans.

Niestety, decyzja UA nie została zrealizowana głównie z powodu oporu załogi oczekującej na zmianę przepisów dotyczących komercjalizacji przedsiębiorstw państwowych i przyznania pracownikom pakietu darmowych akcji [7]. W tej skomplikowanej sytuacji pojawiła się nowa inicjatywa – zarząd przedsiębiorstwa przygotował w pierwszej połowie 1995 r. tzw. "Program restrukturyzacji organizacyjnej PGNiG", który został przedyskutowany przez komisje sejmowe, zaakceptowany przez Ministra Przemysłu i Handlu, a następnie przyjęty przez KERM i zatwierdzony przez Radę Ministrów (por. pkt "d"). Uwzględniając stanowisko KERM Urząd Antymonopolowy zmienił terminy realizacji swojej decyzji, wyznaczając termin 30 września 1996 r. na zakończenie etapu pierwszego i 1 stycznia 1998 r. na zakończenie drugiego etapu podziału PGNiG.

W przyjętym przez Radę Ministrów i nadal formalnie obowiązującym "Programie restrukturyzacji organizacyjnej p.p.u.p. PGNiG" zostały zawarte główne postanowienia zaktualizowanej decyzji UA. Jednakże za punkt wyjścia do przekształceń przedsiębiorstwa przyjęto jego komercjalizację, czyli utworzenie jednoosobowej spółki Skarbu Państwa, co miało nastąpić najpóźniej do końca czerwca 1996 r. Kolejny etap restrukturyzacji przewidywał (w terminach ustalonych w decyzji UA):

- utworzenie przez "PGNiG SA" spółek-córek na składnikach majątkowych zakładów zaplecza technicznego i produkcji pomocniczej oraz zakładów geofizyki i poszukiwań ropy naftowej i gazu,

[6] Przykładowo w elektroenergetyce przeprowadzono zasadniczą restrukturyzację już w połowie 1990 r.

[7] Załogi zakładów wyodrębnionych z przedsiębiorstwa przed zmianą przepisów traciły prawo do udziału w przyszłości w ewentualnym podziale puli darmowych akcji.

– sprywatyzowanie tych zakładów lub przynajmniej zmniejszenie udziału kapitałowego "PGNiG SA" poniżej 50%.

Następny etap zmian organizacyjnych miał dotyczyć podstawowej działalności przedsiębiorstwa, czyli eksploatacji krajowych złóż oraz dystrybucji gazu. Przewidziano utworzenie do końca 1998 r.:

– spółki akcyjnej "Polskie Górnictwo Naftowe" na składnikach majątku zakładów górnictwa nafty i gazu w Sanoku, Krośnie i Zielonej Górze,

– spółki akcyjnej "Polski Gaz" na składnikach majątkowych okręgowych zakładów gazownictwa w Gdańsku, Poznaniu, Tarnowie, Warszawie, Wrocławiu i Zabrzu łącznie z wchodzącymi w ich skład zakładami gazowniczymi.

W dalszych latach miało także nastąpić wyodrębnienie przesyłu w formie odrębnego przedsiębiorstwa "... obejmującego gazociąg wysokich ciśnień, które nie podlega prywatyzacji."

Program nie podawał terminów wyodrębnienia przesyłu ani prywatyzacji spółek "Polskie Górnictwo Naftowe" i "Polski Gaz". Jednakże przyjęło się uważać 1 stycznia 2003 r. za datę rozpoczęcia prywatyzacji tych spółek. Przewidywano, że nastąpi to dopiero po wygaśnięciu przywileju przyznanego między innymi gazownictwu w Układzie Europejskim [8].

Ad. b)

"Porozumienie" zawarte w 1993 r. między rządami Polski i Rosji zawierało postanowienia, że przez terytorium polskie będzie przebiegał gazociąg tranzytowy do Europy Zachodniej, składający się z dwóch nitek, którymi docelowo będzie można przesyłać aż do 65 mld m³ gazu ziemnego rocznie. Przewidywano także zapewnienie tym gazociągiem dostaw gazu do Polski, do wielkości 13 mld m³ w 2010 roku. Zainteresowane strony oświadczyły również, że popierają utworzenie spółki akcyjnej, której założycielami miały zostać PGNiG i "GAZPROM". Głównym zadaniem tej spółki byłoby przygotowanie techniczno-inwestycyjne, a następnie budowa gazociągu tranzytowego na terytorium polskim i w końcu jego eksploatacja. Akt notarialny spółki akcyjnej p.n. "System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ" został podpisany w Warszawie w dniu 23 września 1993 r. Natomiast protokół międzyrządowy zawierał uzgodnienia dotyczące:

- dostaw gazu do Europy Zachodniej i Polski,
- harmonogramu budowy i oddania do eksploatacji części liniowej gazociągów i tłoczni na terenie Polski,
- długoterminowych kontraktów na wykorzystanie zdolności przesyłowych gazociągu oraz na dostawy gazu do Polski,
- gwarancji kredytowych udzielonych przez stronę polską,

– ulg celnych i podatkowych na materiały i urządzenia nie produkowane w Polsce niezbędne do budowy gazociągu.

