

KOMPENDIUM WIEDZY O PRZEDSIĘBIORSTWIE ENERGETYCZNYM SGT EUROPOL GAZ SA

Autor: Teresa Kubacka, naczelnik w Departamencie Taryf URE

(Biuletyn URE 2/2005)

Jednym z kluczowych przedsiębiorstw sektora gazowniczego, zarówno z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego kraju jak i realizowanego przychodu, jest System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ Spółka Akcyjna, wiedza o którym – nawet wśród ludzi z branży – nie jest duża. Stąd poniższy artykuł¹⁾, który – w nadziei jego autora – stan ten może zmienić.

Geneza powstania EuRoPol GAZ SA

W 1990 r. Sejm RP za jeden z podstawowych celów polityki energetycznej uznał zwiększenie zużycia gazu ziemnego jako paliwa podstawowego. Zdecydowano przy tym o zwiększeniu podaży gazu zarówno ze źródeł krajowych jak i z importu, który oparty był wówczas wyłącznie o dostawy z b. ZSRR. Dostawa z tego kraju realizowana do wschodniej granicy Polski dwoma rurociągami: orenburskim i jamburskim stawiała nasz kraj – jako odbiorcę końcowego – w nienajlepszej sytuacji, zagrażającej jego bezpieczeństwu energetycznemu.

Powyższe zadecydowało, iż w grudniu 1992 r. Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów zaaprobował rządowy dokument pn. „Raport w sprawie dostaw gazu ziemnego do 2010 r.”, w którym Ministerstwo Przemysłu i Handlu zobowiązane zostało m.in. do pozyskania gazu z planowanego gazociągu tranzytowego z Rosji przez Polskę do Europy. W kwietniu 1993 r. Rada Ministrów powołała międzyresortowy zespół ds. ustalenia warunków budowy gazociągu tranzytowego Rosja – Europa Zachodnia.

25 sierpnia 1993 r. – w obecności prezydentów Polski i Rosji – Rządy obu tych krajów podpisały „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”, w którym – dla zapewnienia właściwej jego realizacji – poparły utworzenie przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo z siedzibą w Warszawie (będące wówczas przedsiębiorstwem państwowym, zajmującym się jako jedyne sprzedażą gazu ziemnego w Polsce) i Rosyjską Spółkę Akcyjną „Gazprom” z siedzibą w Moskwie (która do dzisiaj jest jednym z największych przedsiębiorstw gazowniczych świata, zajmującym się zarówno poszukiwaniem i wydobywaniem gazu, ocenianym na 25% wydobycia światowego, jak i jego dostawami do wszystkich odbiorców na terenie Rosji) **Spółki Akcyjnej** z 50% udziałem każdego z wymienionych Przedsiębiorstw. Należy przy tym zaznaczyć, iż Porozumienie dopuszczało możliwość wprowadzenia, na zasadzie consensusu, przez każde z ww. Przedsiębiorstw nowych uczestników.

18 lutego 1995 r. Rządy RP i Federacji Rosyjskiej podpisały protokół, będący integralną częścią Porozumienia z sierpnia 1993 r., który uściślał obowiązki stron i terminy realizacji systemu gazociągów tranzytowych na terytorium Polski. Zgodnie z nim strona polska zobowiązała się zapewnić warunki dla transportu gazu przez budowany system w uzgodnionych ilościach i terminach.

Spółka EuRoPol GAZ zawiązana została w Warszawie w dniu 23 września 1993 r., zaś w dniu 15 grudnia tegoż roku uzyskała osobowość prawną. Akcjonariuszami Spółki o kapitale akcyjnym w wysokości 80 mln zł oprócz wskazanych w Porozumieniu rządowym z sierpnia 1993 r. (z których każdy dysponuje 48% akcji EuRoPol GAZ) została Spółka Akcyjna Gas-Trading z siedzibą w Warszawie. Głównym powodem wprowadzenia trzeciego akcjonariusza były przepisy prawa polskiego, na mocy których spółka prawa handlowego musiała liczyć nie mniej niż trzech akcjonariuszy. W tej sytuacji za najwłaściwsze uznano powierzenie zamykających 4% akcji EuRoPol GAZ spółce o mieszanym kapitale polskorosyjskim. Przedsiębiorstwem takim okazała się Spółka Gas-Trading, w którym polskie podmioty gospodarcze posiadają około 80% udziałów i w której minimalny kapitał posiadają również Niemcy. Spółka ta zajmuje się prowadzeniem działalności inwestycyjnej, usługowej i handlowej, posiada przy tym koncesję na obrót gazem z zagranicą.

