

**Raport Roczny
Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki
2006**

Spis treści

1. Wprowadzenie	3
2. Podsumowanie / Główne osiągnięcia ostatniego roku	4
2.1 Struktura organizacyjna Urzędu w uproszczeniu	4
2.2. Opis sytuacji na rynku gazu i energii elektrycznej.....	7
2.3 Główne zagadnienia pozostające w kompetencjach Regulatora.....	9
3. Regulacja i funkcjonowanie rynku energii elektrycznej	10
3.1. Zagadnienia Regulacyjne [Artykuł 23(1) z wyłączeniem lit. „h”].....	10
3.1.1. ZAGADNIENIA OGÓLNE	10
3.1.2. ZARZĄDZANIE I ALOKACJA MOCY POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH ORAZ MECHANIZMY ZARZĄDZANIA PRZECIĄŻENIAMI	11
3.1.3. REGULACJA ZADAŃ PRZEDSIĘBIORSTW PRZESYŁOWYCH I DYSTRYBUCYJNYCH.....	15
3.1.4. EFEKTYWNA RESTRUKTURYZACJA.....	19
3.2. Zagadnienia z zakresu ochrony i promowania konkurencji [art. 23(8) oraz 23(1) (h)] – rynek energii elektrycznej.....	21
3.2.1. CHARAKTERYSTYKA RYNKU SPRZEDAŻY HURTOWEJ.....	22
3.2.2. CHARAKTERYSTYKA RYNKU SPRZEDAŻY DETALICZNEJ.....	27
3.2.3. ŚRODKI ZAPOBIEGAJĄCE NADUŻYCIU POZYCJI DOMINUJĄCEJ NA RYNKU WŁAŚCIWYM.....	29
4. Regulacja i funkcjonowanie rynku gazu ziemnego	34
4.1. Zagadnienia z zakresu regulacji [artykuł 25(1)].....	34
4.1.1. ZAGADNIENIA OGÓLNE	34
4.1.2. ZARZĄDZANIE ORAZ NOMINOWANIE PRZEPUSTOWOŚCI POŁĄCZEŃ MIĘDZYSYSTEMOWYCH ORAZ ZASADY ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI	35
4.1.3. PRAWNE OBOWIĄZKI PRZEDSIĘBIORSTW PRZESYŁU ORAZ DYSTRYBUCJI GAZU	36
4.1.4. EFEKTYWNA RESTRUKTURYZACJA.....	39
4.2. Zagadnienia z zakresu ochrony i promowania konkurencji [art. 25(1)(h)]	41
4.2.1 CHARAKTERYSTYKA STRUKTURY RYNKU SPRZEDAŻY HURTOWEJ	41
4.2.2. CHARAKTERYSTYKA RYNKU SPRZEDAŻY DETALICZNEJ.....	43
5 Bezpieczeństwo dostaw	47
5.1. Energia elektryczna [Artykuł 4].....	47
5.2. Gaz [Artykuł 5].....	50
6 Zagadnienia z zakresu usług o charakterze użyteczności publicznej [Art. 3(9) dla energii elektrycznej i Art. 3(6) dla gazu]	55

1. Wprowadzenie

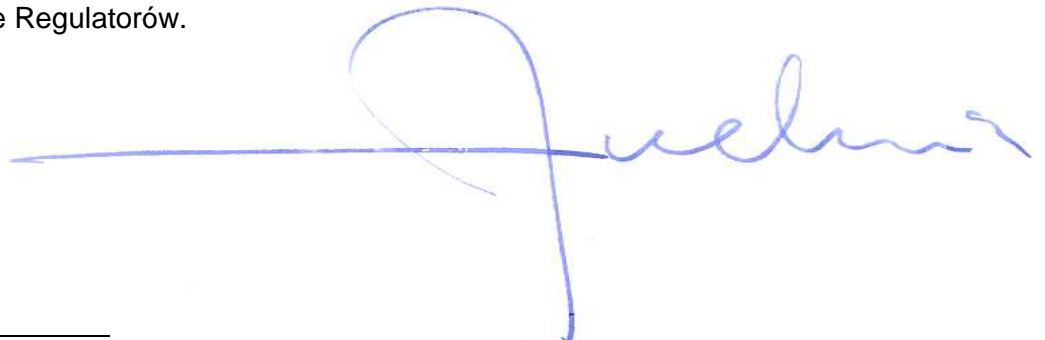
Przygotowany dokument jest drugim raportem przedkładanym Komisji Europejskiej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, który tym samym wypełnia obowiązek określony w ustawie Prawo energetyczne oraz Dyrektywach 2003/54/WE¹ i 2003/55/WE².

Zgodnie z ustaleniami pomiędzy Europejską Radą Regulatorów Energetyki (ang. *Council of European Energy Regulators* – CEER) a Komisją Europejską. Raport zawiera dane oraz ocenę zjawisk jakie zaszły w 2005 r. na rynku energii elektrycznej i rynku gazu. Część z przedstawionych informacji (dane z I półrocza 2005 r.) zaprezentowano w Raporcie Krajowym 2005.

W niniejszym Raporcie szczególna uwaga została poświęcona zjawiskom które nie zostały zaprezentowane w poprzednim.

Postanowienia ustawy Prawo energetyczne, które implementowały Dyrektywę 2003/54/WE oraz 2003/55/WE zaczęły obowiązywać w maju 2005 r. Tak więc ocena wprowadzonych zapisów oraz ich wpływu na funkcjonowanie rynku w poprzednim Raporcie nie była pełna. Obecny Raport zawiera ocenę zarówno kompetencji Regulatora i jego możliwości oddziaływania na rynek jak i funkcjonowanie podmiotów sektora energetycznego w nowym stanie prawnym, którego celem jest umożliwienie konkurencji.

W 2005 r. budowa konkurencyjnego rynku odbywała się w dwóch wymiarach: krajowym oraz europejskim. Zarówno w ocenie Komisji Europejskiej³ jak i samych Regulatorów nie jest możliwa jednoczesna integracja rynków krajowych w jeden wspólny rynek energii elektrycznej i gazu. Rozwiązaniem są inicjatywy regionalne i stopniowe łączenie rynków krajowych. Raport po raz pierwszy uwzględnia ten problem i zawiera dane, które wskazują na stopień integracji poszczególnych regionów (więcej w rozdz. 3). Lektura Raportu może wywołać refleksję, że postęp w liberalizacji rynku krajowego oraz integracji rynków krajowych może wydać się niewystarczający ale należy pamiętać, że rynek nie jest kształtowany jedynie przez decyzje Regulatorów.



¹ Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE *Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej* L 176 , 15/07/2003 str. 0037 – 0056

² Dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 98/30/WE *Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej* L 176 , 15/07/2003 str. 0057 – 0078

³Komunikat Komisji do Rady i Parlamentu Europejskiego *Sprawozdanie z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku gazu ziemnego i energii elektrycznej*, Bruksela dnia 15. 11. 2005 COM (2005) 568 końcowy {SEC(2005)1448}

2. Podsumowanie / Główne osiągnięcia ostatniego roku

Dyrektywy 2003/54/WE oraz 2003/55/WE zostały wdrożone ustawą z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (PE) oraz ustawy Prawo ochrony środowiska (Dz.U. Nr 62 poz. 552), która weszła w życie w maju 2005 r. Ustawa PE w nowym brzmieniu wpłynęła na zmianę zachowań części podmiotów działających na rynku. Na Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zostały nałożone nowe obowiązki związane m.in. z regulacją zasad ogłaszania przetargów na nowe moce wytwórcze, na jakich funkcjonuje operator systemu przesyłowego oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych.. Wszystkie kompetencje Prezesa URE oraz struktura Urzędu, którym kieruje, zostały przedstawione w Raporcie Rocznym 2005.

Przez osiem miesięcy 2005 r. Prezes URE realizował swoje obowiązki w oparciu o znowelizowaną ustawę. Mimo że okres ten był krótki w porównaniu do misji regulacyjnej prowadzonej przez Prezesa URE od 1997 r., to jednak pozwala na wstępną ocenę funkcjonowania Regulatora oraz działania rynku w nowym stanie prawnym. Poniżej została przedstawiona ocena wprowadzonych zmian. Ocena ta będzie się częściowo odnosić również do kompetencji Prezesa URE, które są realizowane od momentu powołania Regulatora.

2.1 Struktura organizacyjna Urzędu w uproszczeniu

Struktura zarządu bądź rady

Zadania ustawowe Prezes URE wypełnia przy pomocy Urzędu Regulacji Energetyki podzielonego na departamenty, biura i oddziały terenowe.

Ze względu na stosunkowo duży obszar Polski oraz zakres działań Prezesa URE, , koncesjonowanie i taryfowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych oraz rozstrzyganie sporów pomiędzy odbiorcami a przedsiębiorstwami, które mają charakter lokalny, struktura ta zapewnia bardzo dobry kontakt podmiotów działających na rynku oraz odbiorców z pracownikami Urzędu. Wydaje się, iż umożliwia to również skuteczniejsze monitorowanie rynku.

Realizacja głównych zadań statutowych.

Prezes URE realizuje zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji. Zakres kompetencji i obowiązków Prezesa URE obejmuje m.in.:

– promowanie konkurencji na rynku energii elektrycznej i gazu

Otwarcie w 2005 r. rynku energii elektrycznej i gazu dla podmiotów nie będących gospodarstwami domowymi nie spowodowało zwiększonej aktywności odbiorców. Z danych dla lat 2004 i 2005 wynika, że w 2005 r. zmniejszyła się liczba odbiorców, którzy zdecydowali się na zmianę swojego sprzedawcy. Przyczyn braku aktywności odbiorców nie należy szukać tylko w strukturze przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją (brak skutecznego *unbundlingu*) czy ograniczeniom wynikającym z „blokady” części energii w kontraktach długoterminowych, ale m.in. w braku przepisów określających procedury zmiany sprzedawcy. Prezes URE nie ma możliwości samodzielnego ustalenia zasad, na jakich zmiana ta powinna być dokonywana. Pomimo podejmowania działań mających przybliżyć

ten temat odbiorcy końcowemu, praktycznie nie ma możliwości pokazania, jak zmiana powinna przebiegać i jakie korzyści może przynieść.

– **unbundling oraz wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych**

Ustawa PE nakłada na Prezesa URE obowiązek promowania konkurencji, jednakże ustawodawca nie przewidział dla niego skutecznych narzędzi w zakresie uzyskania informacji i wpływu na zmiany struktury właścicielskiej przedsiębiorstw energetycznych działających na rynku energii oraz katalogu możliwych do podjęcia działań mających zapewnić wystarczającą różnorodność uczestników rynku i zwiększyć konkurencję. W podejmowaniu decyzji, np. o modelu *unbundling* lub o konsolidacji na rynku energii, uczestniczy tylko w przypadku zaproszenia i wyłącznie na prawach innych podmiotów zaproszonych do konsultacji..

Kwestie wyznaczania operatorów systemów, zarówno elektroenergetycznych, jak i gazowych, regulują przepisy art. 9h ustawy PE. Zgodnie z ust. 1 tego przepisu, Prezes URE, na wniosek właściciela sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej, instalacji magazynowania paliw gazowych lub instalacji skraplania gazu ziemnego, wyznacza operatora, w drodze decyzji, na czas określony. Oznacza to, że Prezes URE nie może wyznaczyć operatorów z urzędu, a tylko na wniosek właściciela infrastruktury elektroenergetycznej lub gazowej. Przepisy nie nakładają na przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku występowania z wnioskiem o wyznaczenie na operatora systemu – stosownie do zakresu prowadzonej działalności koncesjonowanej. Prezes URE nie posiada uprawnień do wezwania danego podmiotu do wystąpienia z odpowiednim wnioskiem.

Należy również zauważyć, że ani w ustawie PE, ani też w żadnym z dokumentów rządowych nie wskazano daty wyodrębnienia operatora systemu magazynowania – kluczowego podmiotu z punktu widzenia tworzenia rynku gazu. Niemniej jednak Prezes URE podjął działania, aby właściciel wszystkich magazynów gazu ziemnego znajdujących się na terenie Polski – Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG SA) – wyodrębnił działalność w zakresie magazynowania paliw gazowych. Na mocy decyzji Prezesa URE z dnia 1 lutego 2006 r. o udzieleniu koncesji na magazynowanie paliw gazowych, PGNiG SA może wykonywać działalność gospodarczą polegającą na świadczeniu usług w zakresie magazynowania gazu ziemnego. Istnieją zatem formalnoprawne podstawy do wystąpienia przez PGNiG SA z wnioskiem o wyznaczenie go operatorem systemu magazynowego.

– **zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi**

Prezes URE ma ograniczone kompetencje ustawowe w zakresie stanowienia standardów dotyczących działalności przedsiębiorstw energetycznych – dużym przełomem było przyznanie mu od maja 2005 r. kompetencji do zatwierdzania instrukcji ruchu operatorów sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Uprawnienie to jest szczególnie skuteczne przy promowaniu konkurencji, ponieważ w procesie zatwierdzania instrukcji Regulator może żądać wprowadzenia w niej zapisów umożliwiających rozwój konkurencji. Na razie trudno jednak ocenić skuteczność działań Regulatora w tym zakresie ze względu na zbyt krótki okres obowiązywania (od 1 czerwca 2006 r.) zatwierdzonej instrukcji przesyłowej operatora elektroenergetycznego, zaś instrukcja operatora gazowego wejdzie w życie 1 sierpnia 2006 r.

– **zatwierdzanie i kontrolowanie taryf dla energii elektrycznej, ciepła i paliw gazowych**

Jedną z przeszkód w skutecznej regulacji w tym zakresie stanowi brak prawnych uregulowań dotyczących specjalnego statusu przedsiębiorstwa regulowanego. Zarządy przedsiębiorstw są zobowiązane do działania mającego maksymalizować zyski przedsiębiorstwa (zgodnie z przepisami kodeksu spółek handlowych). Specjalny status powinien więc uwzględniać wymagania stawiane przedsiębiorstwom regulowanym, często odmienne od stosowanych względem przedsiębiorstw działających na rynkach

konkurencyjnych (nieregulowanych). Konieczne jest wprowadzenie zasad tzw. rachunkowości regulacyjnej (specyfika prowadzenia działalności regulowanej powoduje, że stosowanie zwykłych zasad rachunkowości jest utrudnione).

Kolejnym problemem są zmiany w polityce fiskalnej powodujące podwyższenie podatków płaconych przez przedsiębiorstwa energetyczne. Skutkiem tych zmian jest najczęściej wzrost cen energii i w efekcie obciążenie odbiorców. Z uwagi na długookresowy cykl inwestycyjny w tej branży konieczne jest określenie pożądanego z punktu widzenia gospodarki poziomu obciążeń fiskalnych energetyki oraz ich stabilizacja..

– **uzgadnianie projektów planów rozwoju sieciowych przedsiębiorstw energetycznych, udzielanie zgody na budowę gazociągów lub linii bezpośrednich**

W oparciu o analizę danych zawartych w wymienionych dokumentach, Prezes URE uzyskuje pogląd na temat technicznych warunków niezawodności dostarczania energii elektrycznej i poznaje argumenty przemawiające za uznaniem określonego poziomu nakładów inwestycyjnych za uzasadniony. Następnie, w procesie zatwierdzania taryf operatorom sieciowym stanowi to przesłankę do podjęcia przez regulatora decyzji o uznaniu środków niezbędnych do rozwoju i utrzymania infrastruktury, przyczyniającą się tym samym do poprawy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Możliwość podejmowania odpowiednich działań w tym zakresie została pozostawiona do uznania Prezesa URE – to na Regulatorze spoczywa obowiązek opracowania skomplikowanych procedur (np. opracowanie modelu oceny).

Prezes URE został również włączony w proces inwestycyjny związany z budową gazociągów bezpośrednich lub linii bezpośrednich, poprzez udzielanie zgody na budowę tego rodzaju gazociągów lub linii. Zgoda ta musi być udzielona przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę. Pierwsze doświadczenia w tym zakresie nie wskazują na istnienie trudności przy realizacji tego zadania.

– **rozstrzyganie sporów w zakresie stosowania zasady dostępu stron trzecich do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, monitorowanie funkcjonowania rynków energii elektrycznej i gazu**

Podczas obserwacji procesów zachodzących na rynku oraz spotkań z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych i odbiorcami Regulator często otrzymuje informacje o istnieniu niepokojących zjawisk. Nie ma jednak kompetencji ustawowej, by podjąć z urzędu działania mające wyjaśnić lub zapobiec nieprawidłowościom. Szczególnie jest to widoczne w obszarze zasady TPA, gdzie Prezes URE nie ma możliwości rozstrzygnięcia z urzędu spraw spornych – aby rozpocząć działanie, musi czekać na wniosek odbiorcy, który często obawia się wejść w spór ze swoim dostawcą (dystrybutorem). Kompetencja ta ma więc praktycznie znikome znaczenie, tym bardziej, że rozstrzygnięcia zapadają w sprawach indywidualnych i nie stanowią obowiązującego powszechnie standardu. Dlatego zapewnienie Regulatorowi możliwości działania z urzędu, a nie tylko na wniosek, oraz wydawania na podstawie wyników postępowania wytycznych obowiązujących przedsiębiorstwa energetyczne wydaje się być jedynym skutecznym rozwiązaniem problemu.

– **udzielanie bądź cofanie koncesji na działalność energetyczną przedsiębiorstw, w tym na paliwa gazowe i ciekłe**

Na podstawie doświadczeń polskiej praktyki regulacyjnej można stwierdzić, że koncesja nie stała się instrumentem utrudniającym lub wręcz zamykającym dostęp do rynku. Proces koncesyjny przebiega w warunkach równoprawnego traktowania podmiotów ubiegających się o koncesję i nie dyskryminuje żadnego przedsiębiorstwa. Z kolei wypracowana i wdrożona procedura koncesjonowania umożliwia zainteresowanym podmiotom prowadzenie nieskrępowanej i efektywnej działalności w sektorze energetycznym.

Problemem jest koncesjonowanie przedsiębiorstw zajmujących się obrotem paliwami. Istniejące regulacje prawne, dotyczące m.in. udzielania czy cofania koncesji, nie są skuteczne w

stosunku do tych przedsiębiorców, którzy z pełną świadomością łamią przepisy prawa. Regulacje prawne zawarte w ustawie PE dotyczące koncesjonowania innych działalności energetycznych okazały się niewystarczające w odniesieniu do sektora paliw ciekłych.

– **nakładanie kar na przedsiębiorstwa energetyczne za niewywiązywanie się z ustawowych zobowiązań**

Kara może być nałożona zarówno na przedsiębiorstwo, jak i na jego kierownika. Jednakże wszystkie wymierzone do tej pory kary, były nakładane na przedsiębiorstwa energetyczne.

Prezes URE wymierzając karę zakłada, że zadziała ona wychowawczo na ukarany podmiot, aby uchybienia, za które został ukarany, nie powtarzały się w przyszłości, a jednocześnie prewencyjnie – zmusi do refleksji inne przedsiębiorstwa energetyczne, aby wykonywały działalność koncesjonowaną zgodnie z obowiązującymi przepisami.

– **wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia**

System świadectw pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych stanowi odpowiednik „zielonych certyfikatów” i jednoznacznie identyfikuje pochodzenie części energii elektrycznej, zużywanej zarówno na potrzeby własne wytwórców, jak i wprowadzanej do krajowego systemu elektroenergetycznego.

Zasób doświadczeń zebranych podczas prawie dwuletniego funkcjonowania systemu świadectw pochodzenia pozwala stwierdzić, że wymaga on przystosowania do aktualnego stanu techniki informatycznej (IT), co obniżyłoby koszty i znacznie zwiększyło sprawność funkcjonowania. Jednocześnie można już powiedzieć, że system pozwolił na pełną certyfikację i wsparcie źródeł odnawialnych, ale nie przyczynił się do rozwoju i powstawania nowych źródeł tego rodzaju.

Proces wydawania i umarzania świadectw pochodzenia przebiega obecnie bez komplikacji.

2.2. Opis sytuacji na rynku gazu i energii elektrycznej

Rynek gazu

Rok 2005 był okresem kontynuacji zmian w procesie urynkowania polskiego sektora gazowego.

Największe zmiany dotyczyły organizacji sektora. Nastąpiło wydzielenie ze struktury przedsiębiorstwa dominującego – PGNiG SA spółki Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. (OGP Gaz-System Sp. z o.o.) – należącej w 100% do Skarbu Państwa, która rozpoczęła działalność jako operator systemu przesyłowego. Następnie, dzięki publicznej emisji akcji PGNiG SA, przeprowadzonej we wrześniu na warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych, spółce udało się pozyskać ok. 2,7 mld zł. Zgodnie z przyjętą strategią przedsiębiorstwa, środki te zostaną przeznaczone m.in. na realizację projektów strategicznych, takich jak zwiększenie wydobycia krajowego gazu, rozbudowę pojemności magazynowych oraz dywersyfikację źródeł dostaw gazu do Polski, m.in. poprzez budowę terminala importowego LNG.

Zreorganizowano także działalność sześciu spółek dystrybucyjnych poprzez księgowo wyodrębnienie pionów zajmujących się działalnością sieciową. Ponadto, podjęto działania regulacyjne w celu ustanowienia operatora systemu magazynowego, który będzie zobowiązany do udostępniania swoich pojemności magazynowych na rzecz wszystkich uczestników rynku. Rozpoczęto także prace nad zatwierdzeniem kodeksu sieci przesyłowej, który ma zawierać zasady funkcjonowania podmiotów na liberalizowanym rynku gazu, pomocne w zapewnieniu im niedyskryminacyjnego dostępu do sieci przesyłowych.

Te niezbędne zmiany nie wystarczają jednak do podważenia dotychczasowej monopolistycznej struktury sektora. Ten stan rzeczy wzmocniony uwarunkowaniami infrastrukturalnymi spowodował, że niewiele zmieniło się w zakresie stosowania zasady TPA. Żaden z ponad 57 tys. uprawnionych podmiotów nie skorzystał z możliwości zmiany dostawcy gazu. Powoli przebiegał również proces eliminowania barier dostępu do sieci

przesyłowej. Wszelkie zamierzenia dotyczące rozbudowy systemów pomiarowo-telemetrycznych mających poprawić obsługę odbiorców uprawnionych znajdują się dopiero w fazie wstępnej.

Z uwagi na bardzo silny wzrost cen ropy naftowej na rynkach światowych w 2005 r., Prezes URE trzykrotnie zgodził się na podwyższenie taryf dla odbiorców gazu. Jednakże podwyżki te były prawie o 14% niższe od tych, które zostały zawarte we wnioskach taryfowych. Nie zahamowały one jednak wzrostu popytu na gaz, szczególnie wśród odbiorców przemysłowych (wzrost sprzedaży o 4,5%), małych odbiorców przemysłowych (1,3%) oraz gospodarstw domowych (2,9%).