Na podstawie tego protokołu została zawarta w 1996 r. długoletnia (na 25 lat) umowa o dostawy gazu ziemnego do Polski, której stronami były PGNiG i GAZPROM.

Ad. c)

Założenia "Polityki energetycznej Polski do 2010 roku" formułowały główne kierunki i zadania polityki energetycznej kraju oraz określały sposoby ich realizacji za pomocą instrumentów prawnych, regulacyjnych i ekonomicznych. Zawierały one kilka stwierdzeń istotnych dla przyszłości polskiego gazownictwa, a mianowicie:

1. Uznając, że "... węgiel kamienny jest obecnie i będzie nadal w najbliższej przyszłości podstawowym paliwem w Polsce", postulowano, że "... zmiana struktury energii pierwotnej na bardziej zdywersyfikowaną paliwowo i o większym udziale szlachetnych nośników energii powinna być – obok racjonalizacji użytkowania paliw i energii – głównym zadaniem długoterminowym w polityce energetycznej państwa".

2. Zostały sprecyzowane główne zadania gazownictwa, realizowane w ramach polityki państwa były to:

- zwiększenie krajowego wydobycia gazu do maksymalnego i zasadnego ekonomicznie, w tym z odmetanowania pokładów węgla kamiennego,
- zwiększenie dostaw gazu z Rosji, m.in. poprzez budowę nowego rurociągu z Rosji do Europy Zachodniej, opartych na długoterminowych kontraktach,
- budowa zbiorników gazu na terenie Polski i tworzenie rezerw i zapasów gazu,
- dążenie do zapewnienia dostaw gazu z innych kierunków geograficznych.

3. Przyjęto, że "... państwo skoncentruje działania w sektorze paliwowo-energetycznym na usprawnianiu funkcji regulacyjnych, stopniowo ograniczając funkcje właścicielskie do sfer strategicznych". Wyrazem tej polityki miało być zachowanie przez państwo pełnego lub kontrolnego pakietu akcji między innymi w "... przedsiębiorstwach wydobywczych ropy naftowej i gazu oraz przesyłu i dystrybucji hurtowej paliw gazowych, które powstaną w wyniku restrukturyzacji przedsiębiorstwa "Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo".

Ad. e)

Kierunki prywatyzacji do roku 2001 zawierają dwa bardzo ważne ustalenia odnoszące się do PGNiG SA.

Po pierwsze, został wyznaczony wcześniejszy termin planowanej prywatyzacji Spółki, która ma zostać rozpoczęta w roku 2001.

[8] Układ Europejski czyni wyjątek od zasady narodowego (takiego samego jak polskich podmiotów gospodarczych) traktowania przedsiębiorstw unijnych między innymi w zakresie przesyłu energii wysokiego napięcia i transportu rurociągowego (zob. załącznik XII do UE).

Po drugie, w przeciwieństwie do "Założeń polityki energetycznej Polski do 2010 roku" i "Programu restrukturyzacji organizacyjnej p.p.u.p. PGNiG" nie przewidziano ograniczeń lub wyłączeń, dotyczących prywatyzacji sektora gazownictwa.

3.3.1. Proces realizacji decyzji administracyjnych dotyczących sektora gazowniczego – przebieg i wstępna ocena

Proces realizacji scharakteryzowanych powyżej decyzji administracyjnych był skomplikowany i z reguły przebiegał z opóźnieniem. Nie zawsze wina leżała po stronie administracji lub PGNiG – wystąpiły również wydarzenia nie przewidziane, jak przykładowo, intensywne protesty rolników przeciwko budowie gazociągu tranzytowego.

Realizacja zaktualizowanej decyzji podziałowej UA i postanowień "Programu restrukturyzacji ..." zaczęła się od opóźnienia w komercjalizacji p.p.u.p. PGNiG. Ostatecznie nastąpiło to w dniu 30 października 1996 r., czyli w cztery miesiące po wyznaczonym terminie. W związku z opóźnieniem etapu pierwszego (komercjalizacja) zdezaktualizował się termin utworzenia przez PGNiG spółek budowlano-produkcyjnych, które miały powstać do 30 września 1996 r. W tej sytuacji zainteresowane strony (Urząd i PGNiG SA) uzgodniły, że wszystkie przekształcenia, wymagane w drugim etapie restrukturyzacji zostaną zrealizowane do końca 1997 r. Tym razem władze spółki i zakłady objęte restruktu-

ryzacją dołożyły starań – w listopadzie i w grudniu 1997 r. zostały podjęte odpowiednie uchwały zarządu oraz rady nadzorczej PGNiG SA.