Przedmiot i zakres działania EuRoPol GAZ SA

Przedmiotem działania EuRoPol GAZ jest budowa i eksploatacja systemu gazociągów tranzytowych Jamał – Europa (którego trasa wiedzie od złóż gazowych zlokalizowanych na Półwyspie Jamał w płn. – zach. Syberii poprzez terytorium Białorusi i Polski do Niemiec) na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, w szczególności zaś:

- projektowanie i budowa systemu gazociągów (w tym tłoczni i innych obiektów technicznych) oraz infrastruktury koniecznej do budowy i eksploatacji tego systemu,
- organizacja procesów inwestycyjnych, w tym nadzorów,
- transport gazu gazociągami,
- zarządzanie systemami gazociągów i ich eksploatacja.

Zgodnie z założeniami polski odcinek jamalskiego systemu gazociągów tranzytowych, zwany dalej „SGT”, który w sposób zasadniczy pozwala na zwiększenie pewności dostaw gazu z Rosji – z uwagi na zmianę pozycji Polski z odbiorcy końcowego na odbiorcę gazu z trasy gazociągu tranzytowego – docelowo składać się będzie z:

- dwóch równoległych, stalowych przewodów gazowych o długości około 684 km każdy oraz 33 zespołów zaporowo-upustowych, umożliwiających czasowe wyłączenie z eksploatacji części jednej z dwóch eksploatowanych nitek,
- pięciu tłoczni gazu z turbinami gazowymi, pomiarowni w Kondratkach i systemowej stacji redukcyjno-pomiarowej we Włocławku,
- systemu łączności, służącego do transmisji danych między wszystkimi obiektami gazociągu na terenie Polski oraz ośrodkami dyspozytorskimi rozlokowanymi na trasie całego gazociągu Jamał – Europa liczącego ponad 4 tys. km,
- systemu sterowania (SCADA) oraz zarządzania przesyłaniem gazu, umożliwiającego automatyczną kontrolę i kierowanie procesem transportu gazu, powiązanego z analogicznymi systemami zainstalowanymi na gazociągu w Rosji, Białorusi i Niemczech.

Jego trasa przebiega przez 5 województw, to jest województwo: podlaskie, mazowieckie, kujawsko-pomorskie, wielkopolskie oraz lubuskie i rozpoczyna się we wsi Kondratki (położonej na pld. od Białegostoku), kończy zaś we wsi Górzycyca

(położonej na płn. od Słubic). Na jej wybór wpływ miało szereg czynników, z których najważniejsze to: konieczność minimalizowania przejść przez tereny leśne i zmeliorowane, dążenie do przekraczania rzek w najdogodniejszych miejscach, uwzględnianie stanowiska gmin i użytkowników gruntów, możliwości lokalizacji tłoczni oraz punktów poboru gazu do sieci polskiego systemu gazowniczego. Z punktu widzenia oddziaływania na środowisko naturalne przebieg gazociągu jest optymalny. Znacząca część jego trasy to tereny rolne, które mogą być uprawiane, gdyż przykrywająca go warstwa ziemi wynosi około 1,5 m. Gazociąg w większości omija, w odległości kilkunastu kilometrów, parki narodowe i krajobrazowe oraz rezerwy przyrody. Tam gdzie przecina obszary krajobrazu chronionego, teren po jego budowie przywrócony został do stanu pierwotnego.

SGT budowany był (i w dalszym ciągu będzie) i oddawany do eksploatacji etapami, stosownie do zwiększającego się zapotrzebowania na moce przesyłowe, z uwzględnieniem możliwości finansowych Spółki.

Źródła finansowania i stan zaawansowania budowy SGT

Budowa SGT rozpoczęta została ze środków pozyskanych w formie pożyczek od akcjonariuszy oraz przy zapewnieniu przez Gazprom dostaw rur z odroczonej na wiele lat terminem spłaty. Finansowanie bowiem przedsięwzięcia ze źródeł komercyjnych wymagało udokumentowania pełnego wykorzystania przewidywanych zdolności przesyłowych gazociągu w postaci wieloletnich kontraktów z gwarancjami płatności, zawartych między użytkownikami gazociągu a odbiorcami gazu w Europie i Polsce, co nie było wówczas możliwe. Już po zakończeniu budowy pierwszego 102 km odcinka gazociągu zmieniły się poglądy głównych użytkowników na zapotrzebowanie na moce przesyłowe polskiego odcinka gazociągu Jamał-Europa i oczywistą stała się konieczność etapowania inwestycji. W tej sytuacji władze EuRoPol GAZ z całego projektu inwestycyjnego wydzieliły, jako samodzielne zadanie inwestycyjne, budowę pierwszej nitki SGT, którego źródłem finansowania oprócz kredytów i pożyczek²⁾ udzielonych lub zorganizowanych przez akcjonariuszy był i jest zysk netto z prowadzonej działalności transportowej³⁾.