W 2005 r. trwały prace nad poszukiwaniem i eksploatacją złóż gazu w rejonie Karpat, Przedgórze Karpat oraz na Niżu Polskim. Produkcja krajowa wyniosła 4,3 mld m³ gazu i zaspokoili zapotrzebowanie odbiorców w 31%. W strukturze dostawców gazu do Polski nie nastąpiły większe zmiany. Rosja pozostaje największym eksporterem surowca (65,4%), natomiast zwiększył się do 26,2% (3,4 mld m³) udział w dostawach gazu państw środkowoazjatyckich.

Rynek energii elektrycznej

W 2005 r. moc zainstalowana elektrowni krajowych wyniosła 34 673 MW, w tym 32 120 MW w elektrowniach zawodowych i 2 553 MW w elektrociepłowniach przemysłowych. Na rynku funkcjonowało ok. 120 koncesjonowanych wytwórców, w tym: 12 elektrowni lub zespołów elektrowni i 18 elektrociepłowni lub zespołów elektrociepłowni. Popyt szczytowy wyniósł 23,48 GW i był nieznacznie wyższy niż w 2004 r. Natomiast dostępne moce wytwórcze wyniosły 27,80 GW i minimalnie obniżyły się w stosunku do poprzedniego roku. W 2005 r. funkcjonowało 14 Spółek (grup) Dystrybucyjnych, czyli naturalnych monopolii sieciowych o zasięgu lokalnym.

W 2005 r. stopień wykorzystania przez uprawnionych odbiorców prawa do zmiany sprzedawcy nie zmienił się w porównaniu do 2004 r.⁴. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w 2005 r. przez spółki dystrybucyjne w ramach TPA wyniosła 7 433 GWh, co stanowiło 7% całkowitych dostaw do odbiorców końcowych zrealizowanych przez spółki w ubiegłym roku. Dodatkowe 2 694 GWh (3% całkowitych dostaw) stanowiła energia elektryczna zakupiona na warunkach rynkowych, tzn. po cenach negocjowanych od jednej ze spółek dystrybucyjnych przez przyłączonych do sieci tej spółki czterech odbiorców przemysłowych.

Ponieważ operator sieci przesyłowej, co do zasady, nie prowadzi działalności obrotowej, wszyscy odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej nabywają energię od wybranych przez siebie sprzedawców. Ilość energii elektrycznej dostarczonej tym odbiorcom w 2005 r. wyniosła 2 106 GWh.

Całkowita sprzedaż energii elektrycznej w 2005 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych wyniosła 12 233 GWh (11,4% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym).

Niski poziom wykorzystania przez odbiorców prawa do zmiany sprzedawcy energii elektrycznej w 2005 r. był spowodowany: niedoskonałością funkcjonowania rynku hurtowego (skutkującego brakiem konkurencyjnych ofert przedsiębiorstw obrotu), stosowaniem upustów przez spółki dystrybucyjne oraz istnieniem takich barier natury administracyjnej i technicznej jak:

- brak jednolitej procedury zmiany sprzedawcy;
- niekorzystne zasady bilansowania;
- zawyżanie przez spółki dystrybucyjne wymagań dotyczących układów pomiarowo-rozliczeniowych.

Rok 2005 nie przyniósł zasadniczych zmian na polskim rynku energii elektrycznej. Rządowi nie udało się rozwiązać problemu kontraktów długoterminowych, jak też określić strategii dla sektora na najbliższe lata. Nie zrealizowano także założeń z obszaru prywatyzacji sektora elektroenergetycznego.

⁴ W 2005 r. prawo do zmiany sprzedawcy energii elektrycznej posiadali wszyscy odbiorcy z wyjątkiem odbiorców w gospodarstwach domowych.

Główne działania nakierowane były na konsolidację spółek tego sektora. W podsektorze wytwarzania dało się zauważyć wzrost koncentracji rynku (udział w rynku trzech największych wytwórców wyniósł 62,6%). Natomiast podsektor dystrybucji zmierzał ku integracji poziomej. W 2005 r. skonsolidowano sześć zakładów energetycznych z terenu wschodniej Polski, tworząc tym samym Wschodnią Grupę Energetyczną z siedzibą w Lublinie.

2.3 Główne zagadnienia pozostające w kompetencjach Regulatora.

Podstawowymi sprawami w działalności Prezesa URE jest wdrożenie i nadzorowanie liberalizacji rynków energii dla przeciwdziałania negatywnym skutkom monopolu w interesie trwałego bezpieczeństwa energetycznego, poprawy konkurencyjności gospodarki oraz ochrony środowiska przed negatywnymi skutkami oddziaływania procesów energetycznych. Regulator spełnia swoją misję, regulując działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z prawem i założeniami polityki energetycznej państwa, zmierzając do zrównoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców paliw i energii.

3. Regulacja i funkcjonowanie rynku energii elektrycznej

3.1. Zagadnienia Regulacyjne [Artykuł 23(1) z wyłączeniem lit. „h”]

Regulator zwykle jest postrzegany jako podmiot odpowiedzialny za kształt i funkcjonowanie rynku energii elektrycznej, jednak to jaka jest sytuacja na rynku energii zależy od działań podejmowanych przez różne podmioty. Najważniejsze z ich to: Parlament (ustawa Prawo energetyczne i jej nowelizacje), rząd (przygotowanie polityki w stosunku do sektora, wydawanie aktów wykonawczych do ustawy, prowadzenie polityki właścicielskiej przez Ministra Skarbu, Minister Finansów odpowiedzialny za podatki), organy administracji centralnej (Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów – Prezes UOKiK), sądy rozstrzygające odwołania od decyzji Prezesa URE i Prezesa UOKiK, przedsiębiorstwa działające na rynku, odbiorcy. Coraz większy wpływ na sytuację na rynku krajowym ma również sytuacja międzynarodowa (zwiększenie konsumpcji energii, uzależnianie się od importowanych źródeł pierwotnych) oraz działania podejmowane w celu stworzenia wspólnego rynku (budowa połączeń transgranicznych).

Ze względu na integrację z rynkami sąsiednimi – tworzenie regionalnych rynków energii (które mają być etapem w osiągnięciu pełnej integracji i funkcjonowaniu jednego wspólnego rynku energii elektrycznej) „poszerza się” również obszar w którym działa Regulator. Ta sytuacja stawia również nowe wyzwania przed Regulatorem.

W dalszej części Raportu przedstawiono sytuację na rynku energii elektrycznej w 2005 r. oraz omówiono główne zmiany jakie zaszły w stosunku do roku 2004.

3.1.1. Zagadnienia ogólne

Przystąpienie Polski do Unii Europejskiej spowodowało konieczność implementacji do prawa krajowego wspólnotowych przepisów dotyczących m.in. elektroenergetyki. W odniesieniu do rynku energii elektrycznej szczególne znaczenie dla jego pełnej liberalizacji i wdrożenia prawa wyboru sprzedawcy ma Dyrektywa 2003/54/WE dotycząca wspólnych zasad na wewnętrznym rynku energii elektrycznej. W celu wypełnienia obowiązków wynikających m.in. z tej dyrektywy została dokonana nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne, która w zmienionym kształcie weszła w życie 3 maja 2005 r.

Nowelizacja ustawy w pierwszej kolejności dokonała formalnie otwarcia rynku energii (czyli prawa wyboru sprzedawcy) dla wszystkich odbiorców z wyjątkiem gospodarstw domowych. Ci ostatni, zgodnie z zapisami Dyrektywy 2003/54/WE, nabędą prawo wyboru sprzedawcy energii 1 lipca 2007 r. (zmienia to określony w 2003 r. harmonogram otwarcia rynku). Polski ustawodawca zrezygnował ze wskazania odbiorcy uprawnionego wg wielkości zużycia ze względu na specyfikę polskich przepisów dotyczących prowadzenia działalności gospodarczej i rejestracji przedsiębiorstw (zużycie energii elektrycznej przez małe przedsiębiorstwa może być porównywalne z zużyciem energii w dużym lokalu mieszkalnym).

Tabela 3.1.1. przedstawia kolejne etapy otwierania rynku energii elektrycznej w Polsce.

Tabela 3.1.1. Etapy otwarcia krajowego rynku energii elektrycznej

Rok	Kryterium uprawnienia [GWh/rok]	% otwarcia rynku
1999	> 100	22
2001	> 40	30
2003	> 10	37
2005	wszyscy odbiorcy bez gospodarstw domowych	80
2007	wszyscy odbiorcy	100*

*od 1 lipca 2007 r.

Źródło: URE

Wprowadzenie przepisów umożliwiających skorzystanie z zasady TPA (tzn. umożliwienie odbiorcom wyboru nowego sprzedawcy) nie przesądza o sukcesie w kreowaniu konkurencyjnego rynku. Konieczne jest również likwidowanie szeregu barier, takich jak np. brak rozdziału działalności w spółkach dystrybucyjnych na dystrybucję energii i obrót czy wprowadzenie przepisów określających obowiązki zainteresowanych przedsiębiorstw względem siebie w przypadku, gdy odbiorca zmienia sprzedawcę. Taki brak skutecznie blokuje odbiorców, nie pozwala skorzystać z możliwości, jakie daje wprowadzenie konkurencji na rynku. W 2005 r. było uprawnionych 1 650 000 odbiorców, z czego tylko 35 skorzystało z możliwości wyboru sprzedawcy. Odbiorcy ci zakupili ok. 7% energii sprzedanej w 2005 r.

Szczegółowe dane na temat wykorzystania prawa do wyboru sprzedawcy są zaprezentowane w rozdziale 3.2. oraz 6.

3.1.2. Zarządzanie i alokacja mocy połączeń międzysystemowych oraz mechanizmy zarządzania przeciążeniami

Transgraniczna wymiana energii elektrycznej z krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) następuje przede wszystkim na granicy południowo-zachodniej (Czechy, Słowacja, Niemcy) oraz na północnej (Szwecja). Odnotowane zostały również transgraniczne przepływy energii z Ukrainą i Białorusią. Ze względu na brak połączeń transgranicznych (interkonektora) nie jest prowadzona wymiana transgraniczna z Litwą.

W 2005 r. na granicy z Niemcami, Republiką Czeską oraz Słowacją istniały, podobnie jak w roku 2004, ograniczenia systemowe, które miały charakter strukturalny. W tym czasie nie dokonano rozbudowy istniejącej infrastruktury przesyłowej, rozpoczęto natomiast prace modernizacyjne w stacji elektroenergetycznej 400/220/110 kV Mikułowa oraz na odcinku linii 400 kV Krosno – Lemesany. Do przedsięwzięć mających wpływ na wielkość wymiany międzysystemowej należy również budowa linii krajowej 400 kV Tarnów – Krosno Iskrzynia.

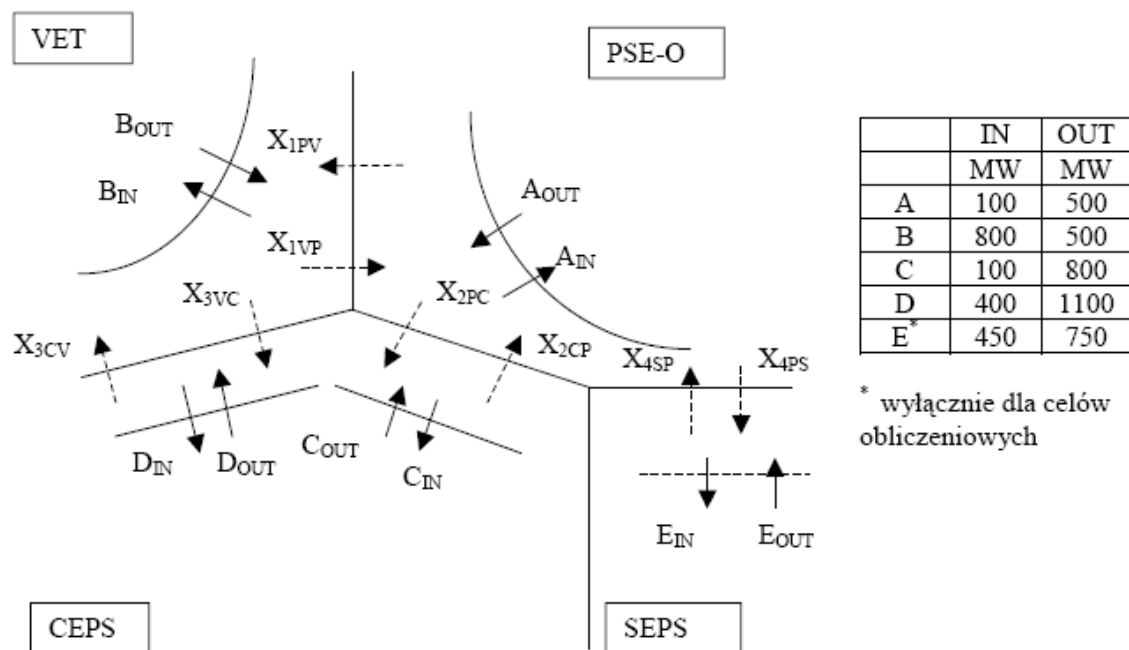
Dla lepszego zarządzania transgraniczną wymianą energii elektrycznej wprowadzono skoordynowane aukcje na zdolności przesyłowe: od stycznia 2005 r. w odniesieniu do aukcji rocznych i miesięcznych, od kwietnia 2005 r. na aukcje dobowe – rynek dnia następnego. Tabela 3.1.2a. przedstawia zdolności przesyłowe oferowane na skoordynowanej aukcji. W wymianie międzysystemowej, obejmującej granice z Niemcami, Czechami oraz Słowacją, dostępne zdolności przesyłowe (ATC) są pomniejszone o wartość zarezerwowanych zdolności przesyłowych do celów realizacji kontraktów historycznych (AAC), których wielkość na koniec 2005 r. w poszczególnych godzinach mogła łącznie wynosić maksymalnie 700 MW.

Tabela 3.1.2a. Oferowane zdolności przesyłowe na rok 2005 na aukcji skoordynowanej

Kierunek (profil techniczny)	Oferowane zdolności przesyłowe (kierunek IMPORT) [MW]	Oferowane zdolności przesyłowe (kierunek EXPORT) [MW]
CEPS – PSE-O	100	800
CEPS – VE-T	400	1100
PSE-O – (CEPS+VE-T +SEPS)	100	500
VE-T – (CEPS+PSE-O)	800	500
SEPS – PSE-O	450	750

Źródło: URE na podstawie danych PSE-Operatora SA oraz ČEPS jsc.

Schemat oferowanych przez CEPS, PSE – Operator SA i VE-T zdolności przesyłowych Wymiany Międzysystemowej w aukcji rocznej w roku 2005



Źródło: PSE–Operator SA

Tabela 3.1.2b. podaje saldo bilansu handlowego energii elektrycznej oraz przepływy rzeczywiste energii elektrycznej pomiędzy Polską a państwami sąsiadującymi.

Tabela 3.1.2b. Bilans wymiany energii elektrycznej w latach 2003 – 2005 (w GWh)

	2003	2004	2005	Dynamika 2004/2003 [%]	Dynamika 2005/2004 [%]
Bilans handlowy – saldo	10 161	9 293	11 172	-8,5	20,2
Eksport	13 222	12 487	14 290	-5,6	14,4
Import	3 061	3 194	3 119	4,3	-2,3
Przepływy rzeczywiste					
Wypłynęło z Polski	15 146	14 605	16 188	-3,6	10,8
<i>W tym do:</i>					
Czech	9 490	9 156	11 167	-3,5	22
Niemiec	282	450	1 046	59,6	132,4
Słowacji	2 728	2 623	2 792	-3,8	6,4
Szwecji	2 646	2 376	1 182	-10,2	-50,3
Wpłynęło do Polski	4 985	5 312	5 002	6,6	-5,9
<i>W tym z:</i>					
Białorusi	1 226	1 001	874	-18,4	-12,7
Czech	57	80	63	40,4	-21,3
Niemiec	2 761	3 156	2 264	14,3	-28,3
Słowacji	0	8	0	800	-800
Szwecji	11	214	817	1845,5	281,8
Ukrainy	931	853	983	-8,4	15,2

Źródło: PSE-Operator SA

W 2005 r. saldo wymiany energii z zagranicą było o 20,2% większe niż w 2004 r. Na wzrost eksportu w znacznej mierze wpłynęło uruchomienie omówionych wcześniej skoordynowanych aukcji na moce przesyłowe. Istotne znaczenie miała także zmiana sytuacji na rynku nordyckim, gdzie w wyniku uzupełnienia zasobów wodnych w zbiornikach akumulacyjnych ceny energii elektrycznej spadły. W związku z tym zwiększył się przepływ energii ze Szwecji podmorskim kablem prądu stałego.

Praca KSE odbywa się na podstawie opracowywanego planu koordynacyjnego, natomiast zarządzanie ograniczeniami odbywa się za pomocą metody *counter-trading*. Zarządzanie ograniczeniami uwzględniające priorytet stabilności pracy KSE oraz zapewnienie odpowiednich parametrów jakości napięcia w poszczególnych węzłach systemu stanowi istotny problem i okresowo może dotyczyć ok. 30% całkowitej energii przesyłanej w systemie. W 2005 r. nie dokonano zmian w metodzie zarządzania ograniczeniami w KSE⁵ w stosunku do roku 2004.

Zasady i reguły zarządzania ograniczeniami w wymianie międzysystemowej operator systemu przesyłowego (OSP) wdrożył zgodnie z Rozporządzeniem 1228/2003 oraz Dyrektywą 2003/54/WE. Są one zawarte w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej i zostały opublikowane na stronie internetowej OSP⁶. W 2005 r. wprowadzono pewne drobne zmiany (wyróżniono je w tabeli 3.1.2 c).

Tabela 3.1.2c. Wdrożone rozwiązania w zakresie wymiany międzysystemowej

Wdrożone rozwiązania	Opis
Rynkowy mechanizm zarządzania ograniczeniami	Skoordynowane aukcje typu <i>explicit</i> ; zaangażowane kraje: Niemcy (VE-T), Czechy (CEPS), Polska (PSE-Operator).
Mechanizm kompensacji kosztów spowodowanych ograniczeniami w udostępnianiu zdolności przesyłowych	W kontekście krajowym wdrożono mechanizm kompensacji kosztów, który wyklucza zwrot kosztów tylko w przypadku działania tzw. siły wyższej oraz w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa pracy KSE. W kontekście międzynarodowym OSP przystąpił do mechanizmu ITC .
Metoda szacowania zdolności przesyłowych	Opracowana i zatwierdzona przez Prezesa URE; zgodna z warunkiem maksymalizacji dostępnych zdolności przesyłowych.
Zasady związane z udostępnianiem niewykorzystanych zdolności przesyłowych	Niewykorzystane zdolności przesyłowe są udostępniane uczestnikom rynku odpowiednio w aukcjach miesięcznych i dobowych.
Wydatkowanie przychodów z aukcji	Schemat wydatkowania monitorowany i opiniowany przez Prezesa URE w zakresie zgodności z Rozporządzeniem 1228/2003.
Przejrzystość informacji	W zakresie wymiany międzysystemowej OSP publikuje następujące informacje: oszacowane TTC, NTC, ATC w odniesieniu do aukcji rocznych, miesięcznych i dobowych, oferowane i przydzielone zdolności przesyłowe, ceny, liczbę uczestników, liczbę ofert.

Źródło: PSE-Operator SA

Stopień spójności zarządzania ograniczeniami z funkcjonowaniem hurtowego rynku energii elektrycznej zilustrowano w tabeli 3.1.2d. w postaci harmonogramu zgłoszeń ofert w wymianie międzysystemowej na Towarowej Giełdzie Energii SA (TGE SA) i rynku bilansującym.

⁵ Raport Roczny dla Komisji Europejskiej 2005, tabela 3.1.2b Procedura identyfikacji ograniczeń systemowych.

⁶ www.pse-operator.pl

Tabela 3.1.2d. Stopień integracji pomiędzy rynkiem hurtowym a wymianą międzysystemową

Działanie	Wymiana międzysystemowa	Rynek bilansujący	Giełda energii
Otwarcie bramki – tryb miesięczny	Piątek, godz. 00.00, tydzień $t-2$	-	Rynek dnia następnego (<i>day-ahead market</i>), (spotowy, godzinowy – <i>hourly spot prices</i>). Zamknięcie bramki o godz. 10.20
Zamknięcie bramki – tryb miesięczny	Czwartek, godz. 12.00, tydzień $t-1$	-	
Otwarcie bramki – tryb dobowy <i>day-ahead</i>	Godz. 2.00, dzień $d-2$	Godz. 8.00, dzień $d-1$	
Zamknięcie bramki – tryb dobowy <i>day-ahead</i>	Godz. 7.45, dzień $d-1$	Godz. 12.00, dzień $d-1$	
Otwarcie trybu dodatkowego – tryb dobowy <i>day-ahead</i>	Godz. 10.00, dzień $d-1$	-	
Zamknięcie trybu dodatkowego – tryb dobowy <i>day-ahead</i>	Godz. 12.00, dzień $d-1$	-	

Źródło: URE na podstawie danych PSE-Operatora SA oraz TGE SA

Wdrożoną przez OSP procedurę scharakteryzowano biorąc pod uwagę metodę wyznaczania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej.

Tabela 3.1.2e. Procedura wyznaczania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej

Wyszczególnienie	Opis
Reguły i zasady	Zgodne z Rozporządzeniem 1228/2003
Wielkości bazowe	TTC – całkowite Zdolności Przesyłowe TRM – Margines Bezpieczeństwa Przesyłu NTC – Zdolności Przesyłowe Netto AAC – Pierwotnie Przydzielona Zdolność Przesyłowa ATC – Dostępna Zdolność Przesyłowa
Profil wymiany międzysystemowej, dla którego wyznacza się zdolności przesyłowe	Profil techniczny – łączny przekrój graniczny systemów zarządzanych przez OSP Niemiec, Republiki Czeskiej oraz Słowacji; wyznaczane wielkości TTC, NTC i ATC dla profilu technicznego
Kryteria niezawodności	Kryterium $n-1$: linia wymiany międzysystemowej, linia polskiego systemu elektroenergetycznego lub linia sąsiedniego systemu elektroenergetycznego
Wyznaczanie TTC	Na podstawie dostępnych dla danego okresu modeli matematycznych systemów połączonych
Kryteria brane pod uwagę przy wyznaczaniu TRM	Warunki pogodowe (temperatura), generacja elektrowni wiatrowych w Niemczech, nieuzgodnione przepływy wyrównawcze, zachowania uczestników rynku, zdarzenia losowe, błędy modelowania i obliczeniowe
Horyzonty czasowe obliczeń	Plany roczne, miesięczne i dobowe dla TTC, NTC i ATC
Udostępnione zdolności przesyłowe	Pasma mocowe dla poszczególnych przekrojów granicznych, przy czym: – suma udostępnionych zdolności nie może przekraczać ATC dla profilu technicznego, – uwzględniają ograniczenia zgłaszane przez sąsiednich OSP

Źródło: PSE-Operator SA

Do wyliczenia wielkości zdolności przesyłowych OSP wykorzystuje standardową metodę opracowaną przez Europejskie Stowarzyszenie Operatorów Systemów Przesyłowych (ang. *European Transmission System Operators – ETSO*). Opiera się ona na kalkulacji zdolności

przesyłowych wewnątrz każdego krajowego systemu, a następnie dwustronnym uzgadnianiu oferowanych zdolności przez operatorów na każdej z granic. Dostępne zdolności przesyłowe zarówno w eksporcie, jak i imporcie są kalkulowane łącznie na trzech granicach Polski: ze Słowacją, Czechami i Niemcami. Przyczyną takiego stanu rzeczy są trudności w oddzielnym traktowaniu zdolności przesyłowych na każdej z granic z powodu występowania dużych przepływów kołowych energii elektrycznej w regionie, trudnych obecnie do przewidzenia ze względu na brak regionalnego modelu sieci przesyłowych wraz z niezbędnymi parametrami tych sieci. Dlatego operatorzy systemów przesyłowych działających w ramach jednego rynku regionalnego, inspirowani przez Regulatorów podjęli współpracę nad metodą pozwalającą uwzględnić fizyczne przepływy energii elektrycznej w sieci (*flow based method*), które usuną tę barierę.