Następnie, po podjęciu uchwał przez właściciela – Ministra Skarbu Państwa, podpisaniu aktów notarialnych założenia spółek oraz ich rejestracji – prawie wszystkie nowo powstałe spółki rozpoczęły samodzielną działalność gospodarczą z dniem 1 lipca 1998 r. [9]. Założone spółki z ograniczoną odpowiedzialnością przedstawiono w tabeli 2.

Ww. spółkom przekazano majątek o łącznej wartości około 510 mln PLN. Ich przychody ze sprzedaży w drugiej połowie 1998 r. wyniosły 695,5 mln PLN, co stanowiło około 11,5% przychodów PGNiG SA. W wyniku utworzenia spółek-córek nastąpiły istotne zmiany w strukturze zatrudnienia (zob. tabela 3).

Wyodrębnienie poszukiwań i zaplecza technicznego – budowlanego stworzyło warunki do dalszych planowych przekształceń, które zgodnie z harmonogramem zawartym w "Programie restrukturyzacji ..." powinny zostać zrealizowane do końca 1998 r. Jednakże zarówno przedstawiciele administracji państwowej, jak i władze spółki uznały za konieczne zmodyfikowanie "Programu" uchwalonego w 1996 r. W połowie 1998 r. przygotowano "Założenia do nowego programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG SA", które zostały przyjęte przez zarząd i radę nadzorczą spółki, a następnie miały być rozpatrzone we wrześniu przez KERM, łącznie z nowymi projektami dotyczącymi innych sektorów energetycznych. Niestety, głównie z powodu braku uzgodnionego projektu dotyczącego górnic-

Tabela 2. Spółki-córki utworzone w PGNiG SA w 1998 r.

	Nazwa spółki	Przeciętne zatrudnienie	Kapitały własne (w tys. PLN)
1.	GAZOMET	534	13 000
2.	NAFTOMET	803	23 500
3.	NAFTOMONTAŻ	806	25 751
4.	GAZOBUDOWA	1 429	39 220
5.	GEOFIZYKA – Kraków	1 746	34 000
6.	GEOFIZYKA – Toruń	1 424	33 000
7.	PNiG – Jasło	1 700	65 000
8.	PNiG – Kraków	1 347	98 850
9.	PNiG – Piła	1 294	60 000
10.	PNiG – Wołomin	689	35 000
11.	Zakład Wierceń – Zielona Góra	1 046	62 000
12.	ZRUG – Toruń	249	1 300
13.	ZRUG – Wrocław	119	900
14.	ZRUG – Warszawa	118	6 000
15.	ZRUG – Zabrze	141	2 000
16.	ZRUG – Pogórska Wola	469	4 100
	RAZEM	13 914	503 621

Źródło: Informacje PGNiG SA

[9] ZRUG Warszawa powstał w 1999 r., natomiast utworzenie spółki na majątku ZNTSiS Brzesko zostało odłożone z powodu bardzo trudnej sytuacji ekonomicznej i społecznej tego zakładu.

Tabela 3. Struktura zatrudnienia w PGNiG SA (w %) przed i po utworzeniu spółek-córek

Lp.	Rodzaj działalności	Udział % w zatrudnieniu ogółem	
		w 1997 r.	w I połowie 1999 r.
1.	Poszukiwania: geologia, geofizyka i wiercenia	20,2 %	1,5 %
2.	Wydobycie ropy i gazu	12,3 %	17,2 %
3.	Przesył i dystrybucja gazu	57,5 %	77,7 %
4.	Zakłady remontowo-usługowe górnictwa	2,3 %	
5.	Budownictwo i montaż	4,8 %	
6.	Oddział Główny i pozostałe zakłady	4,9 %	3,6 %

Źródło: Informacje PGNiG SA

twą węglową, wystąpiły opóźnienia i ostatecznie zamiast rozpatrywania projektu zaproponowanego przez PGNiG SA – Ministerstwo Skarbu Państwa powierzyło opracowanie nowego projektu znanej międzynarodowej firmie PriceWaterhouseCoopers. Nowy projekt miał zostać przygotowany do końca września 1999 r. i na jego podstawie, właściwe organy administracji państwowej podejmą decyzję o zmianie poprzedniego "Programu restrukturyzacji ...".