Trafność takiego wyodrębnienia zadania potwierdza fakt, że decyzja o terminie budowy drugiej nitki, do dnia dzisiejszego jeszcze nie zapadła. Natomiast w środkach masowego przekazu ukazują się niepokojące sygnały o bezterminowym odłożeniu w czasie tej budowy w związku z angażowaniem się strony rosyjskiej w budowę tzw. gazociągu podmorskiego. Należy mieć nadzieję, że przy podejmowaniu przez Rosjan decyzji zwycięży zasada celowości ekonomicznej, jako że na drugą nitkę gazociągu poniesione zostały już nakłady. Optymalizacja bowiem kosztów budowy dwunitkowego systemu przesyłowego sprawiła, iż koszty inwestycyjne pierwszej nitki objęły pewną część nakładów dla potrzeb nitki drugiej, gdyż od razu wybudowano dla dwóch nitek wszystkie przejścia podziemne pod większymi rzekami i szlakami komunikacyjnymi, a infrastruktura tłoczni gazu i ich parametry techniczne znacznie przewyższają potrzeby obsługi jednonitkowego systemu przesyłowego.

Pierwsza nitka gazociągu znajduje się w końcowej fazie budowy. Pierwszy odcinek pierwszej nitki na trasie Górzycy – Lwówek k/Poznania oddano do użytku w listopadzie 1996 r., co umożliwiło rozpoczęcie przesyłania rosyjskiego gazu do Niemiec przy jednoczesnym wykorzystaniu polskiego systemu gazowniczego. Budowę odcinka drugiego na trasie Lwówek – Włocławek i trzeciego na trasie Włocławek – Kondratki zakończono we wrześniu 1999 r., przekazano zaś do

eksploatacji w grudniu 2000 r., kończąc tym samym budowę części liniowej pierwszej nitki gazociągu tranzytowego na terytorium Polski.

Podobnie etapami budowane i przekazane do eksploatacji były (bądź będą) tłocznie gazu, rozmieszczone wzdłuż gazociągu co 100-120 km. Pierwszą wybudowaną i oddaną do użytku była tłocznia w Kondratkach, wyposażona w pomiarownię, przeznaczoną do ciągłego pomiaru ilości i jakości gazu dostarczanego do transportu polskim odcinkiem gazociągu tranzytowego. Tłocznia ta budowana była w dwóch etapach. Pierwszy zakończył się w grudniu 1999 r., drugi w rok później. W październiku 2000 r. dobiegła końca budowa tłoczni we Włocławku wraz z systemową stacją regulacyjno-pomiarową, umożliwiającą kontrolę ilości i jakości gazu odbieranego przez krajowy system gazowniczy. Na dzień dzisiejszy tłocznia zawiera 3 zespoły turbosprężarkowe, które dla docelowego układu dwóch nitek systemu gazociągów tranzytowych rozszerzone muszą być o kolejny – czwarty agregat.

W roku 2005 przewidziane jest zakończenie budowy trzech pozostałych tłoczni zlokalizowanych w: Szamotułach, Ciechanowie i Zambrowie. Ponadto w końcowej fazie budowy znajduje się zarówno system łączności wraz z systemem nadzoru nad siecią oraz połączeniami teletransmisyjnymi (łączność głosowa i transmisja danych) jak i system SCADA. Ostateczny termin zakończenia ich budowy przewidziany jest na pierwszy kwartał 2006 r.

Projektowa zdolność przesyłowa pierwszej nitki gazociągu wynosi 32,96 mld m³ gazu w ciągu roku. Po oddaniu do użytkowania nitki drugiej jego zdolność przesyłowa zwiększy się do 65,7 mld m³/rok.

Zasady prowadzenia rozliczeń za świadczoną usługę przesyłania gazociągiem tranzytowym