Należy podkreślić, że w zakresie zarządzania ograniczeniami w kontekście krajowym nie nastąpiły istotne zmiany.

3.1.3. Regulacja zadań przedsiębiorstw przesyłowych i dystrybucyjnych

Rodzaje operatorów

Zarządzanie systemem elektroenergetycznym w Polsce jest realizowane przez jednego operatora przesyłowego i 14 podmiotów spełniających obowiązki operatorów systemów dystrybucyjnych, prowadzących działalność w obszarach wyznaczonych zasięgiem ich sieci.

Tabela 3.1.3a. Przedsiębiorstwa regulowane – OSP i OSD

	Liczba przedsiębiorstw regulowanych OSP i OSD	
	2004	2005
Przesył	1	1
Dystrybucja	14 dużych SD	14 dużych SD

Źródło: URE

OSP

Od 1 sierpnia 2004 r. operatorem systemu przesyłowego na obszarze Polski jest PSE-Operator SA. Spółka funkcjonuje w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo – Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA (PSE SA) i dzierżawi majątek sieciowy od spółki-matki. Zgodnie z prawem energetycznym (art. 9k) OSP powinien działać w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. W celu realizacji tego wymogu właściciel OSP opracował koncepcję przekształceń w sektorze, która określa m.in. sposób przekazania OSP Skarbowi Państwa. Projekt został złożony w Ministerstwie Skarbu Państwa oraz Ministerstwie Gospodarki 15 grudnia 2005 r. Zostały zatem podjęte odpowiednie kroki mające zapewnić odpowiedni stan prawny.

OSD

Operatorzy systemu dystrybucyjnego zostaną wyznaczeni przez Prezesa URE na wniosek właściciela sieci dystrybucyjnej, w drodze decyzji, w której zostanie określony okres oraz obszar wykonywania działalności gospodarczej.

Do czasu wyznaczenia OSD przez Prezesa URE, nie dłużej jednak niż do 31 grudnia 2006 r., przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące zadania operatorów systemów stają się operatorami systemów w takim zakresie, w jakim pełniły ich funkcje. Tak więc od 3 maja 2005 r. zadania OSD wypełniają zasadniczo przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo, tzw. spółki dystrybucyjne (SD), prowadzące także działalność handlową w zakresie sprzedaży energii. Do 31 grudnia 2006 r. SD mają być rozdzielone pod względem organizacyjnym, natomiast do 1 lipca 2007 r. OSD mają być wydzieleni pod względem prawnym.

W 2005 r. do Prezesa URE wpłynął jeden wniosek o wyznaczenie operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego – Gmina Kleszczów, jako właściciel sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, zwróciła się o wyznaczenie „ENERGOSERWIS KLESZCZÓW” Sp. z o.o. z siedzibą w Rogowcu operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na swoim terenie. Decyzją z dnia 1 lutego 2006 r. spółka została wyznaczona przez Prezesa URE operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na terenie Gminy Kleszczów.

Taryfy sieciowe

Prezes URE kontynuował w 2005 r. działalność w zakresie zatwierdzania taryf na niezmienionych zasadach, zarówno w odniesieniu do sposobu zbierania informacji, oceny rzetelności zebranych danych, katalogu stosowanych narzędzi, jak i oceny potencjału wzrostu efektywności oraz stosowanej analizy porównawczej. Nie zmienił się również okres taryfowania dla taryf opartych na zasadzie pułapu cenowego lub przychodów oraz zaangażowanie Prezesa URE w ustanawianie faktycznej struktury taryfy.

Wszystkie te kwestie zostały uregulowane w ustawie PE i aktach wykonawczych do ustawy.

Analiza informacji, niezbędnych w procesie weryfikacji taryf, przekazywanych przez operatorów systemów oraz danych dotyczących taryf, a także warunków i opłat za przyłączenie, nie uległa zmianie w stosunku do 2004 r.

Rola Prezesa URE w procesie oceny funkcjonowania sieci (w kontekście zatwierdzania metodologii taryfowej) oraz w kategoriach jakości regulacji

Prezes URE ocenia zamierzenia inwestycyjne przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej na etapie uzgadniania planów rozwoju działalności tych przedsiębiorstw na kolejne lata. Podczas oceny Prezes URE analizuje celowość poniesienia planowanych nakładów w kontekście rozwoju sieci i zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Źródłem finansowania inwestycji uznanych za uzasadnione są przychody taryfowe ustalane odrębnie dla każdego z przedsiębiorstw.

Prezes URE nie prowadzi systematycznego monitoringu jakości funkcjonowania sieci, jednakże interweniuje w każdym przypadku, gdy uzyska wiarygodne informacje w tej kwestii.

Opłaty sieciowe

Tabela 3.1.3b. przedstawia średnie płatności sieciowe netto (za usługi przesyłowe) dla trzech grup odbiorców o określonej charakterystyce poboru energii elektrycznej. Płatności obliczono na podstawie taryf obowiązujących spółki dystrybucyjne w roku 2005.

Podkreślenia wymaga fakt, że charakterystyka określonych przez Eurostat grup odbiorców (Dc, Ib, Ig) nie odpowiada charakterystyce poboru typowego odbiorcy domowego i „małego przemysłu” w warunkach polskich.

Tabela 3.1.3b. Średnie roczne stawki za usługę sieciową w 2005 r.

Odbiorca	Zużycie	Moc	Średnia roczna stawka za usługę sieciową
	MWh	kW	euro/MWh
Dc	3,5	X	45,16
Ib	50	50	68,71
Ig	24 000	4000	18,67

Źródło: URE, Stawki za rok 2005 obliczone wg średniego rocznego kursu za rok 2005 ogłoszonego przez Narodowy Bank Polski; 1 euro = 4,02 zł.

Przerwy w dostawach energii

W taryfach przedsiębiorstw dystrybucyjnych zostały zawarte postanowienia odnoszące się do wysokości bonifikat z tytułu przerw w dostawach energii.

Dodatkowo należy zauważyć, że w zakresie jakości funkcjonowania sieci pewne zagadnienia, jak np. parametry techniczne energii dla sieci funkcjonującej bez zakłóceń czy dopuszczalne czasy trwania przerw w jej dostawie, jak też bonifikaty z tytułu niedotrzymania standardów, zostały uregulowane w aktach wykonawczych do PE⁷.

Średni czas przerw w dostawach w 2005 r. w przeliczeniu na odbiorcę został wyliczony na podstawie wypełnianych przez 14 spółek dystrybucyjnych sprawozdań objętych programem badań statystyki publicznej o stanie urządzeń elektrycznych. Zgodnie z opisem do sprawozdania wskaźnik ten został obliczony w następujący sposób:

$$T_a = \frac{\sum_{i=1}^n T_{pi} * L_{owi}}{L_o}$$

T_a – czas trwania przerwy w zasilaniu w przeliczeniu na jednego odbiorcę;

T_{pi} – czas trwania przerwy w zasilaniu podczas i-tego wyłączenia (w godzinach);

L_{owi} – liczba odbiorców wyłączonych podczas i-tego wyłączenia. Dla średniego napięcia należy uwzględnić wszystkich odbiorców wyłączonych na średnim i niskim napięciu. Dla niskiego napięcia należy uwzględnić wszystkich odbiorców na niskim napięciu;

L_o – całkowita liczba odbiorców obsługiwanych przez jednostkę wypełniającą sprawozdanie.

Tabela 3.1.3c. Przerwy w dostawie energii w minutach na odbiorcę rocznie

Rok	Przerwy w dostawach
2004	419,4
2005	429,0

Źródło: URE

Bilansowanie

Funkcjonujący w 2005 r. w Polsce mechanizm bilansowania opierał się na wykorzystywaniu przez OSP ofert przyrostowych i redukcyjnych, składanych przez wytwórców przy zastosowaniu kryterium cen krańcowych. Przy rozliczaniu odbiorców energii za niezbilansowanie stosowano mechanizm motywujący, jakim są ceny rozchylone CROz oraz CROs. W 2005 r. odbiorcy taryfowi byli bilansowani grupowo w ramach jednostki grafikowej spółki dystrybucyjnej. Natomiast odbiorcy korzystający z prawa wyboru sprzedawcy w większości przypadków byli obciążani indywidualnie kosztami niezbilansowania – takimi samymi jak odbiorcy na rynku hurtowym.

Obowiązujące zasady i mechanizmy bilansowania były wprowadzane przez OSP autonomicznie – w trybie uchwały zarządu, po przeprowadzeniu konsultacji z uczestnikami rynku. Po zmianie prawa, od maja 2005 r., zasady bilansowania systemu elektroenergetycznego oraz zarządzania ograniczeniami w KSE podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, co otwiera Regulatorowi możliwość rzeczywistego i skutecznego wpływania na kształt stosowanych mechanizmów. Operator systemu przesyłowego PSE-Operator SA opracował Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej i 3 listopada 2005 r. przedłożył projekt instrukcji do zatwierdzenia przez Prezesa URE jednakże do końca 2005 r. postępowanie w sprawie

⁷ Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 23 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U. z 2004 r. Nr 105, poz. 1114) oraz rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 20 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, ruchu sieciowego i eksploatacji tych sieci (Dz.U. z 2005 r. Nr 2, poz. 6).

zatwierdzenia instrukcji nie zostało zakończone. Po zatwierdzeniu instrukcji operatora systemu przesyłowego swoje instrukcje opracują i przedłożą do zatwierdzenia operatorzy systemów dystrybucyjnych. W instrukcjach tych zostaną określone zasady uczestnictwa w procesie bilansowania dla odbiorców przyłączonych do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych, w tym małych odbiorców.

Podstawowe informacje o obowiązującym w 2005 r. mechanizmie bilansowania przedstawia tabela 3.1.3d.

Tabela 3.1.3d. Mechanizm bilansowania

Wskaźnik	Opis
Okres bilansowania	1 godzina
Opis obszarów bilansowania	Bilansowanie odbywa się w jednym obszarze – na poziomie sieci przesyłowej; istnieje jeden OSP.
Oddziaływania pomiędzy obszarami	Nie dotyczy
Godzina zamknięcia bramki	12.00
Możliwości wdrożenia rynku czasu rzeczywistego i zmiany pozycji kontraktowej	Nie ma w odniesieniu do rynku bilansującego; w odniesieniu do giełdy energii oferuje ona produkty w trybie godzinowym, tak jak to ma miejsce na rynku bilansującym (obecnie rynek dnia następnego).
Typowe opłaty za usługę bilansowania	Dla odbiorców (wyznaczane dla każdej godziny): CRO – jednolita cena rozliczeniowa odchylenia, obliczana jako iloraz minimalnych kosztów zmiany zweryfikowanych ilości dostaw energii Jednostek Grafikowych aktywnych zapewniającej zbilansowanie zapotrzebowania na energię w obszarze rynku bilansującego. CROz – cena rozliczeniowa odchylenia zakupu energii na rynku bilansującym, obliczana jako średnia ważona z cen pasm redukcyjnych ofert bilansujących wykorzystanych w danej godzinie. CROs – cena rozliczeniowa odchylenia sprzedaży energii z rynku bilansującego, obliczana jako średnia ważona z cen pasm przyrostowych ofert bilansujących wykorzystanych w danej godzinie.

Źródło: PSE-Operator SA

Tabela 3.1.3e. zawiera istotne informacje dotyczące organizacji rozliczeń za niezbilansowanie, z uwzględnieniem czasu realizacji poszczególnych etapów tego procesu.

Tabela 3.1.3e. Proces i harmonogram rozliczeń za niezbilansowanie

Wyszczególnienie	Opis
Okres rozliczeniowy	Dekada, przy czym miesiąc dzieli się na trzy dekady
Forma rozliczenia	Ilościowe i wartościowe
Cykle rozliczeniowe	Dobowe – na podstawie godzinowych wielkości rozliczeniowych są wyznaczane ilości energii bilansującej dostarczonej lub odebranej z rynku bilansującego w dobie n oraz należności za dostawę lub odbiór energii bilansującej; wielkości rozliczeniowe dla doby n są wyznaczane przez OSP w dobie $n+1$ jako niezatwierdzone oraz w dobie $n+4$ jako zatwierdzone. Dekadowe – na podstawie dobowych wielkości rozliczeniowych są wyznaczane ilości energii bilansującej dostarczonej lub odebranej z rynku bilansującego w danej dekadzie oraz należności za dostawę lub odbiór energii.
Fazy rozliczenia godzinowego	Etap 1: rozliczenie za energię bilansującą nieplanowaną, stanowiącą różnicę pomiędzy deklarowaną a zweryfikowaną ilością dostaw. Etap 2: rozliczenie za energię planowaną, stanowiącą różnicę pomiędzy zweryfikowaną a skorygowaną ilością dostaw. Etap 3: rozliczenie za energię bilansującą nieplanowaną, stanowiącą różnicę pomiędzy skorygowaną a rzeczywistą ilością dostaw.

Korekty rozliczeń	Wykonywane w cyklach miesięcznych, odnoszące się do rozliczenia dekadowego; długość okresu korygowanego wynosi nie więcej niż 4 miesiące poprzedzające miesiąc, w którym jest wykonywana korekta; po upływie okresu korygowanego rozliczenia są uznawane jako ostateczne i ich korekty nie są realizowane; terminem płatności korekty jest ostatni dzień miesiąca, w którym dokonano korekty.
Fakturowanie	Okresem fakturowania zobowiązań i należności na rynku bilansującym są dekady (okresy rozliczeniowe); każda faktura musi zostać uregulowana nie później niż w terminie płatności.

Źródło: PSE-Operator SA

Wymiana informacji handlowych pomiędzy OSP a uczestnikami rynku bilansującego odbywa się za pomocą systemu Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE). Wymiana informacji technicznych z wytwórcami w celu umożliwienia prowadzenia ruchu sieciowego odbywa się za pomocą Systemu Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (SOWE). Ponadto, w 2005 r. OSP publikował na swojej stronie internetowej zasady uczestnictwa w rynku bilansującym⁸, standardy umów, ceny rozliczeniowe oraz wolumeny energii na rynku bilansującym w cyklu dobowo-godzinowym.

3.1.4. Efektywna restrukturyzacja

Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne przeniosła na grunt prawa krajowego zalecenie z dyrektywy 2003/54/WE, zobowiązując do prawnego, organizacyjnego i księgowego wyodrębnienia OSP i OSD, pozostających w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Rozdział prawny OSD jest wymagany od dnia 1 lipca 2007 r. Z obowiązku tego wyłączeni zostali OSD do sieci których przyłączonych jest nie więcej niż 100 000 odbiorców oraz OSD obsługujący systemy elektroenergetyczne o rocznym zużyciu energii elektrycznej nieprzekraczającym 3 TWh w 1996 r., w których mniej niż 5 % rocznego zużycia energii elektrycznej pochodziło z innych połączonych z nimi systemów elektroenergetycznych.

Wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne mają obowiązek rozdziału księgowości i rozdziału organizacyjnego, OSD najpóźniej do 31 grudnia 2006 r.

Tabela 3.1.4.a Główne informacje na temat stopnia „unbundlingu” w sektorze elektroenergetycznym

	Przesył	Dystrybucja
Odrębność prawna (T/N)	T	N
Wyodrębnienie organizacyjne (T/N)	T	N
Odrębne prowadzenie ksiąg rachunkowych (T/N)	T	N
Osobne badanie sprawozdań finansowych przez biegłego rewidenta (T/N)	T	N
Wymóg ogłoszenia sprawozdania finansowego (T/N)	T	N
Istnienie zarządów spółek, w skład których nie wchodzi członkowie zarządów innych spółek (T/N)	T	N

Źródło: URE

OSP

PSE-Operator SA, jest wyodrębnionym podmiotem prawnym, funkcjonującym w ramach grupy kapitałowej PSE S.A. Spółka – matka posiada 100% akcji operatora, jednakże planowane jest tzw. „uskarbowienie” operatora poprzez przekazanie akcji spółki Skarbowi Państwa (utworzenie jednoosobowej spółki), co wypełni postanowienia ustawy – Prawo energetyczne. „Uskarbowienie” OSP to operacja, której efektem będzie rozdział właścicielski

⁸ Zawarte w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowych (IRiESP), patrz www.pse-operator.pl.

działalności sieciowej od innej działalności energetycznej. Odnośnie dodatkowych środków wzmacniających rozdział funkcjonalny należy stwierdzić, że OSP posiada własną stronę internetową, nie posiadającą odnośników do przedsiębiorstw powiązanych. Budowana jest także odrębna siedziba PSE-Operator SA.

Tabela 3.1.4.b Operatorzy Systemów Przesyłowych (OSP)

Rok	Liczba OSP w kraju (szt.)	Liczba OSP właścicielsko rozdzielonych (szt.)
2004	1	0
2005	1	0

Źródło: URE

OSD

Działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej prowadziło na obszarze Polski 14 dużych spółek dystrybucyjnych, pełniący do czasu wyznaczenia OSD ich funkcję. Nadzór właścicielski nad dwunastoma z tych spółek sprawuje Skarb Państwa (są to jednoosobowe spółki Skarbu Państwa) i 2 spółki z częściowym udziałem Skarbu Państwa.

Spółki dystrybucyjne realizują dostawy energii do odbiorców handlowych świadcząc usługę sieciową oraz równocześnie prowadząc sprzedaż energii.

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne proces uzyskiwania przez OSD niezależności pod względem prawnym ma zostać zakończony do dnia 1 lipca 2007 r. Prawo energetyczne, w przepisach implementujących zalecenia Dyrektywy 2003/54/WE, nie nakłada na OSD obowiązku rozdziału ze względu na formę własności. Można zatem przypuszczać, że OSD będą funkcjonować w strukturach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo.

Tabela 3.1.4.c Spółki dystrybucyjne energii elektrycznej

Rok	Liczba spółek dystrybucyjnych w kraju (szt.)	Liczba OSD	Liczba OSD właścicielsko rozdzielonych (szt.)
2004	197	14	0
2005	200	14	0

Źródło: URE

Ustalając zasady na jakich będą działały OSD ustawodawca polski zdecydował się skorzystać z możliwości wyłączeń jakie stwarza Dyrektywa 2003/54/WE (m.in. zasada niewydziałania OSD w przypadku obsługi mniej niż 100 000 odbiorców). Tak więc pomimo dużej ilości przedsiębiorstw dystrybucyjnych tylko 14 działa jako OSD.

Tabela poniżej przedstawia sytuację podmiotów działających jako OSD oraz informacje o realizacji zasady skutecznego *unbundlingu*.

Tabela 3.1.4. d Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych (OSD) energia elektryczna

	Rok	2004	2005
Liczba OSD w kraju		14	14
Liczba OSD prawnie rozdzielonych		0	0
Zasada dot. 100 000 odbiorców OSD (tak/nie) (szt.)		Nie dotyczy ³	tak
Liczba OSD obsługujących <100 000 odbiorców (szt.)		0	0
Liczba prawnie rozdzielonych OSD, które posiadają własny majątek sieciowy (szt.)		0	0
Liczba prawnie rozdzielonych OSD, które nie posiadają własnego majątku sieciowego (szt.)		0	0

Usługi afiliowane	Udział w usługach afiliowanych w % ¹	brak danych	brak danych
	Pracownicy OSD świadczący usługi na rzecz innych podmiotów grupy kapitałowej w % ²	brak danych	brak danych

Uwagi: (1) Całkowity koszt usług afiliowanych podzielony przez całkowite koszty sieciowe OSD; (2) Pracownicy świadczący swoje usługi dla innych części tej samej grupy kapitałowej jako procent wszystkich zatrudnionych pracowników w przedsiębiorstwach sieciowych (mianownik zawiera udział pracowników afiliowanych + wyłącznie zatrudnionych w przedsiębiorstwie sieciowym)

(3) Zasada Dyrektywy 2003/54/WE dotycząca niewyodrębnienia OSD obsługującego mniej niż 100 tys. odbiorców została wprowadzona ustawą o zmianie ustawy Prawo energetyczne i obowiązuje od 3 maja 2005 r. – w 2004 r.

Źródło: URE

Tabela 3.1.4e Udział pracowników zatrudnionych w przedsiębiorstwach sieciowych (OSP + OSD)

Rok	Udział pracowników zatrudnionych w przedsiębiorstwach sieciowych (%)
2004	51,2
2005	52,0

Źródło: URE

3.2. Zagadnienia z zakresu ochrony i promowania konkurencji [art. 23(8) oraz 23(1) (h)] – rynek energii elektrycznej

Struktura polskiego rynku energii elektrycznej w 2005 r. nie uległa zasadniczym zmianom. W sektorze wytwarzania w dalszym ciągu na rynku dominuje dziesięć przedsiębiorstw. W polskim systemie istnieje nadwyżka mocy zainstalowanych, a jednak rozwój gry rynkowej jest znacznie ograniczony istniejącymi obowiązkami zakupu (energii zielonej i pochodzącej z kogeneracji) oraz ograniczeniem podaży energii swobodnej, oferowanej na warunkach rynkowych wskutek istnienia kontraktów długoterminowych (KDT) ze stałą formułą cenową (pomiędzy wytwórcami i PSE SA). Dużą przeszkodą we wprowadzaniu konkurencji jest brak i/lub znaczne opóźnienia we wprowadzaniu niezbędnych przepisów wykonawczych. Ponadto, w Polsce udział Skarbu Państwa w sektorze wytwarzania energii elektrycznej wynosi ok. 75%, zaś w sektorze dystrybucji energii ok. 85%, co również utrudnia liberalizację.