Realizacja "Porozumienia" z sierpnia 1993 r. o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium RP także napotykała na trudności. W celu ich przewyższenia został uzgodniony wspomniany już protokół międzyrządowy, którego postanowienia określiły formalnoprawne i ekonomiczne warunki budowy gazociągu. Pracami projektowymi i przygotowaniem do budowy kierowała spółka SGT EuRoPol GAZ, której głównymi akcjonariuszami byli GAZPROM i PGNiG (po 48%). Trzecim założycielem (4% akcji), wymaganym przez polskie prawo handlowe, został "Gas Trading" – spółka z przeważającym kapitałem polskim. Statut STG EuRoPol GAZ SA zawierał postanowienie, że wymienione w nim decyzje strategiczne mogą zostać podjęte wyłącznie na zasadzie consensusu między PGNiG a GAZPROM. Głównymi zadaniami STG EuRoPol GAZ SA miało być:

- zbudowanie systemu gazociągów tranzytowych oraz niezbędnej infrastruktury,
- zarządzanie przyszłym systemem gazociągów oraz zajmowanie się jego eksploatacją.

Jednakże, po oddaniu gazociągu tranzytowego do eksploatacji, funkcję operatora ma pełnić PGNiG.

Pierwszy odcinek gazociągu tranzytowego został przekazany do eksploatacji w listopadzie 1996 r. [10]. Prace budowlano-montażowe na kolejnych odcinkach do granicy polsko-białoruskiej (Kondratki), z różnych przyczyn uległy opóźnieniu. Ostatecznie, jedna nitka gazociągu tranzytowego (bez budowanych nadal stacji kompresorowych) została ukończona we wrześniu 1999 r. Termin i warunki budowy drugiej nitki wymagają uzgodnień.

W 1998 roku pojawiły się nawet wątpliwości, czy strona rosyjska nie zrezygnuje z dokończenia gazociągu ze względu na dużą podaż gazu na rynku Europy Zachodniej do 2005 r. Obecnie przeważa pogląd, prezentowany także przez GAZPROM, że budowa drugiej nitki rozpocznie się w najbliższych latach.

Opóźnienie w rozpoczęciu użytkowania gazociągu tranzytowego spowodowało także ponad dwuletnią zwłokę w realizacji długoterminowej umowy (zawarta na 25 lat z możliwością przedłużenia o dalsze 5 lat) na dostawę gazu ziemnego z Rosji do Polski. Umowa zawarta między PGNiG i GAZPROM na zasadach "bierz lub płać" do wysokości ok. 75% zamówionego gazu przewidywała stopniowe zwiększanie zakupów gazu rosyjskiego w latach od 1997 do 2010. Zwłoka w przekazaniu do eksploatacji pierwszej nitki gazociągu i ograniczenie jego możliwości przesyłowych o połowę oraz brak uzgodnionego terminu budowy drugiej nitki stwarzają konieczność wznowienia negocjacji między PGNiG a GAZPROM, w celu zaktualizowania harmonogramu dostaw.

Główne postanowienia "Założeń polityki energetycznej Polski do 2010 roku dotyczące gazownictwa zostały zrealizowane częściowo:

- próby techniczne odmetanowania gazu z krajowych pokładów węgla nie przyniosły zadowalających rezultatów i zostały zawieszono,
- budowa gazociągu tranzytowego została okresowo ograniczona do jednej nitki,
- budowa podziemnych magazynów gazu (PMG), która ma ogromne znaczenie w pokryciu sezonowej nierównomierności poboru gazu, zwłaszcza przez gospodarstwa domowe oraz w zwiększeniu niezależności gazownictwa polskiego od ewentualnych zakłóceń w dostawach gazu z importu jest kontynuowana, ale w tempie wolniejszym od zamierzeń.

Obecnie krajowy system gazowniczy korzysta z czterech PMG umieszczonych w wyeksploatowanych kopalniach gazu (w tzw. złożach zcierpanych: Brzeźnica, Husów, Strachocina i Wierzchowice) oraz PMG Mogilno, który two-

[10] Był to odcinek granica polska (Górzyca) – Lwówek k. Poznania o długości 107 km. Dzięki wybudowanemu również przejściu gazociągu przez Odrę nastąpiło połączenie polskiego i niemieckiego systemu gazowniczego.

rzą kawerny wyflukane w złożu solnym. Ich łączna pojemność wynosi 1,1 mld m³, oprócz tego dzierżawimy część PMG na Białorusi i na Ukrainie (około 200–300 mln m³ rocznie). Dalsza rozbudowa krajowych PMG stoi jednak pod znakiem zapytania z powodu trudnej sytuacji finansowej PGNiG SA. Kluczową rolę odgrywają starania spółki o otrzymanie gwarancji rządowych na zaciągnięcie kredytu inwestycyjnego w EBI, przeznaczonego na rozbudowę PMG Wierzchowice do pojemności około 3 mld m³.