Jak już wspomniano podstawowym przedmiotem działania EuRoPol GAZ jest świadczenie – na terenie Polski – usługi przesyłania gazu gazociągiem tranzytowym, której jedynymi jak dotychczas usługobiorcami jest: Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG) oraz OOO Gazexport (spółka grupy kapitałowej OAO Gazprom). Na powyższą działalność Przedsiębiorstwo w dniu 26 kwietnia 1999 r. uzyskało koncesję z urzędu, a zatem stosownie do postanowień art. 47 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne wskazaną działalność Spółka mogła prowadzić wyłącznie w oparciu o zatwierdzoną przez Prezesa URE taryfę. Dla EuRoPol GAZ nie była to jednak prawda oczywista. Z punktu widzenia Spółki sytuację komplikował bowiem fakt, że „Porozumienie Czterostronne w sprawie finansowania budowy systemu gazociągów tranzytowych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej”, zawarte w maju 1997 r. pomiędzy EuRoPol GAZ a jego akcjonariuszami, było wynikiem negocjacji i ustaleń dokonanych przed uchwaleniem wspomnianej wyżej ustawy. Negocjacje te prowadzono na podstawie Porozumienia międzyrządowego z 1993 r. (uzupełnionego Protokółem między rządem RP a rządem Federacji Rosyjskiej z lutego 1995 r.), w warunkach gdy nie było ustawowych regulacji określających zasady ustalania taryf. Zgodnie z Porozumieniem czterostronnym opłata tranzytowa miała składać się z dwóch części: opłaty stałej (za moc zamówioną w EuRoPol GAZ) oraz opłaty zmiennej (za faktyczną ilość przesłanego gazu). Z uwagi jednak na konieczność zapewnienia stabilnych warunków finansowania inwestycji oraz zagwarantowania kredytodawcom niezmiennych zdolności do obsługi zadłużenia przez Spółkę, w wyniku analizy kosztów stałych i zmiennych usługi przesyłowej, postanowiono w rozliczeniach stosować wyłącznie opłatę stałą za moc zamówioną (ponad 96%

planowanych wówczas kosztów przesyłania stanowiły koszty stałe, tj. amortyzacja, koszty kapitału itp.). Uściśleniem ww. porozumienia był Protokół z negocjacji EuRoPol GAZ z jego akcjonariuszami oraz bankami finansującymi budowę SGT z lipca 1999 r., w którym ustalono dla poszczególnych lat następującą wysokość stawki opłaty za zamówioną moc, która miała pozwolić w warunkach dwunitkowego systemu przesyłowego na dodatnie wyniki finansowe i dodatni cash flow w poszczególnych latach:

2000-2008	-	1,35 USD/1000 m ³ za 100 km
2009-2011	-	1,10 USD/1000 m ³ za 100 km
2012-2019	-	0,90 USD/1000 m ³ za 100 km

Przez pierwsze 8 miesięcy działalności przesyłania gazu (uruchomienie przepływu gazu nastąpiło w listopadzie 1999 r., a zatem datę tę uznać należy za początek działalności koncesjonowanej), tj. do sierpnia 2000 r. Spółka – wychodząc z założenia, iż skoro świadczy omawianą usługę wyłącznie na rzecz swoich akcjonariuszy a także mając na względzie fakt, iż sposób rozliczeń za tę usługę został przez strony wcześniej określony w wieloletniej umowie – swoich kontrahentów rozliczała według zasad wynegocjowanych z nimi w umowie.

Działanie to było powodem wymierzenia przez Prezesa URE – na mocy postanowień art. 56 ust. 1 pkt 5 Prawa energetycznego – Przedsiębiorstwu oraz jego kierownikowi kary pieniężnej. Przy ustalaniu jej wysokości uwzględniony został stopień zawinienia, w tym okres stosowania stawek opłat bez dopełnienia obowiązku ich przedstawienia do zatwierdzenia, ówczesną sytuację finansową Przedsiębiorstwa, w tym jego zobowiązania finansowe. Od ww. decyzji Spółka odwołała się do Sądu Antymonopolowego, domagając się ich uchylenia. Jej zdaniem, skoro przepisy nie wskazywały terminu do wystąpienia z wnioskiem o zatwierdzenie taryfy, więc niezasadne było wymierzenie kar z tego tytułu, tym bardziej że Spółka obowiązek ten spełniła przedkładając w dniu 3 sierpnia 2000 r. taryfę do zatwierdzenia. W zakresie kary wymierzonej Spółce Sąd podzielił stanowisko Prezesa URE, uchylił natomiast karę wymierzoną jej kierownikowi, tj. Prezesowi EuRoPol GAZ. Uznał przy tym, iż Prezes URE nie ustalił – w sposób nie budzący wątpliwości – jego wyłącznej odpowiedzialności za stosowanie niezatwierdzonych stawek opłat przesyłowych, a zatem niewłaściwe było nałożenie kary wyłącznie na niego samego.

Początki związane z procesem taryfowania usługi przesyłowej gazociągiem tranzytowym nie były łatwe. Spółka uważała bowiem, iż niektóre przepisy ustawy – Prawo energetyczne czy przepisy aktów wykonawczych do tej ustawy – ze względu na charakter prowadzonej przez nią działalności (tranzyt gazu, dwóch usługobiorców, będących jej głównymi akcjonariuszami) oraz treści wcześniej podpisanych umów – nie mają w jej przypadku zastosowania. I tak składając w sierpniu 2000 r. wniosek o zatwierdzenie taryfy Spółka ustaliła stawki opłat nie przestrzegając postanowień art. 45 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne zobowiązującego przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych do ustalenia stawek opłat za usługi przesyłowe w taki sposób, aby udział opłat stałych za świadczenie usług przesyłowych w łącznych opłatach za te usługi dla danej grupy odbiorców nie był większy niż 40%. Udział bowiem opłat stałych w opłatach ogółem wynosił 99,3% i odzwierciedlał faktyczną strukturę kosztów Przedsiębiorstwa. Niezależnie od tego Spółka nie obniżyła kosztów stanowiących podstawę kalkulacji stawek o koszty uznane przez Prezesa URE za nieuzasadnione (z punktu widzenia prowadzonej działalności regulowanej),

w tym o koszty budowy ośrodka szkoleniowo-konferencyjnego, koszty reprezentacji i reklamy oraz koszty niektórych usług obcych.