Polski sektor elektroenergetyczny charakteryzuje się dużym skupieniem własności w rękach Skarbu Państwa. Minister Skarbu Państwa sprawuje nadzór właścicielski nad większością przedsiębiorstw energetycznych, będących spółkami prawa handlowego. Polityka właścicielska w stosunku do tych przedsiębiorstw jest realizowana na podstawie przyjętego w styczniu 2003 r. *Programu realizacji polityki właścicielskiej Ministra Skarbu Państwa w odniesieniu do sektora elektroenergetycznego* oraz na podstawie przyjętego w czerwcu 2005 r. programu stanowiącego *Aktualizację Programu realizacji polityki właścicielskiej Ministra Skarbu Państwa w odniesieniu do sektora elektroenergetycznego*.

Programy te zakładają restrukturyzację, w tym konsolidację pionową i poziomą, spółek wytwarzania i dystrybucji energii oraz prywatyzację przedsiębiorstw energetycznych. Zgodnie z tymi założeniami, w 2005 r. skonsolidowano sześć zakładów energetycznych z terenu wschodniej Polski, w wyniku czego została utworzona Wschodnia Grupa Energetyczna (WGE SA) z siedzibą w Lublinie. Akcje tej spółki zostały przekazane Ministrowi Skarbu Państwa.

Rozpoczęty został również proces konsolidacji Rzeszowskiego Zakładu Energetycznego SA i Elektrowni Stalowa Wola SA w ramach realizacji koncepcji utworzenia Energetyki Podkarpackiej SA oraz proces prywatyzacji Zespołu Elektrowni Dolna Odra (wstrzymany na początku roku 2006).

Jednocześnie z realizacją wymienionych programów kontynuowano rozpoczęte już w latach poprzednich procesy konsolidacji spółek z sektora elektroenergetycznego.

Na początku 2006 r. rząd ogłosił nową politykę wobec sektora elektroenergetycznego. 28 marca 2006 r. został ogłoszony *Program dla elektroenergetyki* zakładający m.in. konsolidację pionową i stworzenie kilku grup energetycznych, w skład których wchodziłyby zarówno dotychczasowe przedsiębiorstwa wytwórcze, jak i dystrybucyjne.

3.2.1. Charakterystyka rynku sprzedaży hurtowej

Produkcja energii elektrycznej w 2005 r. kształtowała się na poziomie 156,9 TWh i była o 1,8% większa w porównaniu do ubiegłego roku. Całkowite zużycie energii elektrycznej wyniosło ponad 145,7 TWh (wzrost o ok. 0,6% w stosunku do roku 2004). Polska jest znaczącym eksporterem netto energii elektrycznej.

Podstawowe dane charakteryzujące sektor wytwarzania energii elektrycznej przedstawiono w tabeli 3.2.1a.

Tabela 3.2.1a. Rozwój rynku hurtowego

Rok	Produkcja energii elektrycznej [TWh]	Całkowite zapotrzebowanie na energię [TWh]	Moc zainstalowana [GW]	Szczytowe zapotrzebowanie na moc [GW]
2004	154,2	144,9	35,2	23,11
2005	156,9	145,7	35,4	23,48

Źródło: URE na podstawie danych ARE oraz PSE – Operator SA

Całkowita moc zainstalowana elektrowni krajowych na koniec 2005 r. wynosiła 35,4 GW – w porównaniu z rokiem 2004 nastąpił jej niewielki wzrost (o 0,4%).

Szczytowe (maksymalne) zapotrzebowanie na moc kształtowało się na poziomie prawie 23,5 GW.

W Polsce występuje znaczna nadwyżka mocy osiągalnej nad szczytowym zapotrzebowaniem – ta sytuacja może się jednak zmienić z chwilą wejścia w życie nowych limitów emisji na lata 2008 – 2012.

Tabela 3.2.1b. Charakterystyka rynku dla dziesięciu najważniejszych wytwórców energii elektrycznej

Rok	Liczba wytwórców o udziale w rynku > 5% (wg mocy osiągalnej)	Udział w rynku trzech największych wytwórców (wg mocy osiągalnej) [%]	Wskaźnik HHI	
			elektrownie wg mocy osiągalnej	elektrownie wg produkcji faktycznej
2004	7	62,1	1748,6	2138,7
2005	7	62,6	1781,8	2246,1

Źródło: URE na podstawie danych ARE

W 2005 r. liczba wytwórców o udziale w rynku powyżej 5% oraz wskaźniki HHI pozostały na poziomie zbliżonym do poziomu w 2004 r., przy czym wskaźnik HHI dla produkcji świadczy o wysokim, a dla mocy osiągalnej o średnim poziomie koncentracji rynku. Analiza ta została przeprowadzona dla dziesięciu najważniejszych wytwórców energii elektrycznej (niemal 80% produkcji krajowej), bez wyodrębniania pozostałych – mniejszych przedsiębiorstw wytwórczych.

W 2005 r. nastąpił ponad dwukrotny wzrost sprzedaży energii produkowanej przez wytwórców do spółek zajmujących się obrotem i stanowił ok. 40% ogólnie sprzedanej energii elektrycznej. Spadł udział energii sprzedawanej przedsiębiorstwom dystrybucyjnym – osiągnął poziom nieznacznie przekraczający 14%.

Dane na temat wolumenu obrotu energią elektryczną na poszczególnych rynkach przedstawia tabela 3.2.1c.

Tabela 3.2.1c. Kierunki sprzedaży energii elektrycznej dla dziesięciu wytwórców systemowych (w TWh)

Rok	Ogółem	W KDT*	W kontaktach dwustronnych	Towarowa giełda energii	Na rynku bilansującym**	Na rynku terminowym
2004	120,52	54,48	53,81	1,10	11,13	0
2005	124,43	39,45	71,93	1,05	12,00	0

* segment regulowany

** łącznie z tzw. generacją wymuszoną względami systemowymi

Źródło: URE

Handel hurtowy energią elektryczną na polskim rynku energii odbywa się przede wszystkim na podstawie niestandardyzowanych kontraktów bilateralnych (krótko- i średnioterminowych) oraz w KDT. W porównaniu do roku poprzedniego, w 2005 r. sprzedaż energii elektrycznej w ramach kontraktów długoterminowych zmalała o 27,6% i stanowiła ok. 31,7% całkowitej sprzedaży wytwórców systemowych. Wynika to przede wszystkim z faktu upłynięcia terminów obowiązywania kolejnych kontraktów. W nieznacznym stopniu transakcje zawierane są na Towarowej Giełdzie Energii SA oraz za pomocą wirtualnych giełd energii.

W polskim systemie elektroenergetycznym podmiotami świadczącymi regulacyjne usługi systemowe (RUS) są elektrownie kondensacyjne. Do scharakteryzowania wielkości RUS zastosowano wskaźnik w postaci przychodów elektrowni za świadczenie tych usług. W tabeli 3.2.1d. przedstawiono dane na temat wskaźnika koncentracji oraz wartości usług systemowych świadczonych przez elektrownie systemowe w latach 2004 – 2005.

Tabela 3.2.1d. Struktura rynku regulacyjnych usług systemowych dla dziesięciu wytwórców systemowych

Rok	Przychód z RUS [tys. zł]	Liczba wytwórców o udziale w rynku > 5% (wg przychodów z RUS)	Udział w rynku trzech największych wytwórców (wg przychodów z RUS) [%]	Wskaźnik HHI (wg przychodów z RUS)
2004	727 798,6	5	57,8	1 488,1
2005	647 804,9	7	56,7	1 443,0

Źródło: URE

Zanotowane w 2005 r. wpływy elektrowni systemowych, za świadczenie regulacyjnych usług systemowych wyniosły ok. 647 805 tys. zł i zmalały o 79 993,7 tys. zł, tj. o 11% w stosunku do poprzedniego roku. W 2005 r. zwiększyła się do 7 liczba wytwórców o udziale

w rynku powyżej 5%, natomiast wskaźnik HHI nie uległ dużym zmianom i wciąż oznacza średni poziom koncentracji rynku.

Rolę regulacyjną w krajowym systemie elektroenergetycznym pełni spółka Elektrownie Szczytowo-Pompowe SA, której większościowym udziałowcem jest PSE SA. W skład ESP SA wchodzi 25 elektrowni, w tym kilkanaście małych elektrowni przepływowych oraz większe jednostki szczytowo-pompowe: Elektrownia Żarnowiec (716 MW), Elektrownia Porąbka-Żar (500 MW), Elektrownia Solina (200 MW). Całkowitą moc osiągalną w jednostkach należących do ESP SA szacuje się na ok. 1558 MW.

Stopień Integracji z sąsiednimi Państwami Członkowskimi

Wielkość wymiany transgranicznej to tylko jeden ze wskaźników integracji krajowych rynków w jeden wspólnotowy (dane dotyczące tej kwestii zostały przedstawione w rozdziale 3.1.2). Na zintegrowanym wspólnym rynku europejskim powinna być zaobserwowana pewna zbieżność cen hurtowych energii elektrycznej na sąsiadujących rynkach krajowych. Spośród wielu danych, których porównanie może scharakteryzować postęp w tworzeniu wspólnego rynku do analizy w niniejszym Raporcie zostały wybrane całkowita wymiana transgraniczna, ceny kształtowane na giełdach energii średnia cena w podstawie obciążenia na parkietach dnia następnego, cena – mediana kalkulowana również w oparciu o ceny w podstawie obciążenia na parkietach dnia następnego. Kolejnymi wskaźnikami są: odchylenie standardowe cen w podstawie obciążenia na parkietach dnia następnego (pokazuje różnice w wahaniami cen czyli ryzyko rynkowe), korelacja cen oraz cenowy efekt zarządzania przeciążeniami (wynik to średnia cena z tytułu zarządzania przeciążeniami w okresie roku w kierunkach „do” i „z” kraju).

Działania Komisji Europejskiej oraz Regulatorów na rzecz stworzenia wspólnego rynku poprzez stopniową integrację rynków krajowych w poszczególnych regionach oraz położenie geograficzne Polski spowodowało, że Polska jest aktywna zarówno na rynku regionalnym państw Europy Środkowo- Wschodniej jak i rynku regionalnym państw Europy Północnej.

Tabela 3.2.1d przedstawia wskaźniki pozwalające na ocenę stopnia integracji rynków państw Europy Środkowo–Wschodniej w 2005 r.

Tabela 3.2.1 d Stopień integracji rynków krajów Europy Środkowo–Wschodniej w 2005 r.

	jednostka	Austria	Czechy	Niemcy	Węgry	Polska	Słowacja	Słowenia
Wymiana transgraniczna brutto	MWh/rok	48 510 000	30 601 245	17 785 599*	17 625 344	17 409 000	21 608 885	5 365 506
Cena średnia	Euro/MWh	46,57	32,15	45,97	b.d.	28,74	b.d.	47,85
Cena - mediana	Euro/MWh	42,72	32,60	42,47	b.d.	28,61	b.d.	b.d.
Odchylenie standardowe	Euro/MWh	18,33	18,00	18,44	b.d.	3,14	b.d.	b.d.
Współzależność cenowa	0-1	AT-CZ 0,545 AT-GER 0,94	CZ-AT 0,545 CZ-GER 0,544	GER-AT 0,94 GER-CZ 0,544	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.

*podana wielkość dotyczy wymiany handlowej tylko z podanymi państwami w obszarze regionu Europy Środkowo-Wschodniej

b.d – brak danych

Źródło: E-Control na podstawie danych Regulatorów

Poziom ceny notowanych na polskiej Towarowej Giełdzie Energii (TGE) jest zdecydowanie niższy od poziomu cen osiągniętych na giełdach państw sąsiednich. Pewna zbieżność występuje w przypadku Czech i Polski. Ceny są zbliżone także na giełdach energii

występowały również w Austrii, Niemczech i Słowenii. Różnice pomiędzy tymi dwoma grupami państw są jednak znaczne.

W przypadku Polski nie została podana współzależność cen, ponieważ przedmiotem obrotu na jest tylko TGE jest 1,05 % wyprodukowanej energii.

Tabela 3.2.1e przedstawia wyniki aukcji skoordynowanych na zdolności przesyłowe w handlu międzynarodowym w regionie państw Europy Środkowo – Wschodniej.

Tabela 3.2.1. e Wyniki aukcji skoordynowanych na zdolności przesyłowe w handlu międzynarodowym w 2005 r. (w euro/MWh) – rynek państw Europy Środkowo-Wschodniej

Austria		Czechy		Niemcy		Węgry		Polska		Słowenia		Słowenia	
CZ->AT	5,78	CZ->SK	0,19	8,89*	H->AT	1,5	z Polski	9,25	SK->H	**6,00	1,22		
AT->CZ	b.d.	SK->CZ	0,04		AT->H	0,4	do Polski	0,70	H->SK	***0,05			
H->AT	1,50	CZ->PL	1,02		H->SK	0,051			SK->PL	0,77			
AT->H	0,40	PL->CZ	11,55		SK->H	6,01			PL->SK	b.d.			
AT->SLO	1,22	CZ->AT	5,78						SK->CZ	0,09			
SLO->AT	b.d.	AT->CZ	b.d.						CZ->SK	0,13			
		CZ->GER (E.On)	6,698										
		GER (E.On) ->CZ	0,0017										
		CZ->GER(VE-T)	6,08										
		GER(VE-T)->CZ	b.d.										

*na podstawie danych dotyczących importu z Czech i Polski

**50 % mocy

*** 50% mocy

Objaśnienia skrótów:

AT- Austria

CZ – Czechy

GER – Niemcy

H – Węgry

PL – Polska

SK – Słowacja

SLO – Słowenia

Źródło: E-Control na podstawie danych Regulatorów

Polska jest również uczestnikiem północnego rynku regionalnego. Tabele 3.2.1f, 3.2.1g, oraz 3.2.1h przedstawiają dane charakteryzujące rozwój rynku regionu Europy Północnej.

Tabela 3.2.1 f Wymiana transgraniczna brutto GWh w 2005 r.

Do \ Z	Niemcy	Polska	Szwecja	Finlandia	Norwegia	Dania
Niemcy		1	417			641
Polska	5898		1188			
Szwecja	3411	822		6210	1859	7682
Finlandia			792		131	
Norwegia			9657	164		4626
Dania	10282		722		452	
Rosja				11312	215	

Źródło: Energitilsynet (regulator duński) na podstawie danych NordPool – kontrakty spot, URE

Z analizy danych zawartych w tabeli 3.2.1f wynika, że w przypadku Polski największe znaczenie ma wymiana ze Szwecją. Wymiana energii odbywa się połączeniem SwePol.

Szacunkowe obliczenia taryf dla połączenia SwePol

Wyniki aukcji zdolności przesyłowych na połączeniu SwePol nie są obecnie dostępne.

Na połączeniu szwedzko-polskim SwePol można wynająć na rok 1/12 istniejącej zdolności przesyłowej. Maksymalna zdolność przesyłowa tego połączenia to 600 MW, czyli 1/12 tej wielkości równa się 50 MW.

Na taryfę składają się: opłata stała i opłata zmienna. Opłata stała za wynajęcie na rok wynosi 14 387 750 SEK plus 1 689 047 PLN. Opłatę zmienną stosuje się do tej ilości energii, która przekroczy 75 000 MWh i wynosi ona 6,56 SEK plus 10,03 PLN. (www.swepollink.com)

Uwzględniając maksymalne wykorzystanie (50 MW * 8760 godzin) i kurs walutowy EUR/SEK = 9,21 i EUR/PLN = 4,09 taryfa wynosiłaby średniorocznie (dla obu kierunków): 7.13 EUR/MWh

Przepływy rzeczywiste w 2005 r. wyniosły przeciętnie w ciągu godziny 229 MW. Było to spowodowane sieciowymi ograniczeniami przesyłowymi, zarówno po stronie szwedzkiej jak i polskiej. Obecnie zdolności maksymalne wynoszą ok. 500 MW, lecz często osiągają tylko 300 MW. Gdyby tę ostatnią wielkość 300 MW uczynić podstawą obliczenia, wówczas 1/12 dostępnej zdolności przesyłowej wyniosła by 25 MW, a średnioroczna taryfa: 11,10 EUR/MWh.

Tabela 3.2.1g prezentuje dane z giełd energii regionu państw Europy Północnej. Dzięki połączeniu SwePol można zaobserwować integrację rynku szwedzko – norweskiego z polskim. Zdecydowanie poziom cen na giełdzie niemieckiej zdecydowanie różni się od poziomu cen na giełdzie NordPool i TGE SA.

Tabela 3.2.1 g Stopień integracji rynków krajów Europy Północnej w 2005 r.

	jednostka	Niemcy (EEX)	Norwegia (NordPool)	Polska (TGE SA)
Cena średnia	euro/MWh	45,81	29,32	28,74
Cena mediana		40,33	29,50	28,61
Odchylenie standardowe		26,86	4,56	3,14
Współzależność cenowa dla EEX/NordPool Spot		0,45		-

Źródło: Energitilsynet (regulator duński) na podstawie danych: URE, Noregs vassdrags- og energidirektorat (NVE – regulator norweski), Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (regulator niemiecki)

Tabela 3.2.1h przedstawia wyniki aukcji skoordynowanych na zdolności przesyłowe w handlu międzynarodowym w regionie państw Europy Północnej.

Tabela 3.2.1 h Wyniki aukcji skoordynowanych na zdolności przesyłowe w handlu międzynarodowym w 2005 r. euro/MWh – rynek państw Europy Północnej

Do \ Z	Niemcy	Polska	Szwecja	Finlandia	Norwegia	Dania
Z						

Niemcy		0,7	5,34 – 11,77			0,36
Polska	9,25		11,10			
Szwecja	8,56-15,00	11,10				
Finlandia						
Norwegia						
Dania	4,43					

Źródło: Energitilsynet na podstawie danych regulatorów krajowych

3.2.2. Charakterystyka rynku sprzedaży detalicznej

W 2005 r., podobnie jak w latach poprzednich, największy udział w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym na rynku detalicznym miały spółki dystrybucyjne (przedsiębiorstwa zintegrowane), które sprzedały ok. 93% energii elektrycznej odbiorcom finalnym przyłączonym do sieci dystrybucyjnych. W 2005 r. liczba aktywnych na rynku przedsiębiorstw obrotu, niezależnych od przedsiębiorstw sieciowych, pozostała na poziomie zbliżonym do poziomu w roku 2004 (tabela 3.2.2b.), natomiast sprzedaż tych przedsiębiorstw do odbiorców końcowych, pomimo wzrostu w 2005 r. o 92% w porównaniu do roku poprzedniego, w odniesieniu do całkowitego wolumenu energii zakupionej przez odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnych, pozostała na niskim, kilkuprocentowym poziomie.

Tabela 3.2.2a. Spółki dystrybucyjne o największym udziale w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

Sprzedawcy	Udział w sprzedaży do odbiorców końcowych [%]		
	≥ 2 GWh	50 MWh – 2 GWh	≤ 50 MWh
Koncern Energetyczny ENERGA SA	15,9	18,9	18,1
ENION SA	15,5	13,4	14,6
EnergiaPro Koncern Energetyczny SA	14,5	10,1	9,3
ENEA SA	14,4	18,4	15,3
Vattenfall Distribution Poland GZE SA	9,6	4,5	7,8

Źródło: URE

Taka struktura rynku wpływa na jego rozwój i aktywność odbiorców. Jak pokazują dane w tabeli 3.2.2b. największe spółki mają ok. 50 % udział praktycznie we wszystkich segmentach rynku. Poza segmentem dużych i bardzo dużych odbiorców przemysłowych zwiększył się, nawet w stosunku do 2004 r., udział w segmencie małych i średnich odbiorców przemysłowych oraz gospodarstw domowych.

Tabela 3.2.2b. Rozwój rynku detalicznego

Rok	Liczba spółek, których udział w rynku sprzedaży detalicznej przekracza 5%	Liczba spółek – dostawców całkowicie niezależnych od spółki sieciowej	Udział w rynku trzech największych spółek			Procent odbiorców, którzy zmienili dostawcę		
			Duży i bardzo duży odbiorcy przemysłowi	Mali i średni odbiorcy przemysłowi oraz przedsiębiorstwa	Bardzo mali przedsiębiorcy i odbiorcy domowi	Duży i bardzo duży odbiorcy przemysłowi	Mali i średni odbiorcy przemysłowi oraz przedsiębiorstwa	Bardzo mali przedsiębiorcy oraz gospodarstwa domowe
2004	6	20*	50,40	47,60	46,80	19,18	0,16	0,00
2005	6	19	45,90	50,70	48,0	15,16	0,00	0,00

* liczba spółek obrotowych działających na rynku krajowym

Źródło: URE

W 2005 r. powiązania kapitałowe pomiędzy wytwórcami a sprzedawcami były podobne do powiązań istniejących w 2004 r. Z dziewiętnastu aktywnych w 2005 r. przedsiębiorstw obrotu, siedem było powiązanych z koncernami międzynarodowymi. Rozpoczęcie przez nie działalności nie wiązało się z przejściem istniejących przedsiębiorstw energetycznych – część z nich ma jednak powiązania z przedsiębiorstwami wytwórczymi kupionymi przez przedsiębiorstwa zagraniczne.

W zakresie procedury zmiany sprzedawcy w 2005 r. nie było zasadniczych zmian w porównaniu do 2004 r. Nadal brakuje przepisów wykonawczych do Prawa energetycznego, które by tę kwestię regulowały. Obowiązują dotychczas stosowane instrukcje sieci dystrybucyjnych, które nie zawierają procedur postępowania w przypadku zmiany sprzedawcy przez odbiorcę, w związku z czym stosowany jest tryb postępowania przedstawiony w raporcie w roku ubiegłym. W stosunku do 2004 r. spadł odsetek odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę.