Negocjacje z Norwegią w sprawie bezpośrednich dostaw gazu zakończyły się podpisaniem w maju 1999 r. kontraktu na dostawę tylko 0,5 mld m³ gazu norweskiego, ale z odbiorem w Emden w Niemczech. Strona norweska twierdzi, że ze względów techniczno-eksploatacyjnych nie może zwiększyć wydobywania a w konsekwencji i dostaw gazu co najmniej do 2005 r. Postulowane zróżnicowanie dostaw gazu z importu jest także realizowane w formie wymiany przygranicznej w rejonie Zgorzelca, Gubina i Świnoujścia. Łącznie dostawy do Polski z niemieckiego systemu gazowniczego wynoszą obecnie ok. 400 mln m³ rocznie.

Wstępna ocena przebiegu realizacji decyzji administracyjnych dotyczących polskiego sektora gazowniczego wypadła mało zadowalająco – dokonania i zaniechania prawie się równoważą. Do wydarzeń pozytywnych można zaliczyć przede wszystkim:

- wzrost technicznych możliwości poszukiwań ropy i gazu,
- wzrost pojemności podziemnych magazynów gazu,
- zapewnienie długoletnich dostaw gazu rosyjskiego do Polski na stosunkowo korzystnych warunkach,
- zbudowanie pierwszych połączeń między polskim a zachodnioeuropejskim systemem gazowniczym,
- rozpoczęcie restrukturyzacji PGNiG.

Zmiany niekorzystne, zaszły w latach 1993–1998, to głównie:

- znaczne pogorszenie sytuacji ekonomiczno-finansowej PGNiG i wynikający z tego niedobór środków na inwestycje, czego skutkiem było spowolnienie gazyfikacji kraju oraz rozbudowy PMG,
- brak istotnego postępu w postulowanej dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w gaz ziemny,
- opóźnienia w restrukturyzacji PGNiG,
- stagnacja w sprzedaży gazu ziemnego na rynku krajowym.

Zachowując obiektywizm oceny należy dodać, że w końcu 1999 r. są spodziewane dwa korzystne wydarzenia, a mianowicie: oddanie do eksploatacji pierwszej nitki gazociągu tranzytowego oraz zaktualizowanie programu restrukturyzacji i prywatyzacji polskiego gazownictwa. Jednakże powtarzające się opóźnienia w realizacji tych procesów uzasadniają ostrożność i nie uwzględnianie ich w powyższym porównaniu sukcesów i niepowodzeń sektora gazowniczego.

Wśród ww. wydarzeń **na odrębną analizę zasługuje sytuacja ekonomiczno-finansowa PGNiG**. Była ona trudna już w latach 1991–1995, głównie ze względu na ni-

skie krajowe ceny i spadek zużycia gazu. Jednakże przyznanie rekompensaty (korzystne rublowe rozliczanie Kontraktu Jamburskiego i ulgi podatkowe) prawie równoważyły utratę przychodów spowodowaną sprzedażą znacznej części importowanego gazu, początkowo nawet poniżej kosztów importu, a później poniżej pełnych krajowych kosztów przesyłu, magazynowania i dystrybucji. Umożliwiało to PGNiG osiągnięcie w tym okresie zysku netto, który wynosił od około 94 mln PLN w 1991 r. do około 300 mln PLN w roku 1995. Analizując powyższe informacje należy zaznaczyć duży wpływ zysków i strat nadzwyczajnych na osiągnięty wynik finansowy. Zyski nadzwyczajne powstawały z reguły z tytułu nieodpłatnego przejmowania na własność przez PGNiG sieci dystrybucyjnych wybudowanych ze środków odbiorców (gminy, spółdzielnie mieszkaniowe). Roczne zyski nadzwyczajne osiągnięte w ten sposób przekraczały 100 mln PLN – stanowiły więc istotną część wyniku finansowego przedsiębiorstwa. Natomiast straty nadzwyczajne powstały przede wszystkim wskutek przeprowadzonych bankowych postępowań ugodowych, w których PGNiG występowało po stronie wierzycieli. W związku z tym było ono zmuszone do umorzenia części wierzytelności, rozłożenia płatności na raty oraz do zamiany niektórych wierzytelności na trudno zbywalne akcje lub udziały dłużników. Całkowite straty spowodowane uczestnictwem PGNiG w bankowych postępowaniach ugodowych szacuje się na ponad 500 mln PLN.

Do znacznego pogorszenia sytuacji finansowej gazownictwa polskiego doszło w 1996 roku. Wystąpiła wówczas kumulacja wpływu kilku niekorzystnych wydarzeń, a mianowicie:

- wygaśnięcia ulg podatkowych,
- rozpoczęcia spłat kredytów inwestycyjnych zaciągniętych uprzednio w Banku Światowym i EBI,
- osiągnięcia nieplanowanego ujemnego wyniku finansowego (minus 324 mln PLN),
- znacznego wzrostu należności przeterminowanych,
- wzrostu zadłużenia wobec dostawców i budżetu państwa,
- wzrostu kosztów finansowych.