Również od tej decyzji Spółka odwołała się do sądu, podnosząc przede wszystkim fakt, iż – w jej opinii – postanowienia art. 45 ust. 5 Prawa energetycznego jej nie dotyczą, gdyż mowa w nim o odbiorcach, a jej kontrahenci (usługobiorcy) takowymi nie są w rozumieniu art. 3 pkt 13 powołanej ustawy. Ponadto instytucja taryf (w tym taryf dla paliw gazowych) wprowadzona została po to, aby chronić pewne podstawowe wartości, w tym honorowanie zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych (a te przewidywały dokonywanie rozliczeń za tranzyt gazu według uzgodnionych stawek stałych, gwarantujących finansowanie inwestycji i wykonywanie przez Spółkę usług przesyłania gazu). Podkreślano przy tym, iż kontrakty zawarte przez EuRoPol GAZ z OAO Gazprom i PGNiG gwarantowały im określony, stały poziom mocy przesyłowych stawianych do ich dyspozycji, co skutkuje określonymi stałymi kosztami eksploatacyjnymi ponoszonymi przez Spółkę niezależnie od tego ile gazu przesłane zostanie gazociągiem. Uzależnienie opłat za utrzymanie sieci tranzytowej od ilości przesłanego gazu (co ma miejsce w przypadku uzmiennienia kosztów stałych usługi przesyłowej), na którą Spółka nie ma najmniejszego wpływu naraża ją na zbyt duże ryzyko braku środków na spłatę zaciągniętych kredytów, prowadząc tym samym do niewykonania umów kredytowych i w konsekwencji do upadłości Spółki. Spółka dowodziła również, iż w jej przypadku nie ma potrzeby stosowania ochronnej normy art. 45 ust. 5 Prawa energetycznego (przepis ten bowiem w założeniach miał na celu ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen), gdyż odbiorcami przesyłanego gazu w ponad 90% są podmioty zagraniczne a więc podmioty, do których nie mają zastosowania przepisy prawa polskiego.

Natomiast w obronie niedostosowania się do wskazanej przez Prezesa URE weryfikacji kosztów głównym argumentem, jakiego Spółka użyła, był fakt, iż jedyną działalnością którą prowadzi jest działalność koncesjonowana i koszty które stanowiły podstawą kalkulacji stawek opłat przesyłowych były kosztami uzyskania przychodów w rozumieniu ustawy podatkowej.

Sąd nie podzielił stanowiska Spółki. Nie zgodził się z jej poglądem, iż usługobiorcy usługi tranzytowej nie są odbiorcami w rozumieniu Prawa energetycznego, a co zatem idzie nie mają do nich zastosowania postanowienia art. 45 ust. 5 ustawy. Uznał również, iż Spółka nie udowodniła, że przyjęte przez nią do kalkulacji taryfy (a zakwestionowane przez Prezesa URE) koszty ośrodka szkoleniowo-konferencyjnego oraz koszty reklamy, usług doradczych i prawnych są związane z prowadzoną przez nią formą działalności koncesjonowanej, z czego wywiódł, że nie mogą być zaliczone do kosztów uzasadnionych, których pokrycie ma zapewnić taryfa.

O kasację powyższej decyzji Spółka zwróciła się do Sądu Najwyższego. Również ten podtrzymał zasadność decyzji Prezesa URE.

W tym miejscu podkreślić jednak należy, że mimo że Prezes URE, przestrzegając obowiązującego porządku prawnego domagał się od Spółki przestrzegania prawa, a zatem respektowania postanowień art. 45 ust. 5 ustawy widział negatywne skutki tego artykułu dla kalkulacji taryf dystansowych. Dał temu wyraz w piśmie z listopada 2000 r. kierowanym do Ministra Gospodarki, w którym wskazywał na konieczność podjęcia inicjatywy ustawodawczej zmierzającej do zmiany tego przepisu. Rozpatrywana aktualnie przez Senat RP nowelizacja Prawa energetycznego stanowisko to uwzględnia, a zatem należy oczekiwać, iż w taryfie

EuRoPol GAZ, która obowiązywać będzie od 2006 r. stawki opłat przesyłowych odzwierciedlać będą faktyczną strukturę ponoszonych przez Przedsiębiorstwo kosztów.