Tabela 3.2.2c. Realizacja zasady TPA w latach 2004 – 2005

Rok	Liczba odbiorców korzystających z zasady TPA		Energia dostarczona odbiorcom TPA (w GWh), którzy zmienili sprzedawcę	Procentowy udział energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA w stosunku do całkowitej energii dostarczonej w danym roku
	Zmiana sprzedawcy	Negocjowane taryfy z dotychczasowym sprzedawcą		
2004	78	Ok. 49*	10 215	10
2005	35	57	7 433	7

*szacunki URE (kwestia ta nie była szczegółowo badana w 2004 r. – dane przybliżone)

Źródło: URE na podstawie danych spółek dystrybucyjnych

Niski poziom wykorzystania przez odbiorców prawa do zmiany sprzedawcy energii elektrycznej w 2005 r. był spowodowany istnieniem kilku barier, ogólnie pokrywających się z występującymi w poprzednich latach:

- niedoskonałością funkcjonowania rynku hurtowego, co skutkuje brakiem konkurencyjnych ofert przedsiębiorstw obrotu. Sprzedaż energii elektrycznej tych przedsiębiorstw do odbiorców końcowych stanowiła znikomą część całkowitej ich sprzedaży (w 2005 r. było to zaledwie 4%) i wynikała nie tyle z braku zainteresowania sprzedażą bezpośrednio do odbiorców końcowych, ale raczej z braku możliwości konkurowania ze spółkami dystrybucyjnymi,
- nierozwiązany problem kontraktów długoterminowych. Pomimo że ilość energii elektrycznej sprzedawanej w ramach kontraktów długoterminowych znacznie spadła w stosunku do 2004 r. (w 2005 r. wyniosła 31,7%), to jednak dalej sytuacja ta powoduje znaczne ograniczenia w dostępności energii dla niezależnych sprzedawców. Kolejnym problemem jest zniekształcenie sygnału cenowego (ceny oraz sposób ich indeksacji zostały ustalone w końcu lat 90.) oraz finansowanie zakupu energii poprzez zawarcie w taryfie składnika wyrównawczego – stawki systemowej, który wpływa na brak przejrzystości w kształtowaniu się średniej ceny zakupu.
- brakiem rozdzielenia działalności sieciowej od obrotu i stosowaniem upustów przez spółki dystrybucyjne (subsydiowanie skrośne),
- istnieniem barier natury administracyjnej i technicznej, takich jak:
 - brak jednolitej procedury zmiany sprzedawcy, przedłużanie i stosowanie przez spółki dystrybucyjne niejasnych zasad przy zmianie sprzedawcy przez odbiorcę;
 - niekorzystne zasady bilansowania;
 - zawyżanie przez spółki dystrybucyjne wymagań dotyczących układów pomiarowo-rozliczeniowych. Skutkowało to podwyższeniem kosztów, które odbiorcy musieli ponieść w związku ze zmianą sprzedawcy, co jednocześnie redukowało ewentualne

oszczędności z zakupu tańszej energii. Z tego powodu zmiana sprzedawcy, zwłaszcza w przypadku odbiorców o średnim i małym zużyciu energii, stawała się mało opłacalna. W 2005 r., podobnie jak w latach poprzednich, wśród odbiorców, którzy dokonali wyboru sprzedawcy, byli wyłącznie odbiorcy o dużym i bardzo dużym zużyciu energii.

W tabeli 3.2.2c. przedstawiono strukturę opłat za energię elektryczną w odniesieniu do trzech grup odbiorców. Wynikają one z zatwierdzonych taryf dla odbiorców końcowych.

Tabela 3.2.2c. Struktura cen energii elektrycznej w 2005 r. (w euro/MWh)

	Ig	Ib	Dc	Typowe gosp. domowe*
Opłaty sieciowe (z wyłączeniem opłat publicznoprawnych)	18,67	68,71	45,16	46,69
Opłaty publicznoprawne	0	0	0	0
Koszt wytworzenia energii oraz marża dostawcy	30,65	35,31	36,02	36,92
Podatki	10,85	22,8	17,86	18,39
Cena brutto euro/MWh	60,1	126,8	99,05	102,00

Ceny wg średniego rocznego kursu euro za 2005 r. ogłaszanego przez NBP – 4,02 zł/euro.

*Kategoria typowego gospodarstwa domowego jest sztucznie stworzona dla potrzeb porównawczych – zużycie energii przez „typowe gospodarstwo domowe” zostało obliczone jako iloraz energii sprzedanej gospodarstwom domowym i liczby tych gospodarstw.

Źródło: URE

Tabela 3.2.2d. Zużycie energii przez typowe gospodarstwo domowe (w kWh)

Rok	2004	2005
Typowe gospodarstwo domowe*	1948,9	1986,4

* objaśnienie jak pod tabelą 3.2.2c.

Źródło: URE

3.2.3 Środki zapobiegające nadużyciu pozycji dominującej na rynku właściwym

Warunkami koniecznymi dla prawidłowego funkcjonowania konkurencji jest dostęp do informacji oraz przejrzystość tych informacji.

Reguły rządzące działalnością wytwórców na rynku hurtowym, w tym zasady przejrzystości w zakresie publikowania informacji na temat dostępnych mocy produkcyjnych, okresu od dokonania zamówienia do jego realizacji oraz przewidywanego poziomu mocy wytwórczy i zapotrzebowania na nie, nie zmieniły się w stosunku do 2004 r. Wszystkie informacje podane w Raporcie Krajowym Prezesa URE 2005 pozostają aktualne.

Również zasady działania przedsiębiorstw wytwórczych w zakresie sprzedaży energii elektrycznej pozostały takie jak w 2004 r. W 2005 r. Prezes URE nie badał struktur zawieranych kontraktów, lecz jedynie poziom cen sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym⁹. W dalszym ciągu konkurencja na rynku energii elektrycznej jest

⁹ Prezes URE do 31 marca każdego roku ogłasza średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym.

ograniczana, przede wszystkim przez istnienie KDT, w ramach których sprzedaż energii elektrycznej w 2005 r. osiągnęła poziom 31,7% w stosunku do całej sprzedanej energii (w roku 2004 poziom ten był wyższy – wynosił 44,5%).

Zasady zakupu energii na potrzeby bilansowania systemu (aukcja jednostronna) także się nie zmieniły. Regulacyjne usługi systemowe oraz usługa dyspozycyjności jednostek wytwórczych są kupowane w ramach umów zawieranych pomiędzy OSP a uczestnikami rynku. Proces kontraktowania tych usług, tak jak w 2004 r., odbywał się w drodze udzielenia zamówienia publicznego¹⁰.

Struktura nadzoru nad rynkiem energii pozostała taka jak w 2004 r. Sprawują go następujące organy administracji rządowej:

1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – podstawowy organ nadzorujący rynek energii elektrycznej i paliw. Prezes URE realizuje zadania z zakresu gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji.
2. Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów – właściwy w odniesieniu do rynku paliw i energii, m.in. w sprawach dotyczących kontroli przestrzegania przez przedsiębiorców przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, badania stanu koncentracji gospodarki i zachowań rynkowych przedsiębiorców, przeciwdziałania praktykom ograniczającym konkurencję, którymi są porozumienia ograniczające konkurencję oraz nadużycia pozycji dominującej, jak również w sprawach koncentracji lub podziału przedsiębiorców oraz w sprawach nakładania kar pieniężnych, w przypadkach przewidzianych ustawą.
3. Minister Gospodarki – właściwy w zakresie ogólnego opracowywania wieloletniej polityki bezpieczeństwa energetycznego kraju.
4. Minister Skarbu Państwa – właściwy w zakresie nadzoru właścicielskiego i przekształceń własnościowych w sektorze elektroenergetycznym.

Funkcjonowanie wirtualnych giełd energii lub innych form obrotu udostępnionymi mocami produkcyjnymi

1. Towarowa Giełda Energii SA

Pierwsze transakcje handlowe zostały zawarte 30 czerwca 2000 r. Od 1 października 2005 r. na TGE SA rozpoczął się handel prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia, wystawianymi przez Prezesa URE dla producentów energii elektrycznej wytwarzającej energię w odnawialnych źródłach energii.

2. Wirtualne giełdy energii

- a) Platforma Obrotu Energią Elektryczną – umożliwia zakup i sprzedaż energii elektrycznej na okres obejmujący dwa najbliższe lata. W tym czasie zostaje udostępniony zakup i sprzedaż energii elektrycznej na okresy: 1-, 3-, 6- i 12-miesięczne oraz tygodniowe i dzienne. Możliwe jest również uzupełnianie własnego portfela kontraktami na każdą godzinę doby. Platforma umożliwia zakup i sprzedaż energii elektrycznej konwencjonalnej, skojarzonej oraz praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii odnawialnej.
- b) Kantor Energii – prowadzony przez przedsiębiorstwo obrotu energią, pełniące funkcję Operatora Handlowego w ramach rynku bilansującego, jest elektronicznym systemem handlu energią elektryczną w formie notowań ciągłych na wszystkie 24 godziny dostawy na „dzień do przodu” lub „dwa dni do przodu”.
- c) e-SPOT – elektroniczna platforma obrotu przeznaczona dla skonsolidowanych grup zakładów energetycznych, pozwalająca zminimalizować niezbilansowanie grupy i zmaksymalizować wolumen obrotu. Umożliwia wygodne i sprawne zawieranie transakcji na rynku SPOT.

¹⁰ Stosowne procedury w tym zakresie określa ustawa z dnia 29 stycznia 2004 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2004 r. Nr 19, poz. 177, z późn. zm.).

Udział energii sprzedawanej przy wykorzystaniu tych giełd nie przekracza próby statystycznej i nie jest uwzględniany w oficjalnych statystykach.

W odniesieniu do **działalności sprzedawców** istotne dla prawidłowego funkcjonowania konkurencji są:

- *zasada przejrzystości działania i stopień dostępności informacji.*

Zasada ta jest realizowana poprzez publikację informacji, najczęściej w Internecie:

- a) strony internetowe spółek obrotu

Strony internetowe spółek zajmujących się obrotem energią elektryczną zawierają głównie informacje o przedsiębiorcy. Kilka z nich prezentuje dodatkowo ofertę szczegółową, np. z podziałem na odbiorców hurtowych i detalicznych, i ofertę usług operatora handlowego. Nieliczne strony zawierają formularze kontaktowe.

Natomiast strona internetowa Towarzystwa Obrotu Energią, organizacji zrzeszającej spółki obrotu, zawiera aktualne notowania na rynku giełdowym oraz rynku bilansującym, przedstawia zasadę swobodnego wyboru sprzedawcy energii w ujęciu historycznym, a także prezentuje obecne bariery funkcjonowania wolnego rynku energii w Polsce.

- b) strony internetowe spółek dystrybucyjnych

Przedsiębiorstwa sieciowe, zajmujące się również obrotem energią elektryczną, najczęściej nie posiadają jeszcze stron internetowych poświęconych zagadnieniom wolnego rynku energii. Przedsiębiorstwa, w których obrót jest prowadzony w ramach tego samego podmiotu, który zajmuje się dystrybucją, na swoich stronach internetowych koncentrują się na obsłudze klientów taryfowych.

- *struktura kontraktów (w tym dopuszczalność kontraktów długoterminowych obwarowanych restrykcjami lub klauzulami dotyczącymi kar pieniężnych nakładanych w związku z ich przedterminowym rozwiązaniem)*

Przedsiębiorstwa obrotu prezentują swoją ofertę odbiorcom końcowym zazwyczaj w trybie indywidualnym w oparciu o aktualną sytuację rynkową. Oferty te obejmują produkty standardowe i budowane są na okres dostaw zgodnie z wymaganiami partnerów handlowych.

Nieliczne spółki obrotu niepowiązane z przedsiębiorstwami dystrybucyjnymi dostarczają energię elektryczną odbiorcom końcowym. Jest to spowodowane między innymi ograniczonymi możliwościami konkurowania ze spółkami dystrybucyjnymi oraz brakiem jednolitej procedury zmiany sprzedawcy). Ceny i inne warunki umów są każdorazowo negocjowane z kontrahentem i różnią się w zależności od czasookresu dostaw, odchyleń, profilu poboru, aktualnych cen rynku hurtowego i giełdowego, wiarygodności kredytowej odbiorcy i dotychczasowych doświadczeń współpracy z tym odbiorcą. Cena ustalana jest w wyniku negocjacji konkurencyjnych lub zgodnie z ustawą o zamówieniach publicznych, o czym decyduje odbiorca. Niektóre spółki obrotu oferują ponadto pomoc przy negocjowaniu umowy o świadczenie usług przesyłowych.

Umowy pomiędzy spółkami obrotu a ich klientami są z reguły umowami krótkoterminowymi, zawieranymi na okres: jednego dnia (kontrakty SPOT), kilku dni, miesiąc, pół roku lub na czas nieokreślony. **Najczęściej mają postać umowy ramowej**, w której zawiera się każdorazowo porozumienie transakcyjne, choć występują też umowy sprzedaży określonej z góry ilości energii. Większość umów zawiera postanowienia regulujące odpowiedzialność stron umowy na wypadek niewywiązania się lub nienależytego wywiązania z umowy. Kary umowne stosowane w umowach ramowych mają charakter zabezpieczający strony kontraktu. Okres wypowiedzenia dłuższych umów ramowych wynosi najczęściej 3 miesiące. Istnieje też możliwość ich wcześniejszego rozwiązania w przypadku naruszenia umowy przez jedną ze stron bądź też w przypadkach wyraźnie wskazanych w umowie. Niektóre spółki obrotu stosują standardowe umowy EFET (*European Federation of Energy Traders*). Zastosowane w nich kary umowne będące wynikiem przedwczesnego rozwiązania umowy mają jedynie na celu skompensowanie kosztów poniesionych z powodu zawarcia nowej transakcji – zastępującej transakcję będącą przedmiotem wcześniejszego

rozwiązania umowy przez stronę. Kara umowna jest płacona na rzecz drugiej strony przez stronę odnoszącą korzyść w wyniku przedwczesnego rozwiązania umowy.

Uregulowanie form płatności za energię elektryczną następuje każdorazowo w umowie. Spółki obrotu wykazują w tym zakresie dużą elastyczność. Rozliczanie następuje w okresach tygodniowych, dekadowych, półmiesięcznych, a także miesięcznych lub ustalanych indywidualnie z każdym partnerem handlowym. Płatność ma najczęściej formę przelewu bankowego, realizowanego w terminie 14, 21 lub 30 dni od daty wystawienia faktury.

Przedsiębiorstwa obrotu zazwyczaj odpowiadają na zapytania ofertowe, prezentują swoją ofertę na stronie internetowej, uczestniczą w różnego rodzaju sympozjach, targach, czasami przedstawiają ofertę w mediach. Najczęstszą formą proponowania usług jest składanie oferty indywidualnemu klientowi.

Większość spółek obrotu nie widzi potrzeby wdrażania procedury rozpatrywania skarg i wniosków. Uwagi klienta są analizowane indywidualnie, niektóre spółki stosują metodę bezpośredniej opieki nad klientem, umożliwiającą rozwiązywanie problemów na miejscu. Postanowienia dotyczące rozwiązywania sporów zawiera każda umowa. Preferowane są polubowne metody rozwiązywania sporów, ewentualnie postępowanie przed sądem arbitrażowym, a gdy sprawa sporna należy do właściwości Prezesa URE – składany jest wniosek o wszczęcie postępowania administracyjnego.

Duży wpływ na funkcjonowanie rynku energii mają **działania z zakresu polityki ochrony i promowania konkurencji, podejmowane przez Prezesa UOKiK**, zarówno w sektorze sprzedaży detalicznej, jak i hurtowej.

Prezes UOKiK wydaje decyzje:

- o uznaniu praktyki za ograniczającą konkurencję i nakazuje zaniechanie jej stosowania,
- o uznaniu praktyki za ograniczającą konkurencję i stwierdzającą zaniechanie jej stosowania, jeżeli zachowanie rynkowe przedsiębiorcy przestało naruszać zakazy,
- o niestwierdzeniu stosowania praktyki ograniczającej konkurencję.

W 2005 r. Prezes UOKiK prowadził 13 postępowań antymonopolowych przeciwko podmiotom z sektora elektroenergetycznego w sprawach praktyk ograniczających konkurencję..

W sektorze elektroenergetycznym, z uwagi na specyfikę rynku, a w szczególności na istnienie monopolu naturalnego w działalności sieciowej, zdecydowana większość postępowań antymonopolowych dotyczy nadużycia pozycji dominującej.

Wydano 7 decyzji stwierdzających naruszenie przepisów art. 8 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów poprzez działania polegające na nadużywaniu przez przedsiębiorstwa energetyczne pozycji dominującej i nałożono na te przedsiębiorstwa kary pieniężne. Jednocześnie w 3 przypadkach stwierdzono zaniechanie stosowania praktyki ograniczającej konkurencję.

Dwie decyzje spośród powyższych siedmiu, oprócz stwierdzenia nadużywania pozycji dominującej, zawierały również rozstrzygnięcia, w których nie stwierdzono stosowania praktyk ograniczających konkurencję.

Nadużywanie pozycji dominującej polegało przede wszystkim na odmowie świadczenia usługi przesyłania gazu ziemnego, na uniemożliwieniu lub ograniczeniu dostępu do sieci oświetlenia drogowego, na narzucaniu konsumentom uciążliwych warunków umów dotyczących dostaw gazu ziemnego, na uzależnianiu zawarcia umowy o przyłączenie do sieci od spełnienia dodatkowego świadczenia, na narzucaniu odbiorcom nieuczciwych cen i stawek na rynku energii elektrycznej.

W 5 sprawach po przeprowadzeniu postępowań antymonopolowych Prezes UOKiK wydał decyzje, w których nie stwierdził stosowania praktyk ograniczających konkurencję.

W 2005 r. toczyło się tylko jedno postępowanie w sprawie zawarcia porozumienia ograniczającego konkurencję, tj. naruszenia przepisów art. 5 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów. Postępowanie to nie dało podstaw do stwierdzenia stosowania praktyki ograniczającej konkurencję.

W postępowaniu dotyczącym zgłoszenia zamiaru koncentracji Prezes UOKiK może wydać następujące decyzje:

- zgodę na dokonanie koncentracji – jeżeli w jej wyniku nie dojdzie do istotnego ograniczenia konkurencji;
- zgodę warunkową, jeżeli po spełnieniu określonych warunków spełnione zostaną ww. przesłanki;
- zakaz dokonania koncentracji – jeżeli w jej wyniku dojdzie do istotnego ograniczenia konkurencji, w szczególności przez powstanie lub umocnienie pozycji dominującej na rynku;
- zgodę na dokonanie koncentracji, w wyniku której dojdzie do istotnego ograniczenia konkurencji, jeżeli wydanie zgody jest uzasadnione, a w szczególności:
 - a) koncentracja przyczyni się do rozwoju ekonomicznego lub postępu technicznego,
 - b) koncentracja może wywrzeć pozytywny wpływ na gospodarkę narodową.

W 2005 r. rozpatrzono 14 wniosków o wydanie zgody na dokonanie koncentracji z udziałem przedsiębiorstw energetycznych.

We wszystkich przypadkach Prezes UOKiK, w oparciu o art. 17 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, wyraził zgodę na koncentrację przedsiębiorstw, uznał bowiem, że w wyniku koncentracji nie dojdzie do istotnego ograniczenia konkurencji, w szczególności przez powstanie lub umocnienie pozycji dominującej.

4. Regulacja i funkcjonowanie rynku gazu ziemnego

4.1. Zagadnienia z zakresu regulacji [artykuł 25(1)]

Regulacja rynku gazu stawia nieco inne wyzwania przed Prezesem URE niż regulacja przedsiębiorstw działających na rynku energii elektrycznej. Rynek gazu jest rynkiem międzynarodowym, ze względu na uzależnienie od importu dużego znaczenia nabierają kwestie bezpieczeństwa dostaw w tym dywersyfikacja źródeł zaopatrzenia. Kwestią istotną jest magazynowanie gazu.

W przypadku rynku gazu duże znaczenie ma również polityka właścicielska prowadzona przez Ministra Skarbu oraz kierunki polityki wyznaczone przez Rząd.

4.1.1. Zagadnienia ogólne

W 2005r. kontynuowane były prace nad zmianami w sektorze, zgodnie z wytycznymi Dyrektywy Gazowej 2003/55/WE.

1 lipca 2005 r. nastąpiło całkowite rozdzielenie działalności przesyłowej (pełny *unbundling*) poprzez wydzielenie ze struktury PGNiG SA podmiotu - Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz System Sp. z o.o. (OPG Gaz System Sp. z o.o.), która rozpoczęła działalność jako operator systemu Przesyłowego (OSP) na podstawie decyzji Prezesa URE z 1 lipca 2005 r. OPG Gaz System Sp. z o.o. początkowo należał do PGNiG SA, jednak 28 kwietnia 2005 r. Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy PGNiG SA zdecydowało o przekazaniu w formie darowizny wszystkich udziałów OPG Gaz System Sp. z o.o. na rzecz Skarbu Państwa. Od 5 października 2005 r. OPG Gaz System Sp. z o.o. stała się jednoosobową spółką Skarbu Państwa.

W zakresie dystrybucji gazu nastąpiło wyodrębnienie organizacyjne operatorów sieci dystrybucyjnych, t.j. w 6 spółkach dystrybucyjnych grupy kapitałowej PGNiG S.A. nastąpiła reorganizacja polegająca na księgowym wyodrębnieniu działów zajmujących się działalnością dystrybucyjną.

W ramach struktury PGNiG S.A. nastąpiło też wyodrębnienie działalności magazynowej. W drugiej połowie roku PGNiG S.A. zostało wezwane do wykazania wszystkich pojemności magazynowych znajdujących się w dyspozycji holdingu oraz do złożenia wniosku o koncesję na prowadzenie działalności gospodarczej polegającej na magazynowaniu gazu. Wszystkie te działania zostały podjęte w celu ustanowienia operatora systemu magazynowego, co udało się dopiero w 2006r.

W 2005 roku OSP rozpoczął prace nad Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Dokument ten ma określić nowe zasady funkcjonowania przedsiębiorstw na liberalizowanym rynku gazu i przyczynić się do podejmowania przez nie samodzielnych działań m.in. przez zawieranie najbardziej korzystnych dla siebie umów na dostawy gazu. Do końca 2005 r. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej nie została zatwierdzona na skutek trwającej procedury uzgodnieniowej pomiędzy Regulatorem a OSP.

Do skorzystania z zasady TPA było uprawnionych w 2005 r. 57 865 podmiotów, stanowi to 72% otwarcie rynku (tabl.4.1.1.) Z powodu nadal istniejących barier m.in. monopolistycznej struktury sektora, braku opomiarowania, niewystarczającego poziomu połączeń międzysystemowych, braku systemów informatycznych oraz ograniczeń na połączeniach międzysystemowych, żaden z uprawnionych odbiorców nie skorzystał z możliwości zmiany dostawcy.

Tabela 3.1.1. Etapy otwarcia krajowego rynku gazu

Rok	Kryterium otwarcia (mln m ³ /rok)	% otwarcia rynku
2004	> 15	31,9
2005	Wszyscy bez gospodarstw domowych	72
2007	Wszyscy	100*

*od 1 lipca 2007 r.

Źródło: URE, PGNiG SA

4.1.2. Zarządzanie oraz nominowanie przepustowości połączeń międzysystemowych oraz zasady zarządzania ograniczeniami

Od 1 lipca 2005 r., po wyodrębnieniu ze struktury PGNiG SA przedsiębiorstwa OGP Gaz-System Sp. z o.o. i wyznaczeniu go operatorem systemu przesyłowego, spółka ta zajmowała się zarządzaniem oraz nominowaniem¹¹⁾ przepustowości połączeń międzysystemowych. Ze względu na brak Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej odbywało się to na podstawie dwustronnych umów między PGNiG SA a OGP Gaz-System Sp. z o.o.

Połączenia międzysystemowe cechował przesył jednokierunkowy: ze wschodu na zachód). Wszystkie nominacje były zarezerwowane przez PGNiG SA.