W rezultacie doprowadziło to do wystąpienia dużego i trwałego niedoboru środków pieniężnych (w 1997 r. był on szacowany na poziomie ponad 500 mln PLN), który pokrywano głównie dzięki zaciąganiu nowych kredytów bankowych, w większości krótkoterminowych. W celu zapobieżenia dalszym niekorzystnym zmianom, które mogły stać się niebezpieczne dla Spółki, podjęto działania, w wyniku których osiągnięto:

- porozumienie w sprawie spłaty zaległych zobowiązań budżetowych,
- zamianę części zadłużenia krótkoterminowego na kredyty długoterminowe.

Porozumienie w sprawie uregulowania zobowiązań wobec budżetu jest systematycznie realizowane, co przyczyni-

to się do poprawy oceny i opinii spółki. Jednakże konieczność spłaty tych zobowiązań, w warunkach dużego niedoboru środków pieniężnych, spowodowała na przełomie lat 1998/99 niebezpieczny wzrost zadłużenia u dostawców oraz obniżenie możliwości inwestycyjnych. Zmniejszenie inwestycji oznaczało dostosowanie nakładów inwestycyjnych do realnych możliwości ekonomicznych spółki [11], ale ich aktualna wielkość nie odpowiadała bieżącym potrzebom oraz zamierzeniom rozwojowym gazownictwa polskiego. Nawet biorąc to pod uwagę, nie ulega już wątpliwości, że spółka nie może zwiększać swego zadłużenia, którego poziom jest niepokojący (suma zobowiązań krótko- i długoterminowych zbliża się do 50% rocznej wartości sprzedaży). Nadszedł czas na poprawę sytuacji finansowej poprzez wypracowanie znacznej obniżki kosztów, zwłaszcza w dystrybucji gazu. Dotychczas PGNiG SA unikało podjęcia tych niepopularnych środków, ale po wyczerpaniu innych możliwości jest to działanie niezbędne i nieuniknione.

Ostatnią szansą na pozyskanie dużego i bezwrotnego zasilenia finansowego była propozycja podniesienia kapitału akcyjnego Spółki [12] – zgłoszona przez nią dwukrotnie w latach 1997 i 1998. Niestety, oba wnioski nie mogły zostać przyjęte ze względów formalnoprawnych i dopóki nie dojdzie do znowelizowania obowiązujących aktów normatywnych nie ma szans na skorzystanie z tej formy wzrostu środków finansowych spółki.

Trudna sytuacja ekonomiczno-finansowa PGNiG SA jest obecnie jednym z istotnych czynników ograniczających możliwości rozwojowe gazownictwa polskiego.

3.4. Perspektywy rozwoju gazownictwa polskiego

Przyszłość sektora gazowniczego można rozpatrywać z punktu widzenia:

- 1) możliwości rozwoju rynku krajowego,
- 2) potencjalnych wydarzeń przyspieszających lub opóźniających niezbędne przemiany sektora.

Wzrost krajowego zużycia gazu do roku 2010 jest nadal problemem spornym, ale traktowanym coraz bardziej realistycznie. Początkowe prognozy, formułowane w pierwszej połowie lat 90., zakładały bardzo dynamiczny przyrost krajowej konsumpcji gazu ziemnego. W 1992 r., w materiale przygotowanym do rozpatrzenia przez KERM, przewidywano wzrost zużycia gazu do 27–35 mld m³. W roku 1995 w "Założeniach polityki energetycznej Polski do 2010 roku" ustalono wielkość zapotrzebowania na gaz w granicach

22–27 mld m³. Te same wielkości przyjęło PGNiG w projekcie "Programu gazyfikacji kraju" i przy negocjowaniu wieloletnich umów na dostawy gazu z importu. Jednakże już w roku 1997 stało się oczywiste, że zapotrzebowanie na gaz ziemny będzie mniejsze od planowanego. W przygotowaniu nowej prognozy krajowego zużycia gazu do roku 2010 wzięto pod uwagę dwie tendencje:

1. Wzrost zużycia gazu spowodowany pojawieniem się nowych grup klientów: handlu i innych komercyjnych odbiorców nieprzemysłowych oraz energetyki. Zużycie gazu przez komercyjnych odbiorców nieprzemysłowych wzrasta dynamicznie od około 90 mln m³ w 1994 roku do ponad 900 mln m³ w roku 1998. Przewiduje się dalsze zwiększanie zapotrzebowania na gaz przez tę grupę klientów do około 2–2,5 mld m³ w roku 2010. Jeszcze większe możliwości zwiększenia popytu na gaz występują w energetyce, szczególnie w elektrociepłownictwie. Z powodu podwyższenia wymagań dotyczących ochrony środowiska ta grupa odbiorców jest szczególnie zainteresowana w zastosowaniu gazu ziemnego (zamiast węgla), jako surowca energetycznego. Potencjalne zapotrzebowanie na gaz, zgłoszone przez elektrociepłownię, jest ogromne i wynosi ponad 20 mld m³, czyli blisko 200% obecnego krajowego zużycia. Oczywiście realne możliwości są o wiele mniejsze – głównie ze względu na brak wystarczających środków na inwestycje oraz także z powodu działalności lobby węglowego. Ostatecznie, w nowej prognozie przyjęto, że efektywny popyt elektrociepłowni i elektrowni na gaz wyniesie w roku 2010 około 3,5–6,3 mld m³. Obecnie jest już eksploatowana pierwsza instalacja gazowa w elektrociepłowni w Gorzowie Wielkopolskim oraz rozpoczęto przygotowania lub realizację inwestycji w elektrociepłowniach w Nowej Sarzynie, Rzeszowie, Sanoku, Tarnobrzegu, Lublinie i Zielonej Górze.

2. Spadek zapotrzebowania na gaz ziemny w grupie odbiorców przemysłowych oraz oszczędność zużycia gazu w gospodarstwach domowych. Powyższa tendencja świadczy o dużej racjonalizacji zużycia osiągniętej dzięki zastosowaniu nowych metod produkcyjnych i modernizacji technologii (przemysł) lub wymianie odbiorników gazu i ogrzewania mieszkań (gospodarstwa domowe). Kontynuacja tego racjonalnego procesu spowoduje, że mimo podłączania nowych odbiorców przemysłowych i komunalnych, do roku 2010 zużycie gazu w przemyśle nie osiągnie nawet poziomu z roku 1998 (8 mld m³) i będzie kształtowało się w granicach 5,5–6 mld m³ – natomiast zużycie gazu przez gospodarstwa domowe wzrośnie nieznacznie do około 5–5,5 mld m³.

Całkowite zużycie gazu ziemnego w roku 2010 szacuje się realnie na 19–22 mld m³, jednakże z zastrze-

[11] Nakłady inwestycyjne w latach 1997–1999 zmalały o około 40%.

[12] Chciano podnieść kapitał akcyjny bez rozpoczynania procesu prywatyzacji właściwej, czyli bez równoczesnego udostępnienia inwestorom akcji Skarbu Państwa.

żeniem, że będą dostępne wystarczające środki niezbędne do sfinansowania inwestycji.

Niedostatek środków finansowych stanowił główny problem w realizacji zamierzeń rozwojowych sektora gazowniczego. Wymagały one tak dużych nakładów inwestycyjnych [13], że znacznie przekroczyły możliwości akumulacji finansowej PGNiG. Niestety, już na przełomie lat 1997–1998 stało się jasne, co wyrażono we wniosku o podwyższenie kapitału akcyjnego, że "... Spółka utraciła zdolność generowania wystarczającej ilości środków własnych do finansowania rozwoju gazyfikacji Polski". Stan ten trwa nadal i biorąc pod uwagę możliwości samego PGNiG SA nie należy spodziewać się zasadniczej poprawy przed przeprowadzeniem prywatyzacji. **Obecnie jedynie prywatyzacja (zwłaszcza dystrybucji) stwarza realną szansę na zwielokrotnienie nakładów inwestycyjnych, a w następstwie także i zużycia gazu ziemnego w Polsce. O potencjalnych możliwościach, które stwarza prywatyzacja PGNiG, można wnioskować na podstawie rozwoju gazownictwa na obszarze byłej NRD.**

Wschodnio-niemiecki system gazowniczy został przejęty w 1991 r. przez prywatną spółkę akcyjną "Verbundnetz Gas". Równocześnie wiele innych firm rozpoczęło projektowanie, a następnie realizację mniejszych zadań inwestycyjnych dotyczących gazyfikacji miast i/lub gmin byłej NRD. Łączne inwestycje w gazownictwie Niemiec Wschodnich przekroczyły w latach 1991–1998 kwotę 15 mld DEM. Doprowadziło to do istotnego postępu w zużyciu gazu, które w analogicznym okresie wzrosło o ponad 200%. Niemcy Wschodnie, w których w poprzednim systemie konsumpcja gazu była niższa niż w części zachodniej, stały się na koniec 1998 roku obszarem o wyższym udziale gazu w energii pierwotnej (27%), niż średnio w całym Niemczech (21%). Spektakularne zmiany wystąpiły zwłaszcza w strukturze zużycia paliw do ogrzewania mieszkań we wschodniej części Niemiec (zob. tabela 4). Na zakończenie krótkiej charakte-

rystyki sukcesów gazownictwa na obszarze byłej NRD należy podkreślić, że spółce Verbundnetz Gas udało się także osiągnąć założoną dywersyfikację zaopatrzenia. Kupuje ona 50% gazu ziemnego w Rosji, 27% w Norwegii i 23% u innych firm niemieckich. Ostatnim sukcesem tej spółki było osiągnięcie w 1998r. – mimo ponoszenia kosztów wieloletniego intensywnego inwestowania – zysku w wysokości prawie 90 mln DEM.