Pierwsza taryfa ustalona przez Spółkę i zatwierdzona przez Prezesa URE weszła w życie od 1 września 2002 r. Do tego czasu Spółka za świadczoną usługę rozliczała się według stawki uzgodnionej w kontrakcie na lata 2000-2008 w wysokości 1,35 USD/1000 m³ zamówionej mocy za 100 km. Stawka ta po 2001 r., ze względu na niewybudowanie drugiej nitki gazociągu, nie pozwalała EuRoPol GAZ na spłatę zobowiązań, które były przede wszystkim zobowiązaniami z tytułu kredytów i pożyczek zaciągniętych u głównych akcjonariuszy Spółki, tj. Gazpromu i PGNiG oraz podmiotów od nich zależnych. Stąd też średnia stawka ustalona w taryfie odpowiadająca, dla kursu dolara z ustawy budżetowej, stawce w wysokości 2,74 USD/1000 m³ za 100 km – przy 100% wykorzystaniu przez usługobiorców zamówionych mocy – pozwala na uzyskanie przez EuRoPol GAZ przychodów gwarantujących pokrycie zarówno przewidywanych w okresie obowiązywania taryfy, tj. 12 miesięcy kalendarzowych kosztów operacyjnych, amortyzacji, kosztów kredytów jak i zapewniała spłatę rat kapitałowych.

W trakcie postępowania administracyjnego o zatwierdzenie taryfy Spółka bezskutecznie zabiegała o ustalenie zawartych w niej stawek opłat w dolarach amerykańskich, co pozwoliłoby jej na eliminację ryzyka związanego z kursem dolara, na które jest w dużym stopniu narażona, gdyż większą część kosztów ponosi w tej właśnie walucie. O ile jednak zgoda na powyższe stwarzałaby komfortowe warunki działania EuRoPol GAZ, o tyle byłaby niekorzystna dla jego polskiego kontrahenta jakim jest PGNiG, które podobnie jak EuRoPol GAZ uzyskuje przychody w walucie polskiej. Z sugerowanej możliwości zawarcia w taryfie zapisu, zgodnie z którym opłaty za usługi przesyłowe świadczone na rzecz nierezydentów, ustalone według stawek taryfowych, mogą być uiszczane w ich równowartości w walucie wymiennej (np. dolarach amerykańskich), dla której wskazany byłby kurs (np. średni kurs w okresie obowiązywania taryfy) oraz podstawy jego ustalenia – Spółka nie skorzystała.

Zasady restrukturyzacji zadłużenia EuRoPol GAZ oraz zasady finansowania ukończenia budowy I nitki były jednym z podstawowych elementów podpisanego w dniu 12 lutego 2003 r. między Rządami RP i Federacji Rosyjskiej Protokołu Dodatkowego do „Porozumienia...” z dnia 25 sierpnia 1993 r. Art. 4 tegoż Protokołu stanowi, iż stawka przesyłowa za usługi transportowe świadczone przez EuRoPol GAZ, **skalkulowana zgodnie z polskim ustawodawstwem na maksymalnie długi okres dopuszczony prawem**, powinna zapewnić temu Przedsiębiorstwu ciągłą i nie przynoszącą strat działalność finansowo-gospodarczą, w tym m.in.: pełną realizację zobowiązań w odniesieniu do spłaty kredytów i pożyczek, pokrycie ekonomicznie uzasadnionych kosztów eksploatacyjnych, realizację ekonomicznie uzasadnionego programu inwestycyjnego uzgodnionego przez głównych akcjonariuszy. Struktura taryfy⁴⁾ wynikająca z biznes-planu EuRoPol GAZ skalkulowana na podstawie parametrów cenowych 2002 r., zamieszczona została w załączniku nr 2 do omawianego Protokołu Dodatkowego i przedstawia się następująco:

1 września 2003 – 31 grudnia 2003 r.	- 2,74 USD/1000 m ³ za 100 km
lata 2004-2005	- 2,50 USD/1000 m ³ za 100 km
lata 2006-2013	- 1,55 USD/1000 m ³ za 100 km
lata 2014-2019	- 1,00 USD/1000 m ³ za 100 km

Powyższy dokument stał się podstawą wystąpienia rosyjskich członków zarządu EuRoPol GAZ z wnioskami o przedłużenie do końca 2003 r. taryfy obowiązującej od 1 września 2002 r. oraz o zatwierdzenie taryf na lata 2004-2005, 2006-2013 oraz 2014-2019 ze stawkami w wysokości określonej w Protokóle Dodatkowym i przedstawionych wyżej.