Tabela 4.1.2.a Połączenia międzysystemowe z operatorami innych systemów przesyłowych

Nazwa operatora systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Całkowita zdolność przesyłowa*) [mln m ³ /rok]	Rezerwacja zdolności przesyłowych na kontrakty długoterminowe [mln m ³ /rok]	Kierunek dostaw	Rodzaj składanych nominacji**)
Naftohaz	Ukraina	Drozdowicze	4 800	4 580	Polska	a)
Bieltransgaz	Białoruś	Wysokoje	5 000	2 020	Polska	a)
		Tietierowka	100	60	Polska	a)
VNG AG	Niemcy	Lasów	1 000	950	Polska	a)
		Kamininke	90	44	Niemcy	b)
EuRoPol Gaz	Polska	Włocławek	2 800	1 580	Polska	a)
		Lwówek	1 100	1 100	Polska	a)

*) Maksymalna ciągła zdolność przesyłowa, jaką operator systemu przesyłowego może zaoferować użytkownikom sieci, biorąc pod uwagę integralność systemu i wymagania eksploatacyjne sieci przesyłowej.

**) Rodzaje nominacji:

a) miesięczne i dobowe w cyklu tygodniowym, b) dobowe w cyklu tygodniowym.

Źródło: OGP Gaz-System Sp. z o.o.

¹¹ Nominowanie – deklaracja dotycząca wprowadzenia i wyprowadzenia z systemu przesyłowego danej ilości paliwa gazowego w określonym czasie.

Do 30 czerwca 2005 r. ograniczeniami przesyłowymi zarządzało PGNiG SA. Od 1 lipca funkcję tę przejął OGP Gaz-System Sp. z o.o. jako OSP. Zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi w 2005 r. odbywało się na podstawie instrukcji wewnętrznych operatora.

W związku z brakiem Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej w przypadku występowania ograniczeń systemowych operatora systemu przesyłowego obowiązywały następujące reguły:

- realizacja nowych umów nie powodująca dla dotychczasowych klientów obniżenia poziomu bezpieczeństwa dostaw oraz jakości dostarczanego paliwa gazowego ;
- udostępnianie wolnej przepustowości wg. kolejności otrzymania kompletnego wniosku o usługę przesyłania przy zachowaniu zasady pierwszeństwa dla podmiotów dotychczas korzystających z usługi przesyłania;
- nie zrealizowanie usługi przesyłania na zasadach ciągłych o ile to było możliwe, oferowane na zasadach przerywalnych;
- w przypadku braku możliwości realizacji usługi, proponowanie klientowi (na jego wniosek) przygotowania informacji o niezbędnym zakresie rozbudowy sieci i innych elementów systemu w celu realizacji wnioskowanej usługi.

W tabeli 4.1.2.b zamieszczono informację dot. występujących w 2005 r. ograniczeń systemowych i sposobów zapobiegania.

Tabela 4.1.2.b Zarządzanie fizycznymi ograniczeniami systemowymi

Miejsce występowania	Skala ograniczeń	Sposób zapobiegania
Obszar Pomorza Zachodniego	Brak przepustowości i związany z tym brak możliwości przyłączenia nowych punktów wyjścia oraz zwiększania mocy w istniejących na odcinku Piła – Koszalin – Słupsk oraz w układzie zasilającym mieszalnie paliwa gazowego grupy E i grupy L _n , produkujące dla obszaru Przymorza (Koszalin, Kołobrzeg) gaz naazotowany grupy L _s (gazociąg Goleniów – Nowogard – Gorzysław). Na obszarze braku przepustowości Piła – Koszalin – Słupsk brak mocy przesyłowej oceniono na poziomie 5-8 m ³ /h.	Planowana rozbudowa układu przesyłowego Goleniów – Nowogard – Gorzysław pozwalająca na zwiększenie dostaw gazu oraz rozbudowa gazociągu Włocławek – Gdańsk. Dla odbiorcy przemysłowego zaproponowano umowę o dostawy przerywalne (moc dostępna zależna od sytuacji w systemie przesyłowym).

Źródło: OGP Gaz-System Sp. z o.o.

W połączeniach międzysystemowych nie występowały ograniczenia systemowe. Nie zawierano zatem umów typu „swap”.

Umowa na tranzyt gazu przez terytorium Polski obowiązuje do końca 2019 r. i jest prowadzona przez operatora gazociągu tranzytowego, spółkę EuRoPol Gaz SA. W 2005 r. zarezerwowano na tranzyt w kierunku Niemiec zdolność przesyłową na 26,8 mld m³ gazu.

4.1.3. Prawne obowiązki przedsiębiorstw przesyłu oraz dystrybucji gazu

OSP

Od 1 lipca 2005 r. operatorem systemu przesyłowego (OSP) na terenie całej Polski jest OGP Gaz System Sp. z o.o. Jak już opisano wyżej spółka jest własnością Skarbu Państwa zgodnie (art. 9k PE). Właścicielem majątku przesyłowego jest zarówno OSP, jak i PGNiG SA. OSP dysponuje majątkiem przesyłowym PGNiG SA, o wartości – stan na 7 lipca 2005 r.

– ok. 4.500 mln zł. (wg wyceny metodą WRA – wartość regulowana aktywów) na podstawie „Umowy leasingu operacyjnego”. Majątek własny OSP szacuje się - stan na 7 lipca 2005 r. - na ok. 500 mln zł. OSP kreuje odrębny wizerunek – własne logo, serwis internetowy nie posiadający odnośników do przedsiębiorstw powiązanych.

OSD

Zgodnie z ustawą nowelizującą, od 3 maja 2005 r. zadania operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) pełnią przedsiębiorstwa, które przed dniem nowelizacji pełniły te funkcje. Są to przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo. Jednakże w związku z postanowieniami ww. ustawy, do 31 grudnia 2006 r. OSD mają być rozdzieleni pod względem organizacyjnym, natomiast do dnia 1 lipca 2007 r. OSD mają być wydzieleni pod względem prawnym.

Tabela 4.1.3.a Regulowanie działalności przedsiębiorstw sieciowych

Rok	Liczba przedsiębiorstw regulowanych (szt.)		Opłaty za magazynowanie (euro/m ³) ⁽¹⁾
	Przesyłanie	dystrybucja	
2004 ⁽²⁾	61	-	b.d.
2005 ⁽²⁾	3	61	b.d.

(1) W latach 2004-2005 stawki za magazynowanie nie były wyodrębniane. Koszty magazynowania pokrywały stawki za przesył.

(2) W tabeli przedstawiono dane odnośnie ilości przedsiębiorstw sieciowych posiadających koncesje. Po nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE udziela odrębne koncesje na wykonywanie działalności w zakresie przesyłania oraz w zakresie dystrybucji paliw gazowych. W myśl art. 17 ustawy zmieniającej, koncesje wydane na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych stały się z dniem wejścia w życie tej ustawy (od 3 maja 2005 r.) koncesjami na przesyłanie lub koncesjami na dystrybucję, stosownie do zakresu działalności wykonywanej przez przedsiębiorstwa energetyczne.

Źródło: URE

Taryfy sieciowe

Taryfa przedsiębiorstwa EuRoPol Gaz SA na usługi przesyłania gazu ziemnego obowiązująca w 2005 r. zatwierdzona została w połowie grudnia 2004 r. na niższym od poziomu stosowanego w roku 2004 o 4 % oraz niższym od poziomu uzgodnionego w Protokole Dodatkowym do Porozumienia między Rządem RP a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów. W taryfie tej ustalone zostały dystansowe stawki opłat przesyłowych dla trzech punktów odbioru: we Włocławku, Lwówku oraz Mallnow 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 tłocznii gazu. Uśrednienie stawki w skali roku powodowałoby, iż w I półroczu 2005 r. wystąpiłby niedobór środków, co mogłoby prowadzić do utraty płynności finansowej w tym okresie.

Natomiast z odmową spotkał się wniosek OGP Gaz - System Sp. z o.o, który działalność w zakresie przesyłania paliw gazowych rozpoczął 8 lipca 2005 r. Powodem odmowy zatwierdzenia taryfy OSP było zawyżenie przychodu regulowanego stanowiącego podstawę kalkulacji taryfy poprzez przyjęcie niektórych pozycji kosztów oraz zwrotu z zaangażowanego kapitału na poziomie nieakceptowanym przez Prezesa URE, jak również niedostosowanie tekstu taryfy do postanowień PE oraz właściwych aktów wykonawczych .

Zaznaczyć należy, że na mocy postanowień § 31 ust. 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 15 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. Nr 277, poz. 2750) OSP - maksymalnie przez okres 9 miesięcy od dnia rozpoczęcia działalności w zakresie przesyłania - mógł stosować taryfę przedsiębiorstwa, z którego się wydzielił, tj. z PGNiG S.A.

Ustalenie taryfy za tranzyt gazu oraz taryfy przesyłowej odbywa się metoda kosztową. Zastosowanie benchmarkingu jest niemożliwe nie tylko ze względu na zbyt małą ilość podmiotów aby metodę tę zastosować, ale również z uwagi na fakt całkowicie nieporównywalnych warunków ich działania.

Fakt odmowy zatwierdzenia taryfy OSP oraz brak rozporządzeń wykonawczych do znowelizowanej ustawy – Prawo energetyczne (tj. rozporządzenia w sprawie funkcjonowania sektora gazowego oraz rozporządzenia w sprawie kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych), która wprowadziła szereg zmian mających wpływ na kształt sektora gazowego, a w konsekwencji również na taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa tego sektora był przyczyną niezatwierdzenia nowych taryf przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Przedsiębiorstwa te w zakresie dystrybucji stosowały taryfy zatwierdzone we wrześniu 2003 r. Zmianie uległy jedynie ceny gazu jako towaru na skutek wzrostu cen hurtowych tych paliw nabywanych od PGNiG SA.

Rynek hurtowy gazu ziemnego, ze względu na jego strukturę, nie może być uznany za rynek konkurencyjny, wobec czego ceny na tym rynku kształtowane są decyzjami taryfowymi Prezesa URE.

Z uwagi na permanentny wzrost cen produktów ropopochodnych od wczesnej wiosny 2004 do późnej jesieni 2005 r. odnotowano 70% wzrost kosztu zakupu paliwa gazowego z importu (w cenach wyrażonych w USD), z dalszą tendencją wzrostową. Wzrost ten był opóźniony względem zmian cen ropopochodnych z uwagi na charakter formuły kontraktowej.

Skutkiem zmiany cen ropopochodnych była trzykrotna w ciągu 2005 r. korekta cen gazu w taryfie hurtowej (PGNiG SA), na poziomie skumulowanym ok. 26%. Na znaczące osłabienie dynamiki wzrostu tych cen względem kosztu pozyskania dominującej części gazu sprzedawanego odbiorcom wpłynęła zmiana kursu PLN względem USD; bowiem w 2005 r. złotówka podlegała istotnemu wzmocnieniu.

Ceny paliw gazowych sprzedawanych przez PGNiG w 2005 r. zmieniały się trzykrotnie, z dniem 1 stycznia, 1 lipca i 1 października, aczkolwiek było również prowadzone postępowanie o zatwierdzenie nowych, wyższych cen z dniem 1 kwietnia 2005 r. Ostatecznie Przedsiębiorstwo wycofało jednak ten wniosek. Ponadto decyzją z 14 grudnia 2005 r. została zatwierdzona kolejna podwyżka cen paliw gazowych, która weszła w życie z dniem 1 stycznia 2006 r.

Dynamika wzrostu taryf dystrybucyjnych była z kolei znacząco obniżona względem taryfy hurtowej z uwagi na fakt, że (od października 2003 r.) nie ulegały zmianie stawki opłat sieciowych. Łączne faktury wystawiane odbiorcom końcowym rosły więc tym mniej, im większy na nich udział miały opłaty dystrybucyjne.

W tabeli przedstawiono oszacowane – w skali kraju – średnie opłaty sieciowe dla wybranych grup odbiorców gazu.

Tabela 4.1.3 b Średnie opłaty sieciowe dla wybranych grup odbiorców gazu

	Jed.	I4-1	I1	D3
		2005	2005	2005
Opłaty przesyłowe (bez opłat publiczno-prawnych i podatków)	euro/m ³	0,041	0,103	0,103

Źródło: URE

Przerwy w dostawie gazu

Przepisy ustawy PE oraz aktów wykonawczych do niej zawierają regulacje dotyczące dopuszczalnych długości przerw w dostawie gazu oraz wysokości bonifikat w przypadku przekroczenia dopuszczalnych norm.

Tabela 4.1.3 c Przerwy w dostawach gazu do odbiorców w 2005 r.

awarie			prace planowe		
czas trwania w minutach	liczba odbiorców wyłączonych	średni czas trwania awarii w min/odb	czas trwania w minutach	liczba odbiorców wyłączonych	średni czas trwania przerwy w min/odb
43 341 809,10	109 571	395,56	79 411 583,60	194 219	408,88

Źródło: URE

Bilansowanie

W 2005 r. bilansowanie systemu przesyłowego wykonywał OGP Gaz System Sp. z o.o. na rzecz PGNiG S.A., na podstawie dwóch umów – umowy o świadczenie usługi przesyłowej i umowy o zarządzanie operatywne pojemnościami magazynowymi należącymi do PGNiG S.A. Z powodu braku Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej bilansowanie systemu odbywało się, podobnie jak w 2004 r., na podstawie uproszczonych procedur zgłaszania zapotrzebowania użytkowników systemu przesyłowego. Na bilans systemu złożyło się:

- zapotrzebowanie na gaz spółek dystrybucyjnych: Spółek Gazownictwa grupy kapitałowej PGNiG SA oraz innych spółek dystrybucyjnych;
- zapotrzebowanie na gaz dużych odbiorców zasilanych bezpośrednio z sieci przesyłowej wysokiego ciśnienia
- potrzeby magazynowania gazu i rozbudowy podziemnych magazynów gazu;
- potrzeby własne OSP;
- kontrakty eksportowe.

Organ regulacyjny nie zatwierdzał w 2005 r. metodologii bilansowania, która została zamieszczona w ww. projekcie Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.

4.1.4. Efektywna restrukturyzacja

W związku z nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne, OSP i OSD będące w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo mają obowiązek rozdziału prawnego, organizacyjnego i księgowości, z tym, że rozdział prawny OSD jest wymagany od dnia 1 lipca 2007 r. Obowiązek ten nie dotyczy OSD gazowych jeżeli liczba odbiorców przyłączonych do sieci nie jest większa niż 100 000 i sprzedaż paliw gazowych w ciągu roku nie przekracza 100 mln m³.

Wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne mają obowiązek rozdziału księgowości i rozdziału organizacyjnego (OSD najpóźniej do 31 grudnia 2006 r.). Obecnie w odniesieniu do przedsiębiorstw sieciowych docelowo obowiązek ten będzie miał zasadnicze znaczenie dla OSD wyłączonych z obowiązku rozdziału prawnego i organizacyjnego. Dla pozostałych OSD rozdział prawny prowadził będzie nieuchronnie do rozdziału księgowości.

Tabela 4.1.4.a Stopień unbundlingu w sektorze gazowym

	Przesył	Dystrybucja
Odrębność prawna – odrębne siedziby (T/N)	T	N
Wyodrębnienie organizacyjne (T/N)	T	N
Odrębne prowadzenie ksiąg rachunkowych (T/N)	T	N

Osobne badanie sprawozdań finansowych (T/N)	T	T
Wymóg ogłoszenia sprawozdań finansowych (T/N)	T	N
Istnienie zarządów spółek, w skład których nie wchodzi członkowie zarządów innych spółek (T/N)	T	N

Źródło: URE

OSP

W przypadku OSP został wdrożony nie tylko rozdział prawny ale i rozdział właścicielski - od 28 kwietnia 2005 r. właścicielem 100 % OSP jest Skarb Państwa. Spółka ta nie wchodzi więc w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, tym samym zagwarantowano jej niezależność od przedsiębiorstw zajmujących się wydobywaniem i obrotem gazem. Siedziba spółki mieści się w budynku odrębnym, jedynie Krajowa Dyspozycja Gazu zlokalizowana jest w wydzielonej części budynku zajmowanego również przez przedsiębiorstwo zajmujące się wydobywaniem i obrotem gazem (PGNiG SA).

Tabela 4.1.4 b Operatorzy Systemów Przesyłowych (OSP)

Rok	Liczba OSP w kraju (szt.)	Liczba OSP właścicielsko rozdzielonych (szt.)
2004 ⁽¹⁾	1	0
2005	1	1

(1) w 2004 r. OGP GAZ-SYSTEM Sp. z o.o. pełnił funkcję operatora – zarządzał systemem przesyłowym

Źródło: URE

OSD

W przypadku OSD nastąpiło wyodrębnienie organizacyjne i księgowości. W ramach tych działań w spółkach nastąpiła szeroko zakrojona reorganizacja polegająca na księgowym wyodrębnieniu działów zajmujących się działalnością dystrybucyjną. Restrukturyzacja ta wspomagana jest poprzez opracowane przez spółki *Programy zgodności*, w których szczegółowo zostały zapisane reguły współpracy pomiędzy pozostałymi obszarami działalności grupy kapitałowej.

Tabela 4.1.4 c Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych (OSD)

	Rok	2004	2005
Liczba OSD w kraju (szt.)		6	6
Liczba OSD prawnie rozdzielonych (szt.)		0	0
Zasada dot. 100 000 odbiorców OSD (tak/nie) ³		Nie dotyczy ¹	tak
Liczba OSD obsługujących <100 000 odbiorców		0	0
Liczba prawnie rozdzielonych OSD, które posiadają własny majątek sieciowy (szt.)		0	0
Liczba prawnie rozdzielonych OSD, które nie posiadają własnego majątku sieciowego (szt.)		0	0
Usługi afiliowane (%)		brak danych	brak danych

(1) Zasada Dyrektywy 2003/55/WE dotycząca niewyodrębnienia OSD obsługującego mniej niż 100 tys. odbiorców została wprowadzona ustawą o zmianie ustawy Prawo energetyczne i obowiązuje od 3 maja 2005 r. – w 2004 r.

Źródło: URE

Tabela 4.1.4 d Udział pracowników zatrudnionych w przedsiębiorstwach sieciowych (OSP + OSD)

Rok	Udział pracowników zatrudnionych w przedsiębiorstwach sieciowych (%)
2004	66,2
2005	79,0

Źródło: URE na podstawie danych ARE oraz sprawozdań spółek sieciowych

4.2. Zagadnienia z zakresu ochrony i promowania konkurencji [art. 25(1)(h)]

4.2.1 Charakterystyka struktury rynku sprzedaży hurtowej

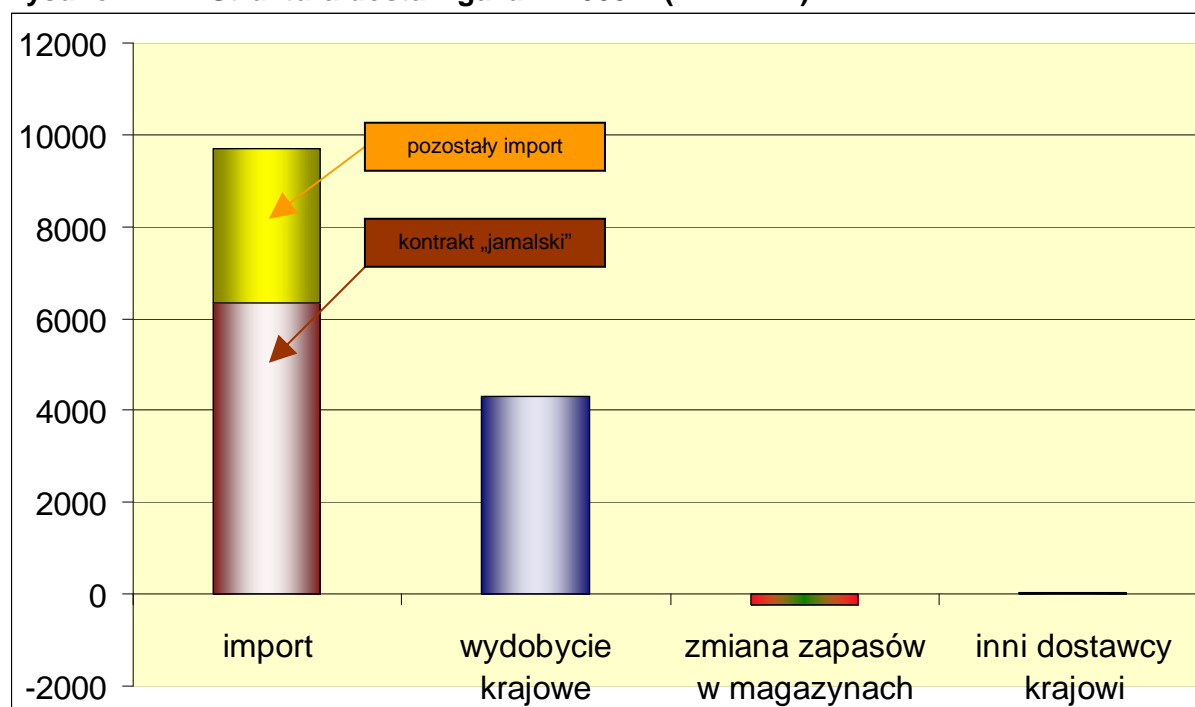
Całkowite zużycie gazu ziemnego w Polsce w 2005 r. wyniosło 13,8 mld m³ z czego 31 % gazu pochodziło z dostaw krajowych. Dostawcami importowanego gazu są Rosja, Niemcy, Norwegia i kraje środkowoazjatyckie. Większość importu jest realizowana w ramach długoterminowego kontraktu z Rosją – w 2005 r. na jego podstawie zakupiono 6,3 mld m³, co stanowiło 65,4 % całkowitego wolumenu importu. Uzupełniające dostawy były realizowane na podstawie mniejszych kontraktów średnioterminowych lub krótkoterminowych.

Struktura dostaw gazu wg źródeł pochodzenia w 2005 r. przedstawiała się następująco:

- a) kontrakt „jamalski” – 6 340,3 mln m³,
- b) wydobyte krajowe – 4 318,1 mln m³,
- c) pozostały import (Niemcy, Norwegia, Uzbekistan, kraje środkowoazjatyckie, Czechy) – 3 350,3 mln m³,
- d) zmiana zapasów w magazynach gazu – (-) 242,3 mln m³
- e) inni dostawcy krajowi¹² – 20,3 mln m³.

¹² Inne źródła krajowe obejmują przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem gazu pochodzącego od innego sprzedawcy niż grupa kapitałowa PGNiG S.A. jak np. Media Odra Warta Sp. z o.o.

Rysunek 4.2.1 Struktura dostaw gazu w 2005 r. (w mln m³)



Źródło: URE

Sprzedaż do przedsiębiorstw zajmujących się obrotem (pośredników) jest prowadzona głównie przez jedno przedsiębiorstwo – PGNiG SA oraz częściowo przez spółki dystrybucyjne. Sprzedaż gazu na rynku hurtowym w 2005 r. wyniosła blisko 8 mld m³, z czego zaledwie 1,4% zakupiły podmioty inne niż spółki dystrybucyjne. Sprzedaż spółek dystrybucyjnych do odbiorców hurtowych wyniosła niespełna 19 mln m³, co stanowi 0,2% całkowitej ich sprzedaży.