Można z góry założyć, że w warunkach polskich postęp inwestycyjny, osiągnięty wskutek prywatyzacji, będzie mniejszy. Ostrożny realizm tego założenia wynika z nacionalnego oczekiwania, że ceny gazu ziemnego w Polsce będą w przyszłości nadal niższe niż w Niemczech [14]. Jednakże, nawet biorąc to pod uwagę, **można spodziewać się, że łączne inwestycje nowych właścicieli sieci (inwestorów strategicznych) będą kilkakrotnie większe od obecnych możliwości inwestycyjnych PGNiG.**

3.5 Podsumowanie

Analiza zmian zaszyłych w gazownictwie polskim w latach 1990–1998 prowadzi do sformułowania następujących głównych spostrzeżeń:

I. Okres ten charakteryzował się dużym, lecz niewystarczająco skutecznym zaangażowaniem organów administracji państwowej w kształtowanie organizacji i działalności PGNiG. Ostatecznie udało się przeprowadzić częściową restrukturyzację (wydzielenia w formie spółek-córek: geofizyki, wiertnictwa oraz zaplecza budowlanego i technicznego), ale brak zasadniczego postępu w prywatyzacji, jak i również opóźnienia w realizacji innych ważnych zamierzeń zaczynają wywierać negatywny wpływ na możliwości rozwoju gazownictwa polskiego. Szczególnie niepokojące jest pogarszanie się sytuacji finansowej Spółki.

Tabela 4. Struktura zużycia paliw w ogrzewaniu gospodarstw domowych we wschodniej części Niemiec

Lp.	Rodzaj ogrzewania	Udział % w latach	
		1990	1998
1.	Węglowe	66%	10%
2.	Centralne ogrzewanie na bazie węgla	22%	6%
	Razem węglowe	88%	16%
3.	Gazowe	6%	44%
4.	Centralne ogrzewanie na bazie gazu	4%	21%
	Razem gazowe	10%	65%
5.	Elektryczne	1%	3%
6.	Olej opałowy	1%	16%

Źródło: Publikacja VNG z czerwca 1999 r.

[13] Eksperti Banku Światowego szacowali potrzeby inwestycyjne polskiego gazownictwa w latach 1996–2010 na co najmniej 10 mld USD. Szacunki niezbędnych nakładów inwestycyjnych przeprowadzone przez PGNiG wyniosły 14 mld PLN (ceny z 1995 r.).

[14] Ceny gazu ziemnego w Niemczech należą do najwyższych wśród krajów UE.

2. Bliska ideologii poprzedniego systemu "strategia samowystarczalności", wyrażająca się w próbie zrealizowania kilku ambitnych programów (gazyfikacji kraju, rozbudowy PMG i utrzymania krajowego wydobycia) własnymi siłami PGNiG zakończyła się fiaskiem. Jak oceniły to same władze spółki "utraciła ona zdolność generowania wystarczającej ilości środków własnych". Należy mieć nadzieję, że autorzy aktualizowanego programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG oraz nowy zarząd spółki wyciągną z tego właściwe wnioski już na najbliższą przyszłość.

3. Dzięki zastosowaniu nowej lub zmodernizowanej technologii oraz wymianie odborników gazu i ociepleniu mieszkań ma miejsce racjonalizacja zużycia gazu w przemyśle i gospodarstwach domowych – proces ten będzie

kontynuowany w najbliższych latach. Największą szansę na wzrost zużycia gazu w Polsce stwarza pojawienie się nowej grupy klientów (handel i inni komercyjni odbiorcy nieprzemysłowi) oraz modernizacja energetyki, zwłaszcza elektrociepłowni. Jednakże zastosowanie gazu ziemnego zamiast węgla wymaga dużych nakładów inwestycyjnych. Ogranicza to obecnie możliwości wzrostu zużycia gazu w energetyce.

4. Kluczem do lepszej przyszłości gazownictwa polskiego jest jego prywatyzacja i dokończenie restrukturyzacji. Szczególnie pilne i ważne jest rozpoczęcie prywatyzacji dystrybucji gazu ziemnego, co umożliwiłoby zwielokrotnienie inwestycji, a w następstwie doprowadziłoby do wzrostu zużycia gazu i osiągnięcia nadwyżki finansowej.