Pozytywny dla wnioskujących finał miało jedynie postępowanie w sprawie przedłużenia taryfy (Prezes URE nie dopatrzył się bowiem zmian warunków funkcjonowania Przedsiębiorstwa, które wymagałyby ustalenia nowej taryfy).

Natomiast postępowania taryfowe w zakresie pozostałych wniosków zakończyły się decyzjami odmownymi. Pierwsze o zatwierdzenie taryfy na lata 2004-2005 z uwagi na fakt, iż taryfa ta opracowana została z naruszeniem przepisów rozporządzenia taryfowego. Stawki opłat zawarte w taryfie skalkulowane zostały bowiem w oparciu o koszty ustalone dla całego wnioskowanego okresu regulacji (czyli łącznie dla lat 2004 i 2005), zamiast w oparciu o koszty ustalone dla roku bazowego, tj. roku 2004, a ponadto koszty roku bazowego nie zostały porównane z kosztami roku poprzedzającego rok bazowy, co było wymagane przepisami obowiązującego prawa. Jednocześnie zasadnicze zastrzeżenia budził przyjęty kurs dolara, w oparciu o który oszacowanych zostało większość kosztów Przedsiębiorstwa oraz założona przepustowość gazociągu tranzytowego, mająca istotny wpływ na poziom ustalonych stawek opłat przesyłowych. Ponadto zatwierdzenie taryfy na lata 2004-2005 w terminie wynikającym z art. 47 Prawa energetycznego było sprzeczne z wnioskiem o jej stosowanie od 1 stycznia 2004 r.

Natomiast uzasadnieniem do odmowy zatwierdzenia taryf na lata 2006-2013 i 2014-2019 oprócz przyczyn identycznych jak dla taryfy na lata 2004-2005 był fakt, iż okres regulacji wynikający z wnioskowanych taryf przekraczał okres, na który Przedsiębiorstwo posiada koncesję. A zatem zatwierdzenie taryf na okres bez ważnej koncesji stanowiłoby naruszenie postanowień art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Ponadto niemożliwe było ustalenie taryf na okres odpowiednio 8 i 5 lat w sytuacji niestabilizowanego rynku, za który wciąż uznać należy polski rynek gazowy. Zaznaczyć przy tym trzeba, że w praktyce światowej okres regulacji nie przekracza 5 lat. W Polsce, jak na razie, okres ten nie przekracza 4 lat i odnosi się wyłącznie do przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego.

Z powyższego wynika zatem, że Prezes URE przy rozpatrywaniu wniosków EuRoPol GAZ o zatwierdzenie ustalonych przez to Przedsiębiorstwo taryf dla świadczonej przez nie usługi przesyłowej kierował się obowiązującymi aktami prawnymi, nie zaś określoną w Protokóle Dodatkowym wysokością stawek, które choćby z tego względu, iż oparte zostały o warunki cenowe roku 2002 w tak długim horyzoncie czasowym nie muszą być właściwe.

W tym miejscu należy jeszcze raz podkreślić, iż stawki opłat przesyłowych nie mogą być kształtowane dowolnie. Jeśli EuRoPol GAZ zapewnione zostało tzw. krajowe traktowanie – czego wyrazem jest wydana z urzędu koncesja na prowadzenie działalności przesyłowej – to również stawki opłat muszą być przez to Przedsiębiorstwo kalkulowane zgodnie z powszechnie obowiązującym dla polskich przedsiębiorstw prawem, tj. być oparte o zasadę tzw. kosztów uzasadnionych. Nie ma zatem możliwości dyskutowania guo-politycznego usytuowania rurociągu przesyłowego i pobierania poprzez zwiększone stawki opłat swoistej renty lokalizacyjnej.