Tabela 4.2.1a. Opis rynku hurtowego: produkcja, import

Rok	Zapotrzebowanie		Wydobycie		Zdolności importowe [mld m ³ /rok]				Wielkość koncentracji rynku		
	Całkowite zużycie [mld m ³]	Szczytowe [mln m ³ /dobę]*	Całkowite [mld m ³]	Zdolność [mln m ³ /dobę]	Razem	Zarezerwowane dla tranzytu	Zarezerwowane w związku z kontraktami długoterminowymi	Niezarezerwowane	Liczba przedsiębiorstw kontrolujących ≥5% zdolności wydobycia i importu gazu	Liczba przedsiębiorstw oferujących ≥5% zużywanego gazu	Udział w rynku trzech największych przedsiębiorstw obrotu hurtowego [%]
2004	13,4	58,3	4,3	14,6	16,4	b.d.	12,0**	4,4	1	1	100
2005	13,8	60,7	4,3	14,5	14,8	2,7	7,7	4,5	1	1	100

Uwagi: (1) Całkowite zużycie = Produkcja + Import – Eksport + Zmiana stanu zapasów gazu

* w odniesieniu do całego rynku hurtowego i detalicznego

** obejmuje również zdolności zarezerwowane dla tranzytu

Źródło: szacunki URE na podstawie danych PGNiG SA oraz Gaz-System Sp. z o.o.

Usługi tranzytowe nie były świadczone dla stron trzecich, mimo że zdolność przesyłowa gazociągu tranzytowego nie została w pełni zarezerwowana przez głównych akcjonariuszy przedsiębiorstwa EuRoPol Gaz SA, tj. firmy PGNiG SA oraz Gazprom.

Tabela 4.2.1b. Opis rynku hurtowego: obrót gazem (w mld m³)

Rok	Obroty rynku kasowego	Obroty rynku terminowego	Umowy dwustronne nie notowane na giełdzie (OTC)
2004	0	0	b.d.
2005	0	0	b.d.

Źródło: URE

W 2005 r., podobnie jak w 2004 r., nie była prowadzona wymiana gazu w centrach handlu gazem (ang. *hubs*), nie istniała również giełda gazu.

Krajowy rynek gazu jest w niskim stopniu zintegrowany z sąsiednimi państwami członkowskimi UE. W 2005 r. całkowite zdolności przesyłowe dwóch połączeń z operatorem niemieckim wynosiły 1 090 mln m³, z czego 994 mln m³ zostały zarezerwowane na kontrakty długoterminowe. Ceny w obrocie międzynarodowym są negocjowane pomiędzy stronami.

W 2005 r. OSP prowadził prace nad narzędziami pozwalającymi na udostępnienie na stronach OSP użytkownikom systemu informacji dotyczących systemu przesyłowego. W trakcie opracowywania znajdował się schemat sieci z zaznaczonymi punktami „wejścia” i „wyjścia” z systemu. Nie były natomiast publikowane dane dotyczące dostępnych mocy przesyłowych w imporcie i eksporcie oraz w przesyłach krajowym.

OSP zadeklarował, że docelowa forma i zakres prezentowanych informacji zostaną określone zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady odnośnie warunków dostępu do gazowych sieci przesyłowych, które wejdzie w życie w 2006 r.

4.2.2. Charakterystyka rynku sprzedaży detalicznej

Sprzedaż detaliczna na rynku gazu w Polsce w 2005 r. wyniosła prawie 13,4 mld m³ (o 3,6% więcej niż w 2004 r.) i prowadzona była przez przedsiębiorstwa skupione w grupie kapitałowej PGNiG SA. (całkowite zużycie w Polsce wyniosło 13,8 mld m³ – różnica 0,4 mld m³ pomiędzy całkowitym zużyciem a sprzedażą detaliczną wynika z tego, że w danych w tabeli 4.2.2a nie jest uwzględniona sprzedaż spółek zajmujących się obrotem gazem, spoza grupy kapitałowej PGNiG SA, a ponadto wynika to z różnic bilansowych oraz zużycia na własnego urządzeń gazowniczych). Dane PGNiG SA wskazują, że 41,8% gazu sprzedawanego na polskim rynku trafiło do odbiorców (głównie przemysłowych) bezpośrednio z krajowego systemu przesyłowego lub ze złóż. Ponadto, PGNiG SA sprzedawało do OSP gaz na potrzeby własne operatora i potrzeby bilansowania systemu. Pozostały gaz był sprzedawany z systemu dystrybucyjnego poprzez spółki dystrybucyjne zależne od PGNiG SA. Sprzedaż gazu do odbiorców w gospodarstwach domowych odbywa się w całości z systemu dystrybucyjnego.

Struktura rynku detalicznego w 2005 r. nie odbiegała od struktury rynku z roku poprzedniego – została przedstawiona w tabeli 4.2.2a.

Tabela 4.2.2a. Struktura rynku detalicznego w 2005 r. (w mln m³)

Wyszczególnienie	Sprzedaż grupy kapitałowej PGNiG SA	W tym:	
		Sprzedaż z systemu i bezpośrednio ze złóż	Sprzedaż Spółek Gazownictwa
RAZEM	13 350,4	5 584,0	7 766,4
1. Przemysł, w tym:	8 041,3	5 423,6	2 617,7

Zakłady azotowe	2 455,1	2 455,1	0,0
Elektrociepłownie	1 133,7	1 118,6	15,1
Ciepłownie	288,9	23,7	265,2
Inni średni odbiorcy (o zużyciu od 1 do 25 mln m ³ /rok)	1 937,8	480,6	1 457,2
Inni duzi odbiorcy (o zużyciu od 1 do 25 mln m ³ /rok)	1 483,7	1 329,1	154,6
Pozostali	742,1	16,5	725,6
2. Handel i usługi	1 445,0	31,0	1 414,0
Mali odbiorcy (o zużyciu 1 mln m ³ rok i poniżej)	1 208,5	4,6	1 203,9
Średni odbiorcy (o zużyciu od 1 do 25 mln m ³ /rok)	236,5	26,4	210,1
3. Gospodarstwa domowe	3 734,7	0,0	3 734,7
4. Eksport	41,8	41,8	0,0
5. OGP Gaz System	87,6	87,6	0,0
% udział w sprzedaży			
	100	41,8	58,2
1. Przemysł, w tym:	60,2	40,6	19,6
Zakłady azotowe	18,4	18,4	0
Elektrociepłownie	8,5	8,4	0,1
Ciepłownie	2,2	0,2	2
Inni średni odbiorcy (o zużyciu od 1 do 25 mln m ³ /rok)	14,5	3,6	10,9
Inni duzi odbiorcy (o zużyciu od 1 do 25 mln m ³ /rok)	11,1	10	1,2
Pozostali	5,6	0,1	5,4
2. Handel i usługi	10,8	0,2	10,6
Mali odbiorcy (o zużyciu 1 mln m ³ rok i poniżej)	9,1	0	9
Średni odbiorcy (o zużyciu od 1 do 25 mln m ³ /rok)	1,8	0,2	1,6
3. Gospodarstwa domowe	28,0	-	28,0
4. Eksport	0,3	0,3	-
5. OGP Gaz System Sp. zo.o.	0,7	0,7	-

Źródło: URE na podstawie danych PGNiG SA oraz spółek gazownictwa

Rynek detaliczny w Polsce jest silnie skoncentrowany. 7 przedsiębiorstw skupionych w jednej grupie kapitałowej PGNiG SA posiadało udział w rynku większy niż 5%. Należy również zwrócić uwagę na fakt, że ze względu na specyfikę działalności spółek dystrybucyjnych (na obszarze swego działania są one praktycznie jedynym sprzedawcą gazu), rynek detaliczny dzieli się na lokalne rynki monopolistyczne. Natomiast PGNiG SA prowadzi sprzedaż z systemu i bezpośrednio ze źródeł, jest ona skierowana głównie do odbiorców przemysłowych. Dlatego też obliczanie udziału trzech największych przedsiębiorstw w sprzedaży do poszczególnych grup odbiorców jest bezzasadne, bowiem uzyskane wskaźniki nie będą odzwierciedlały faktycznej struktury rynku.

Tabela 4.2.2b. przedstawia rozwój detalicznego rynku gazu.

Tabela 4.2.2b. Rozwój rynku detalicznego

Rok	Liczba przedsiębior., których udział w obrotach rynku detalicznego ≥ 5%	Liczba przedsiębior. całkowicie niezależnych (od przedsiębior. sieciowych)	Procentowy udział w rynku trzech największych przedsiębiorstw* w dostawach dla:				Roczna wartość współczynnika zmiany (%)						
			Elektrociepłowni i ciepłowni	Dużych odbiorców przemysłowych, w tym zakładów azotowych	Średnich i pozostałych odbiorców przemysłowych	Małych i średnich odbiorców z sektora handlu i usług oraz odb. dom.	wg punktów pomiarowych			wg wolumenu			odbior. zmieniających warunki kontraktowe
							dużych odbiorców w przem.	średnich odbiorców w przem.	małych przedsiębior. i odbiorców dom.	dużych odbior. przem.	średnich odbior. przem.	małych przedsiębior. i odbior. dom.	
2004	7*	0	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	0	0	0	0	0	0	0
2005	7*	0	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	0	0	0	0	0	0	0

* wszystkie przedsiębiorstwa należą do grupy kapitałowej PGNiG SA

Źródło: opracowanie URE na podstawie danych PGNiG SA oraz spółek gazownictwa.

Procedura zmiany sprzedawcy zostanie zawarta w kodeksach sieci dystrybucyjnych. Ich powstanie i zatwierdzenie jest uzależnione od uprzedniego zatwierdzenia IRIESP. W 2005 r. żaden z odbiorców uprawnionych nie skorzystał z zasady TPA. Ze względu na specyfikę rynku detalicznego nie jest możliwa miarodajna ocena wpływu kontraktów długoterminowych na rynek detaliczny.

Tabela 4.2.2.c Struktura cen gazu w latach 2004 - 2005 r. (w euro/m³)

	Wart. kal. dla kraju [MJ/m ³]	I4-1		I1		D3		Typowy odbiorca domowy*	
		2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005
Opłaty przesyłowe (bez opłat publiczno-prawnych i podatków)	39,5	0,0367	0,0414	0,0919	0,1036	0,1036	0,1036	0,0961	0,1081
Opłaty publiczno-prawne (nierzuty)		-	-	-	-	-	-	-	-
Podatki		0,0081	0,0091	0,0202	0,0916	0,0227	0,0202	0,0211	0,0237
Razem przesył		0,0448	0,0505	0,1121	0,1952	0,1263	0,1238	0,1172	0,1318
Opłaty za gaz		0,1033	0,1322	0,1102	0,1406	0,1156	0,1303	0,1345	0,1686
Podatki		0,0227	0,0291	0,0273	0,0309	0,0254	0,0323	0,0296	0,0371
Razem gaz		0,1260	0,1614	0,1375	0,1715	0,1410	0,1626	0,1641	0,2057
Dostawa gazu		0,1401	0,1737	0,2022	0,2443	0,2076	0,2504	0,2306	0,2768
Podatki		0,0308	0,0382	0,0444	0,0537	0,0456	0,0551	0,0507	0,0608
Razem dostawa		0,1709	0,2119	0,2466	0,2980	0,2532	0,3055	0,2813	0,3376

Uwaga:

Taryfy dla Spółek Dystrybucyjnych podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

Ceny zostały obliczone wg średniego rocznego kursy ogłaszanego przez NBP

2004 r. 1 euro = 4,53 zł

2005 r. 1 euro = 4,02 zł

*Kategoria typowego gospodarstwa domowego jest sztucznie stworzona dla potrzeb porównawczych – zużycie gazu przez „typowe gospodarstwo domowe” zostało obliczone jako ilorz gazu sprzedanego gospodarstwom domowym i liczby tych gospodarstw.

Tabela 4.2.2d. Zużycie gazu przez typowe gospodarstwo domowe (w m³)

Rok	2004	2005
Typowe gospodarstwo domowe*	569	576

* objaśnienie jak pod tabelą 3.2.2c.

Źródło: URE

5 Bezpieczeństwo dostaw

5.1. Energia elektryczna [Artykuł 4]¹³

Charakterystyka rynku - bezpieczeństwo dostaw.

Bezpieczeństwo energetyczne zależy od wielu elementów: zapotrzebowania szczytowego oraz możliwości jego zaspokojenia, struktury zużycia paliwa pierwotnego (w tym uzależnienia od importu), budowy nowych mocy wytwórczych.

Tabela 5.1.a Zapotrzebowanie na moc

Rok	Popyt szczytowy (GW)	Moce dostępne (dyspozycyjne) GW
2004	23,11	27,98
2005	23,48	27,80
Planowane		
2006	24,10	28,30
2007	24,30	28,54
2008	24,50	28,49

Źródło PSE – Operator SA

W zakresie budowy nowych źródeł wytwórczych należy wskazać, że Prezes URE udzielił do maja 2006 r. 19 promes koncesji na wykonywanie działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w źródłach odnawialnych, których łączna moc zainstalowana wynosić będzie 320,793 MW, promesę koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w elektrowni wodnej o mocy 3 MW nie zaliczanej do OZE oraz promesę koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej pochodzącej ze spalania węgla brunatnego w źródle o mocy zainstalowanej 460 MW. Jednakże wobec braku ustawowego obowiązku wcześniejszego uzyskiwania promes koncesji należy się liczyć, że dane dotyczące ilości wydanych promes nie mogą stanowić wiarygodnych informacji o inwestycjach w nowe moce wytwórcze.

Niezależnie od powyższego należy wskazać, że Prezes URE zgodnie z art. 16a ustawy – Prawo energetyczne, po stwierdzeniu przez Ministra Gospodarki, że istniejące i będące w trakcie budowy moce wytwórcze energii elektrycznej nie zapewniają długookresowego bezpieczeństwa dostaw tej energii, ogłasza, organizuje i przeprowadza przetarg na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej. Przy wyborze oferty na budowę nowych mocy Prezes URE kieruje się:

- polityką energetyczną państwa;
- bezpieczeństwem systemu elektroenergetycznego;
- wymaganiami dotyczącymi ochrony zdrowia i środowiska oraz bezpieczeństwa publicznego;
- efektywnością energetyczną i ekonomiczną przedsięwzięcia;
- lokalizacją budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej;
- rodzajem paliw przeznaczonych do wykorzystania w nowych mocach wytwórczych energii elektrycznej.

Obecnie, na rynku polskim dominuje produkcja energii elektrycznej przy wykorzystaniu dostępnych na terenie Polski pierwotnych źródeł energii – węgla kamiennego 60,6% i brunatnego 35%.

Struktura zużycia paliw podstawowych do produkcji energii elektrycznej w 2005 r. przedstawia się następująco:

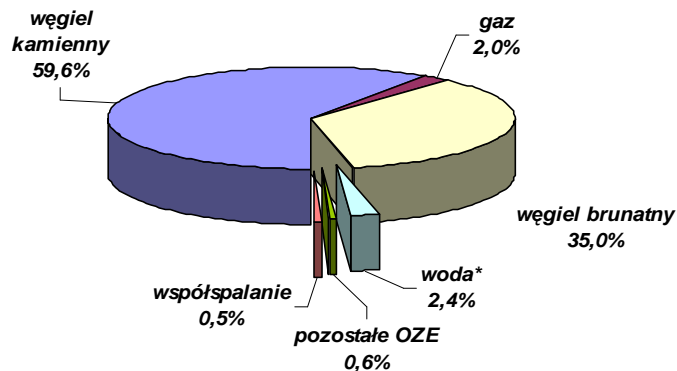
¹³ Niniejszy rozdział może zawierać odniesienia do stosownych projekcji rynkowych OSP

Tabela 5.1 b Produkcja energii elektrycznej w latach 2004 - 2005 r.

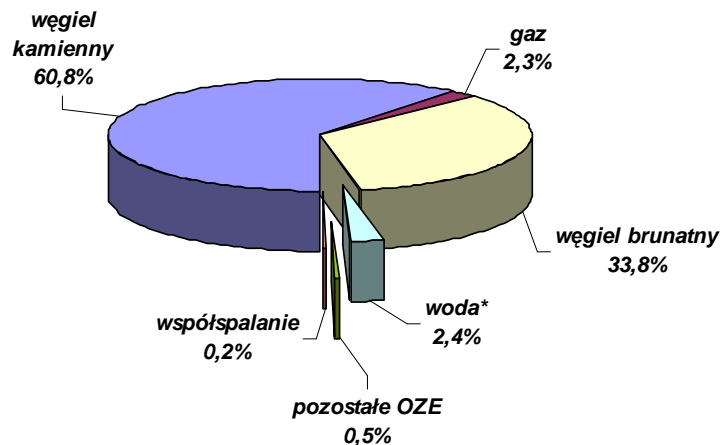
Paliwo	Produkcja energii elektrycznej w MWh		Struktura w %	
	2004	2005	2004	2005
węgiel kamienny	93 805,6	93 471,8	60,85	59,56
gaz	3 491,4	3 174,6	2,26	2,02
węgiel brunatny	52 159,3	54 865,4	33,83	34,96
woda*	3 690,6	3 777,7	2,39	2,41
pozostałe OZE	761,2	871,4	0,49	0,56
współspalanie	251,3	777,0	0,16	0,50
Razem	154 159,4	156 937,9	100,00	100,00

* łącznie z członami szczytowo-pompowymi w elektrowniach wodnych

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2004 r.



Struktura produkcji energii elektrycznej w 2005 r.



Źródło: URE na podstawie danych ARE

I. Do przedsięwzięć realizowanych przez OSP w 2005 r. mających wpływ na możliwość rzeczywistej wymiany międzysystemowej należy budowa linii 400 kV Tarnów-Krosno Iskrzynia (inwestycja zakończona) oraz modernizacja stacji elektroenergetycznej 400/220/110 kV Mikołowa, a także przedsięwzięcie o nazwie „Poprawa stanu technicznego linii 400 kV Krosno-Lemesany”.

OSP planuje również (do realizacji po 2010 r.) inwestycje w zakresie rozbudowy połączeń synchronicznych z systemem niemieckim i słowackim oraz budowy nowych połączeń z systemem litewskim i ukraińskim, mające na celu zwiększenie zdolności przesyłowych w wymianie międzynarodowej.

II. W ramach działalności inwestycyjnej w 2005 r. OSP zakończył całkowicie lub zakończył etapy m.in. następujących zadań inwestycyjnych, których realizacja powinna przyczynić się do poprawy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej:

- A. budowa linii 400 kV Tarnów-Krosno – linia została uruchomiona pod koniec roku;
- B. zakup rozdzielni 220 kV SE Blachownia;
- C. modernizacja stacji 400/220/110 kV Mikołowa,
- D. modernizacja stacji 220/110 kV Gdańsk I – prace modernizacyjne zostały zakończone w czerwcu 2005 r.;
- E. modernizacja stacji 220/110 kV Łośnice - pod koniec roku stacja została włączona do KSE i przekazana do eksploatacji;
- F. program bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej w zakresie modernizacji autotransformatora 220/110 kV ze stacji Połaniec i wymiany wyłączników 220 kV w stacji Wielopole;
- G. modernizacja populacji transformatorów 220/110 kV – zamontowano, dokonano odbioru końcowego i uruchomiono autotransformatory 220/110 kV w stacjach: Aniołów, Wrzosowa, Grudziądz–Węgrowo, Mory i Mokre (zadanie częściowo zakończone);
- H. wymiana izolacji VKLS w rozdzielni 220/110 kV Lubocza;
- I. zainstalowanie oraz uzupełnienie układów LRW w stacjach NN.

OSP w 2005 r. prowadził również prace związane z przygotowaniem nowych inwestycji w zakresie:

- A. rozbudowy i modernizacji węzła centralnego, w tym m.in. budowy nowych połączeń liniowych
 - budowa linii 400 kV Kromolice-Pątnów,
 - budowa linii 400 kV Plewiska-Pątnów-Sochaczew-Mościska,
 - budowa linii 400 kV Pątnów-Jasiniec-Grudziądz,
 - budowa półpierścienia południowego wokół Warszawy,
- B. rozbudowy i modernizacji podsystemu śląskiego, w tym m.in. budowy nowych połączeń liniowych
 - budowa połączenia 400 kV od stacji 400/110 kV Pasikowice do istniejącej linii 220 kV Świebodzice-Klecina,
- C. rozbudowy i modernizacji systemu północno-zachodniego, w tym m.in. budowy nowych połączeń liniowych
 - budowa linii 400 kV Piła Krzewina-Bydgoszcz Zachód,
 - budowa linii 400 kV Plewiska-Piła Krzewina-Żydowo-Dunowo,
 - budowa linii 400 kV E.łk-Narew,
 - budowa linii 400 kV Ostrołęka-Olsztyn I,
 - budowa linii 400 kV Ostrołęka-Ełk,
 - budowa linii 400 kV Narew-Ostrołęka,
 - budowa linii 400 kV od stacji 400/110 kV Czarna do stacji 220/110 kV Polkowice,
 - budowa linii wielotorowej 400 i 220 kV Byczyna-Bieruń-Czeczot-Moszczenica-Wielopole.

D. połączenia z Litwą – obecnie brak jest planów budowy połączeń (interkonektorów) z systemem litewskim.

Realizowane przez OSP działania inwestycyjne w zakresie krajowej sieci przesyłowej służą realizacji dwóch podstawowych celów: zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zwiększaniu swobody handlu energią elektryczną, w tym także na wspólnym rynku (połączenia międzysystemowe). OSP podejmuje decyzje inwestycyjne na podstawie prowadzonych cyklicznie analiz i ocen kryteriów technicznych, dotyczących przede wszystkim niezawodności i jakości dostaw oraz ocen efektywności planowanych przedsięwzięć.

Zadania inwestycyjne uwzględniane są w planie rozwoju krajowej sieci przesyłowej. Projekt planu rozwoju opracowany przez OSP na lata 2005 – 2009 na podstawie przeprowadzonych analiz, podlega uzgodnieniu z Prezesem URE. Koszty wynikające z inwestycji przedstawionych w uzgodnionym projekcie planu są podstawą do uwzględniania ich jako elementu kosztów uzasadnionych, przyjętych do kalkulacji taryfy przesyłowej OSP.

5.2. Gaz [Artykuł 5]

Charakterystyka rynku – bezpieczeństwo dostaw.

W chwili obecnej PGNiG S.A. importuje gaz w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów, tj. długoterminowego kontraktu importowego z Rosji oraz trzech kontraktów średnioterminowych na dostawy odpowiednio z krajów Azji Środkowej, Norwegii oraz Niemiec:

- wieloletniego kontraktu na dostawy gazu rosyjskiego z dnia 25 września 1996 r. z Gazexport, obowiązującego do 2022 r.,
- umowy na import gazu niemieckiego z dnia 15 września 2004 r. z VNG-Verbundnetz GAS AG/E.ON Ruhrgas AG, obowiązującego do dnia 30 września 2008 r.
- umowy na import gazu norweskiego z dnia 5 maja 1999 r. ze Statoil ASA, Norsk Hydro Produksjon AS oraz Total E&P Norge AS, obowiązującej do dnia 30 września 2006 r.
- umowy na import gazu środkowoazjatyckiego z dnia 10 sierpnia 2005 r. z RosUkrEnerg AG, w ilości 3,4 mld m³ gazu obowiązującej do dnia 31 grudnia 2006 r.

W tabeli przedstawiono syntetyczne ujęcie wielu aspektów obecnego i prognozowanego stanu bezpieczeństwa w gazownictwie.

Tabela 5.2 Bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego (prognoza na lata 2006-2008)

Rok	Całkowite zużycie gazu [mld m ³]	Wydobycie krajowe [mld m ³]	Zdolności importowe [mld m ³]		Nowe inwestycje w zakresie przesyłu [mld m ³]	
			krajowe	tranzytowe	zatwierdzone	w trakcie budowy
2005	13,8	4,3	10,9	3,9	b.d	b.d
2006*	15,4	5,0	10,9	3,9	b.d	b.d
2007*	16,4	b.d	10,9	3,9	b.d	b.d
2008*	17,3	5,5	10,9	3,9	b.d	b.d

* szacunkowo

Źródło: OPG Gaz –System Sp. z o.o., PGNiG S.A

Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 r. (Dz. U. Nr 95, poz. 1042) w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji i dostaw gazu z zagranicy, nakłada obowiązek przestrzegania przepisów o dywersyfikacji źródeł gazu na przedsiębiorstwa energetyczne, którym będą wydawane koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie obrotu hurtowego gazem ziemnym z zagranicą. Stosownie do postanowień art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, przy czym koncesje te są wydawane z uwzględnieniem dywersyfikacji źródeł gazu oraz bezpieczeństwa energetycznego. W związku z tymi zapisami ustawowymi, w koncesjach na obrót gazem ziemnym z zagranicą udzielanych przez Prezesa URE zamieszczony został warunek przypominający koncesjonariuszowi o obowiązku dywersyfikacji źródeł gazu.

Należy jednocześnie zauważyć, że w 2005 r. rozpoczął się okres obowiązywania nowego progu maksymalnego udziału gazu importowanego z jednego źródła. W latach 2005-2009 maksymalny udział procentowy zakupu gazu z jednego źródła ma wynosić 72%. Zatem informacja dotycząca rzeczywistego poziomu wskaźnika dywersyfikacji, zakupów dokonywanych przez podmioty posiadające koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą, będzie znana po uzyskaniu od tych przedsiębiorców informacji dotyczących wielkości zakupów gazu ziemnego z zagranicy w 2005 r., co nastąpiło na początku 2006 r.

W przypadku działalności przedsiębiorstw sieciowych istotnym źródłem pozyskania informacji o stanie infrastruktury sieciowej i planowanych przez te przedsiębiorstwa inwestycjach są projekty planów rozwoju sporządzone zgodnie z wymogami określonymi w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne. Plany te oraz wszelkie istotne zmiany wprowadzone do tych planów są uzgadniane przez Prezesa URE.

OSP sporządził pierwszy plan rozwoju na lata 2006 – 2008, w oparciu o który będzie realizował rozbudowę i budowę sieci przesyłowej w skali całego kraju, zarówno na majątku będącym jego własnością, jak i majątku leasingowanym od PGNiG SA.

Inwestycje planowane w przyszłości – połączenia międzysystemowe (interkonektory)

- **Budowa interkonektora gazowniczego Polska – Czechy**

Projekt obejmuje budowę gazociągu łączącego systemy gazownicze Polski i Czech w rejonie: Cieszyn – Ostrawa oraz rozbudowę i modernizację gazociągów relacji Cieszyn – Oświęcim – Częstochowa – Piotrków Trybunalski wraz z obiektami umożliwiającymi zapewnienie wymaganych parametrów przesyłu oraz rozdziału gazu. Realizacja projektu pozwoliłaby na połączenie z czeskimi gazociągami tranzytowymi do Europy Zachodniej, ponadto stanowiłoby dodatkowe źródło zaopatrzenia Polski z *hubu* w Baumgartem. Zrealizowana inwestycja stanowiłaby element magistrali gazowej północ – południe łączącej systemy przesyłowe krajów Regionu Bałtyckiego z systemem polskim, czeskim i dalej z *hubem* w Baumgartem

- **Budowa interkonektora gazowniczego Polska – Niemcy (rejon Zgorzelca)**

Projekt obejmuje rozbudowę systemu przesyłowego gazu pomiędzy Polską i Niemcami w rejonie Zgorzelca, w tym: rozbudowę punktu zdawczo-odbiorczego Lasów oraz gazociągów relacji Lasów – Wrocław – PMG Wierzchowice. Realizacja projektu pozwoliłaby na zwiększenie przepustowości w punktach importowych. Ponadto uzyskana w wyniku realizacji projektu infrastruktura przesyłowa umożliwiłaby włączenie magazynu gazu w Wierzchosławicach w międzynarodowy system przesyłu gazu w roli euromagazynu.

- **Budowa interkonektora gazowniczego Polska – Litwa**

Projekt dotyczy budowy gazociągu od systemowego węzła Rembelszczyzna, poprzez Pojezierze Mazurskie, Suwalszczyznę oraz odcinek gazociągu w południowo-zachodniej części Litwy umożliwiającego spięcie systemów gazowych. Realizacja projektu pozwoliłaby na stworzenie regionalnego systemu przesyłowego z krajami Regionu Bałtyckiego (magistrala północ – południe). Ponadto budowa tego gazociągu pozwoliłaby na rozwój

gazyfikacji północno-wschodniej części Polski oraz przestawienie sieci dystrybucyjnych w miastach regionu z propanu na gaz ziemny wysokometanowy.

- **Budowa interkonektora gazowniczego Polska - Słowacja**

Projekt obejmuje budowę gazociągu łączącego systemy gazownicze Polski i Słowacji, w rejonie Jarosławia w kierunku południowym przez magazyn gazu w Strachocinie, granicę państwa do połączenia z systemem Słowackim w rejonie Koszyc. Realizacja projektu pozwoli na połączenie systemu przesyłowego Polski z systemem słowackim, który stanowiłby uzupełniające źródło zaopatrzenia Polski w gaz, w związku z potrzebą zwiększenia przepustowości w punktach importowych. Projekt umożliwiłby również włączenie polskich magazynów gazu ziemnego w europejski system transportu gazu, dla którego mogłyby stanowić zabezpieczenie ciągłości przesyłu gazu do Europy w przypadku awarii na odcinku do Słowacji.

W przypadku polskiego systemu przesyłowego najistotniejsze inwestycje obecnie realizowane przez OSP i zarazem ważne z punktu widzenia funkcjonowania całości systemu należy wskazać:

- Gazociąg Włocławek-Gdynia.
- Gazociąg Czeszów-Wrocław.
- Gazociąg Nowogard-Płoty-Karlıno-Koszalin.
- Gazociąg Lubliniec-Częstochowa.
- Gazociąg Mory-Piotrków Tryb.-Częstochowa.

Ponadto OSP planuje po roku 2008 nowe inwestycje w zakresie rozbudowy infrastruktury, mające na celu zwiększenie możliwości przesyłowych systemu oraz eliminację tzw. „wąskich gardeł”:

- Gazociąg Jarosław-Głuchów, w celu wzmocnienia południowej magistrali przesyłowej.
- Gazociąg Pogórska Wola-Tworzeń, w celu wzmocnienia południowej magistrali przesyłowej.
- Gazociąg Koszalin-Wiczlıno wraz z połączeniem w węźle Wiczlıno z budowanym obecnie gazociągiem Włocławek-Gdynia, w celu wzmocnienia układu dostaw gazu w rejonie pasa nadmorskiego.
- Gazociąg Odolanów-Gorzów Wielkopolski, w celu wzmocnienia magistrali przesyłowej w kierunku Polic.
- Gazociąg Odolanów-Wydartowo (Mogilno), w celu operatywnego połączenia PMG Wierzchowice z PMG Mogilno i SGT (polskim odcinkiem gazociągu tranzytowego Jamał- Europa).
- Gazociąg Mieszczewo-Wronów-Odolanów, w celu poprawy operatywnego zarządzania strumieniami gazu w systemie.
- Gazociąg Rembelszczyzna-Huta-Mory, w celu wzmocnienia układu dostaw gazu w rejonie Warszawy.
- Gazociąg Wierzchowo-Bonin, w celu poprawy dostaw gazu do rejonu Pomorza (Sławno, Słupsk, Ustka).
- Gazociąg Kiełczów-Oftaszyn, w celu poprawy zasilania w gaz Dolnego Śląska.

Rola organu regulacyjnego w kontekście:

- *Instytucji sprzedawcy z urzędu.* Procedura jego wyłaniania zostanie rozpoczęta 1 lipca 2007 r., tj. z dniem uzyskania przez wszystkich odbiorców statusu odbiorców uprawnionych¹⁴. Do tego czasu powszechność świadczenia usług publicznych zostanie zagwarantowana na mocy, określonych w udzielonej koncesji, warunków

¹⁴ Wybór sprzedawcy z urzędu odbędzie się w drodze przetargu, organizowanego i prowadzonego przez Prezesa URE.

prowadzenia działalności przy jednoczesnym utrzymaniu dotychczasowej taryfy dla paliw gazowych.

- *Mechanizmów wsparcia zdolności importowych.* Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, czy też magazynowaniem paliw gazowych są zobowiązane zapewnić wszystkim odbiorcom (od dnia 1 lipca 2007 r. również odbiorcom w gospodarstwie domowym) oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji oraz usług magazynowania paliw gazowych. Jednakże przepisy ustawy dopuszczają sytuacje, w których możliwe jest zwolnienie przedsiębiorstwa energetycznego z obowiązku świadczenia tego rodzaju usług. Zgodnie bowiem z art. 4i ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE, na uzasadniony wniosek zainteresowanego przedsiębiorstwa energetycznego, może zwolnić takie przedsiębiorstwo z obowiązków świadczenia usług w określonym zakresie oraz przedkładania taryf do zatwierdzenia w sytuacji, gdy świadczenie tych usług będzie się odbywać z wykorzystaniem tzw. „nowej infrastruktury”, tj. elementów systemu gazowego lub instalacji gazowych, których budowa nie została zakończona do dnia 4 sierpnia 2003 r. lub została rozpoczęta po tym dniu. Prezes URE może udzielić zwolnienia, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:
 - nowa infrastruktura ma wpływ na zwiększenie konkurencyjności w zakresie dostarczania paliw gazowych oraz bezpieczeństwa ich dostarczania,
 - ze względu na ryzyko związane z budową tej infrastruktury, bez zwolnienia budowa ta nie byłaby podjęta,
 - nowa infrastruktura jest/będzie własnością podmiotu niezależnego, przynajmniej pod względem formy prawnej, od operatora systemu gazowego, w którym to systemie nowa infrastruktura została/zostanie wybudowana,
 - na użytkowników nowej infrastruktury są nałożone opłaty za korzystanie z tej infrastruktury,
 - zwolnienie nie spowoduje pogorszenia warunków konkurencji i efektywności funkcjonowania rynku paliw gazowych lub systemu gazowego, w którym nowa infrastruktura została/zostanie wybudowana
- *Wymagań stawianych usługom magazynowania gazu w celu zapewnienia realizacji usług publicznych.* Prezes URE zgodnie z art. 32 ust.1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne udziela koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych oraz zgodnie z art. 9h wyznacza, na wniosek właściciela instalacji magazynowania paliw gazowych, operatorów systemów magazynowania paliw gazowych. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się magazynowaniem paliw gazowych jest obowiązane, stosownie do art. 4c ustawy, zapewniać odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych. Jednakże przepisy ustawy (art. 4h ust. 1 ustawy) przewidują sytuacje, w których możliwe jest czasowe zwolnienie przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się magazynowaniem gazu ziemnego z obowiązku świadczenia takich usług lub czasowe ograniczenie tego obowiązku. Decyzję taką podejmuje Prezes URE na uzasadniony wniosek zainteresowanego przedsiębiorstwa po przeprowadzeniu odrębnego postępowania, o którym mowa w art. 4h ust. 2-8 ustawy. Na skutek działań Prezesa URE, PGNiG SA będący właścicielem wszystkich magazynów gazu ziemnego znajdujących się na terenie Polski, zostało zobligowane w roku 2005 do wyodrębnienia działalności w zakresie magazynowania paliw gazowych w celu przyszłego wyznaczenia operatora systemu magazynowania paliw gazowych. PGNiG SA zostało wezwane do wykazania wszystkich pojemności

magazynowych znajdujących się w jego dyspozycji oraz do złożenia wniosku o udzielenie koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej polegającej na magazynowaniu gazu. Ostatecznie Prezes URE wydał decyzję o udzieleniu PGNiG SA koncesji na magazynowanie paliw gazowych w dniu 1 lutego 2006 r., tym samym spółka może wykonywać działalność w zakresie świadczenia usług magazynowania gazu. Natomiast jeszcze nie wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o wyznaczenie na operatora systemu magazynowania paliw gazowych.

6 Zagadnienia z zakresu usług o charakterze użyteczności publicznej [Art. 3(9) dla energii elektrycznej i Art. 3(6) dla gazu]

Zasady świadczenia usług o charakterze publicznym w tym prawa i obowiązki uczestników rynku zostały określone w PE. W Raporcie Krajowym Prezesa URE 2005 zostały szczegółowo przedstawione prawa i obowiązki uczestników rynku oraz możliwości ingerowania w sytuację poszczególnych podmiotów przez Prezesa URE.

Zmianie, w stosunku do 2004 r. uległa sytuacja na rynku zielonej energii. Od 1 października 2005 r. funkcjonuje w Polsce system wydawania i obrotu świadectwami pochodzenia.

Wszystkie odnawialne źródła energii (OZE) są zobligowane do posiadania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej (niezależnie od wielkości mocy zainstalowanej). Wiarygodność pochodzenia energii elektrycznej z tego rodzaju źródeł jest potwierdzana przez Prezesa URE wydawanymi świadectwami pochodzenia energii elektrycznej. System wydawania (a następnie umarzania) świadectw pochodzenia oparty jest o regulacje zawarte w ustawie – Prawo energetyczne i w pełni funkcjonuje od początku 2005 r. (art. 9a i 9e ustawy – Prawo energetyczne).

System świadectw pochodzenia energii elektrycznej stanowi regulację, umożliwiającą znakowanie energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii z podziałem na następujące technologie wytwarzania:

- 1) z elektrowni wodnych oraz wiatrowych;
- 2) ze źródeł wytwarzających energię z biomasy oraz biogazu;
- 3) ze słonecznych ogniw fotowoltaicznych;
- 4) za pomocą wspólnego spalania paliw kopalnych i biomasy lub biogazu.

W krajowym systemie energetycznym system koncesjonowania odnawialnych źródeł energii oraz świadectw pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych stanowi odpowiednik „zielonych certyfikatów” i jednoznacznie identyfikuje pochodzenie części energii elektrycznej zarówno zużywanej na potrzeby własne wytwórców jak i wprowadzanej do krajowego systemu elektroenergetycznego.

Świadectwa pochodzenia wydawane są przez Prezesa URE na podstawie wniosku wytwórcy (posiadacza koncesji), potwierdzonego przez operatora systemu elektroenergetycznego co do wielkości produkcji za dany okres wytwarzania. Dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia, dane odnoszą się do ilości energii elektrycznej objętej świadectwem pochodzenia dotyczą ilości energii mierzonej na zaciskach generatora (ogniwa fotowoltaicznego, ogniwa paliwowego) lub wyznaczanej według specjalnego algorytmu (procedura rozliczeń) w przypadku energii elektrycznej pochodzącej ze wspólnego spalania paliw kopalnych z biomasą lub biogazem.

Liczba odłączeń

Prezes URE nie prowadzi monitoringu w zakresie liczby odłączeń spowodowanych niepłaceniem rachunków za energię elektryczną. Dane przedstawione w tabeli pochodzą od spółek dystrybucyjnych

Tabela 6 a Ilość odłączeń odbiorców

Rok	Energia elektryczna			Gaz		
	Ilość odłączeń	Ilość odbiorców	%	Ilość odłączeń	Ilość odbiorców	%
2004	236 012	15 661 600	1,5	46 451	6 337 536	0,73
2005	239 289	15 761 619	1,5	44 957	6 386 160	0,70

Źródło: URE na podstawie danych ze spółek dystrybucyjnych

Poziom cen dla odbiorców końcowych

Przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane są do przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia ustalonych przez nie stosownie do zakresu prowadzonej działalności. Z obowiązku tego zwolnione są przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie wytwarzania lub obrotu energią elektryczną (od 1 lipca 2001 r.).

Obecnie wszyscy odbiorcy mogą korzystać z taryf regulowanych tzn. zatwierdzanych przez Prezesa URE. Odbiorcy końcowi korzystający z zasady TPA mają możliwość „powrotu” do taryf regulowanych.

Tabela 6b Regulacja cen dla odbiorców końcowych

Wyszczególnienie	Energia elektryczna				Gaz		
	Najwięksi odbiorcy (wg ilości kupowanej energii)	Małe i średnie przedsiębiorstwa	Bardzo małe przedsiębiorstwa oraz gospodarstwa domowe	Elektrociepownie i elektrownie gazowe	Najwięksi odbiorcy	Średni odbiorcy przemysłowi oraz dystrybutorzy	Bardzo małe przedsiębiorstwa oraz gospodarstwa domowe
Regulacja taryf (T/N)	T	T	T	T	T	T	T
% odbiorców taryfowych	85	100	100	100	100	100	100
Możliwość powrotu do taryfikacji regulowanej	T	T	T	T	T	T	T
Liczba sprzedawców zobligowanych do przedkładania taryf do zatwierdzenia	14	14	14	5	1	7	37

Źródło: URE

W tabelach przedstawiono poziom cen dla grup głównych grup odbiorców stosowanych w taryfach przedsiębiorstw oraz ceny energii sprzedawane w ramach TPA.

Tabela 6c Ceny sprzedaży energii elektrycznej w spółkach dystrybucyjnych dla odbiorców taryfowych w Euro/MWh

Wyszczególnienie	2004			2005			Indeksy dynamiki średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej obliczone wg cen polskich w zł	Indeksy dynamiki średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej obliczone wg cen w Euro
	Średnia cena sprzedaży	W tym:		Średnia cena sprzedaży	W tym:			
		Oплата za energię elektryczną	Oплата przesyłowa		Oплата za energię elektryczną	Oплата przesyłowa		
	Euro/MWh							
Ogółem odbiorcy	58,42	29,13	29,29	67,77	33,07	34,69	102,93	116,00
Z tego:	41,73	26,51	15,21	48,26	30,05	18,21	102,63	115,65

odbiorcy na WN (grupy A)								
odbiorcy SN (grupy B)	49,18	27,72	21,45	56,48	31,26	25,22	101,92	114,84
odbiorcy na nN (grupy C)	73,59	30,44	43,14	84,03	34,37	49,65	101,34	114,19
odbiorcy grup G	68,25	31,35	36,89	79,65	35,85	43,80	103,57	116,70
W tym: gosp. domowe i rolne	68,33	31,35	36,98	79,65	35,80	43,84	103,43	116,57

Ceny za rok 2004 obliczone wg średniego rocznego kursu za rok 2004 ogłoszonego przez Narodowy Bank Polski 1 euro = 4,53 zł

Ceny za 2005 obliczone wg średniego rocznego kursu za rok 2005 ogłoszonego przez Narodowy Bank Polski 1 euro = 4,02 zł

Źródło: ARE SA

Tabela 6d Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom finalnym przyłączonym do sieci wysokiego napięcia korzystającym z zasady TPA

Rok	Odbiorcy charakterystyka	Ilość energii zakupionej przez odbiorców korzystających z zasady TPA w MWh	Średnia cena energii dla odbiorców korzystających z zasady TPA euro/MWh	Średnia cena energii ustalona wynikająca z taryfy euro/MWh
2004	Odbiorcy na WN	5 744 878	25,71	26,51
2005	Odbiorcy na WN	4 254 162	29,60	30,05

Ceny za rok 2004 obliczone wg średniego rocznego kursu za rok 2004 ogłoszonego przez Narodowy Bank Polski 1 euro = 4,53 zł

Ceny za 2005 obliczone wg średniego rocznego kursu za rok 2005 ogłoszonego przez Narodowy Bank Polski 1 euro = 4,02 zł

Źródło: ARE SA

Stosownie do Prawa energetycznego polegająca na wytwarzaniu paliw gazowych nie wymaga uzyskania koncesji. Od dnia wejścia w życie znowelizowanej ustawy Prawo energetyczne przedsiębiorstwa te nie mają obowiązku przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia, co ma bezpośredni związek z wolnorynkowym kształtowaniem cen tego surowca. W pozostałym zakresie ceny paliw gazowych podlegają regulacji i przedstawiają się następująco:

Tabela 6e Ceny dostawy m³ gazu ziemnego z uwzględnieniem podziału na odbiorców przesyłowych i dystrybucyjnych [euro/m³]

Wyszczególnienie		2004	2005
Cena - dostawy ogółem	Sieć przesyłowa *	0,14	0,15
	Sieć dystrybucyjna**, z tego:	0,22	0,22
	Odbiorcy o mocy od 10 m ³ /h	0,24	0,24
	Odbiorcy o mocy powyżej 10 m ³ /h	0,20	0,20
Cena w obrocie	Sieć przesyłowa *	0,11	0,12
	Sieć dystrybucyjna**, z tego:	0,13	0,13
	Odbiorcy o mocy od 10 m ³ /h	0,14	0,14
	Odbiorcy o mocy powyżej 10 m ³ /h	0,12	0,12
Stawka	Sieć przesyłowa *	0,02	0,02

przesyłowa	Sieć dystrybucyjna**, z tego:	0,09	0,09
	Odbiorcy o mocy od 10 m ³ /h	0,10	0,10
	Odbiorcy o mocy powyżej 10 m ³ /h	0,08	0,08

* O ciśnieniu powyżej 0,5 MPa - zgodnie z podziałem obowiązujących od 3 maja 2005 r.

** O ciśnieniu niewyższym niż 0,5 MPa

Ceny netto za rok 2004 według średniego ważonego kursu Euro za rok 2004, ogłaszanego przez NBP

1 euro=4,53 zł

Ceny netto za rok 2005 według średniego ważonego kursu Euro za rok 2005, ogłaszanego przez

NBP 1 euro = 4,02 zł

Źródło: URE