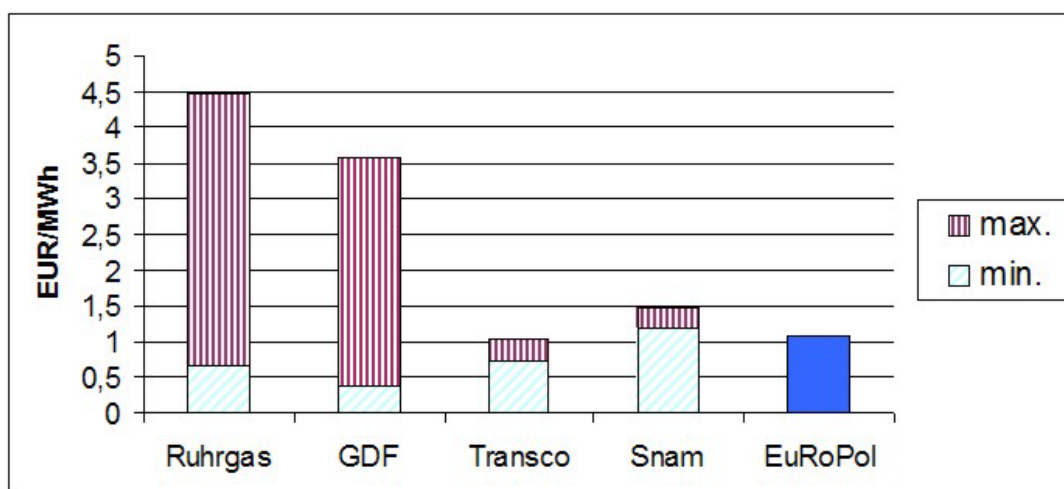
Postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryfy na rok 2004 i 2005 przebiegały sprawnie. W trakcie postępowania o zatwierdzenie taryfy na rok 2004 Spółka obniżyła podstawę kalkulacji stawek przesyłowych w stosunku do pierwotnych oczekiwań. Natomiast na rok 2005 w podstawie tej uwzględniła przychody, do poziomu których Prezes URE nie zgłosił zastrzeżeń. Zauważyć przy tym należy, że taryfa zatwierdzona na rok 2005 jest odmienna nie tylko w stosunku do poprzednich taryf Spółki ale również w stosunku do taryf innych przedsiębiorstw energetycznych. Przedsiębiorstwo ustaliło bowiem dystansowe stawki opłat przesyłowych w podziale na dwa okresy roku taryfowego. Ustalenie różnych stawek dla ww. okresów wynikało z faktu zasadniczo innych kosztów świadczenia usługi przesyłowej, jakie Przedsiębiorstwo ponosić będzie w I i II półroczu 2005 r. oraz różnych wielkości mocy i ilości gazu objętego tą usługą we wskazanych okresach w związku z przekazaniem do eksploatacji w połowie 2005 r. dwóch nowych tłoczni gazu.

Stawka przesyłowa EuRoPol GAZ SA na tle stawek wybranych przedsiębiorstw europejskich

Po to, aby wykazać nieprawdziwość obiegowych twierdzeń, jakoby średnie stawki opłat za przesłanie gazu polskim odcinkiem gazociągu jamalskiego znacząco odbiegały od stawek stosowanych przez inne przedsiębiorstwa zajmujące się działalnością przesyłową, poniżej przedstawiono wykres, który zawiera porównanie średniej stawki opłaty za przesłanie **1 MWh** energii na odcinku 500 km głównymi sieciami transportowymi, tj. sieciami o średnicy powyżej 1000 mm i ciśnieniu wyższym niż 4 Mpa należącymi do znaczących europejskich przedsiębiorstw gazowniczych, tj. niemieckiego Rurgas, francuskiego Gas de France, angielskiego Transco i włoskiego Snam.

Wykres sporządzono:

- 1) dla przedsiębiorstw europejskich na podstawie danych GTE – European TPA Transmission Tariff Comparison 2003 (publikacja na www.gte.be),
- 2) dla EuRoPolu na podstawie danych z jego wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2005 r., przy założeniu kursu PLN/EUR = 4,0 oraz założeniu, że 1000 m³ gazu GZ-50 o ciepłe spalania 39,5 MJ/m³; odpowiada 11 MWh.



Wyjaśnić należy, że dla EuRoPol GAZ przedstawiono jedną stawkę, gdyż Przedsiębiorstwo zakłada 100% wykorzystanie zamówionej mocy przez obu usługobiorców. Natomiast prezentowane przedsiębiorstwa europejskie świadczą

usługę co najmniej kilku usługobiorcom, których stopień wykorzystania mocy jest różny, a co za tym idzie średnia stawka przesyłowa dla każdego z nich również różna. Tym niższa im wyższy stopień wykorzystania zamówionej mocy.

- 1) W którym wykorzystano informacje przedstawione w dokumencie „BUSINESS PLAN przedsięwzięcia inwestycyjnego pod tytułem SYSTEM GAZOCIĄGÓW TRANZYTOWYCH PRZEZ TERYTORIUM RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ Wersja nr 5a/02/2003 Dokończenie budowy I nitki SGT”.
- 2) Zgodnie z opublikowanym w MP B z 2004 r. Nr 1129 Bilansem sporządzonym na dzień 31 grudnia 2003 r. zobowiązania długoterminowe wynosiły 4 026,8 mln zł, krótkoterminowe – 1 131,0 mln zł.
- 3) Zysk netto za 2003 r. wyniósł 580,1 mln zł, przychód ze sprzedaży tej usługi – 1 587,8 mln zł; źródło jak w przyp. 2.
- 4) Takie określenie zostało użyte w Protokole Dodatkowym, choć można strukturę tę utożsamiać ze strukturą opłat przesyłowych.