

RAPORT ROCZNY
PREZESA
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
2009

LIPIEC 2009

Spis treści

Wykaz skrótów używanych w tekście raportu	3
1. Nota wprowadzająca	5
2. Opis sytuacji na rynku energii elektrycznej i rynku gazu ziemnego	7
3. Regulacja i funkcjonowanie rynku energii elektrycznej	15
3.1. Zagadnienia regulacyjne [art. 23(1) z wyłączeniem lit. „h”]	15
3.1.1. Zarządzanie i alokacja mocy połączeń międzysystemowych oraz mechanizmy zarządzania przeciążeniami	15
3.1.2. Regulacja zadań przedsiębiorstw przesyłowych i dystrybucyjnych	19
3.1.3. Efektywny unbundling	22
3.2. Zagadnienia z zakresu ochrony i promowania konkurencji [art. 23(8) i 23(1)(h)]	24
3.2.1. Charakterystyka rynku sprzedaży hurtowej	24
3.2.2. Charakterystyka rynku sprzedaży detalicznej	30
3.2.3. Środki zapobiegające nadużyciu pozycji dominującej na rynku właściwym	36
4. Regulacja i funkcjonowanie rynku gazu ziemnego	42
4.1. Problematyka regulacji	42
4.1.1. Zarządzanie i alokacja zdolnościami przesyłowymi połączeń międzysystemowych oraz mechanizmy zarządzania ograniczeniami sieciowymi	42
4.1.2. Regulacja zadań przedsiębiorstw przesyłowych i dystrybucyjnych	44
4.1.3. Efektywny unbundling	47
4.2. Zagadnienia konkurencji [art. 25(1)(h)]	48
4.2.1. Charakterystyka rynku sprzedaży hurtowej	48
4.2.2. Charakterystyka rynku detalicznego	49
4.2.3. Środki zapobiegające nadużyciu pozycji dominującej na rynku właściwym	52
5. Bezpieczeństwo dostaw	53
5.1. Energia elektryczna [art. 4]	53
5.2. Gaz [art. 5] oraz 2004/67/WE [art. 5]	59
6. Zagadnienia z zakresu usług o charakterze użyteczności publicznej [art. 3(9) dla energii elektrycznej i art. 3(6) dla gazu]	66

Wykaz skrótów używanych w tekście raportu

ARE SA.....	Agencja Rynku Energii SA
b.d.	brak danych
CNG.....	<i>Compressed Natural Gas</i> – Sprężony Gaz Ziemny
GK PGNiG SA.....	Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA
IRIESD.....	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
IRIESP.....	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
KDT.....	Kontrakty długoterminowe
KSE.....	Krajowy System Elektroenergetyczny
LNG.....	<i>Liquefied Natural Gas</i> – Skroplony Gaz Ziemny
OGP Gaz System SA.....	Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA
OSD.....	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSM.....	Operator Systemu Magazynowego
OSP.....	Operator Systemu Przesyłowego
OZE.....	Odnawialne Źródła Energii
PGNiG SA.....	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA
u-Pe.....	Ustawa – Prawo energetyczne
Prezes URE	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
PSE SA	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
PSE Operator SA.....	Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA
TPA.....	<i>Third Party Access</i> – Zasada Dostępu Strony Trzeciej do Sieci
UCTE.....	<i>The „Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity</i> – Unia dla Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej – Stowarzyszenie Operatorów Systemów Przesyłowych
UE.....	Unia Europejska
URE.....	Urząd Regulacji Energetyki
UOKiK.....	Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów

1. NOTA WPROWADZAJĄCA

2008 rok był jedenastym funkcjonowania Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki powołanego do realizacji zadań z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji, a także kolejnym jego zmaganiu o sprawniejszą ekonomicznie, przyjazną ludziom i środowisku energetykę.

Kontekst funkcjonowania Regulatora dowodnie pokazał, że – ze względu na efekt konsolidacji w elektroenergetyce i recentralizacji obrotu w gazownictwie dla energetyki i jej rynków – skuteczność regulacji wymaga wielu nowych unormowań i zróżnicowanych działań, o co intensywnie zabiegał Prezes URE występując z wieloma inicjatywami. Wśród tych inicjatyw należy wymienić zwłaszcza przygotowanie „Mapy drogowej uwolnienia cen dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej...”, działania zespołu badawczego nad problematyką odbiorców wrażliwych społecznie oraz projekt konsultacyjny *Strefa Odbiorcy*, w ramach którego identyfikowane są bariery, z jakimi na rynku stykają się konsumenci energii.

Prezentowany Raport jest analizą oddziaływania Prezesa URE przy użyciu wszystkich dostępnych mu środków prawnych. Przesłanką właściwego postępowania regulacyjnego jest wiedza Regulatora o stanie, strukturze i zmianach w energetyce, jej podsektorach oraz sytuacji na rynkach energii. Jej źródłem są informacje gromadzone i przetwarzane w Urzędzie Regulacji Energetyki pochodzące ze sprawozdań statystycznych oraz ze stałego monitorowania funkcjonowania systemów energetycznych.

Przedkładany Komisji Europejskiej dokument jest piątym raportem przygotowanym przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, który tym samym wypełnia obowiązek określony w ustawie – Prawo energetyczne oraz dyrektywach 2003/54/WE i 2003/55/WE.



2. OPIS SYTUACJI NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I RYNKU GAZU ZIEMNEGO

Rynek hurtowy

W 2008 r. zakończyła się realizacja rządowego *Programu dla elektroenergetyki* w części dotyczącej konsolidacji pionowej przedsiębiorstw energetycznych. Powstała w ten sposób struktura podmiotowa podaźowej strony rynku, a także sytuacja gospodarcza w kraju skutkująca wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną spowodowały, że rynek energii elektrycznej w 2008 r., miał charakter rynku dostawcy przy niewielkiej aktywności odbiorców. W sektorze wytwarzania wskaźnik koncentracji HHI wzrósł w odniesieniu do mocy zainstalowanej netto, natomiast zmalał w odniesieniu do produkcji energii elektrycznej netto. Na niezmiennym poziomie pozostała liczba wytwórców, którzy dysponują przynajmniej 5% udziałem w rynku.

Na rynku hurtowym handel energią elektryczną cechował się dużą koncentracją, szczególnie wewnątrz skonsolidowanych pionowo grup energetycznych. Wskaźnik koncentracji HHI wzrósł przy niezminionej liczbie przedsiębiorstw dysponujących przynajmniej 5% udziałem. Prawie 90% energii elektrycznej sprzedanej przez wytwórców systemowych trafiło do przedsiębiorstw obrotu w ramach kontraktów dwustronnych, pozostała część była realizowana (do końca pierwszego kwartału 2008 r.) w ramach kontraktów długoterminowych oraz śladowych ilościach na giełdzie energii. Sprzedaż energii na rynku bilansującym (w tym na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego), kształtowała się na poziomie niewiele wyższym niż w 2007 r.

W elektroenergetyce nie nastąpiły znaczące zmiany w przepustowości połączeń międzysystemowych. Na wielkość wymiany transgranicznej mają wpływ bariery techniczne, takie jak: niewystarczające zdolności przesyłowe na połączeniach synchronicznych z sąsiadującymi krajami, zwiększające się z roku na rok przepływy kołowe energii elektrycznej pochodzącej z generacji wiatrowej w północnych Niemczech, oraz uwarunkowania gospodarcze, takie jak: skutki kryzysu finansowego w Europie odczuwalne już w drugiej połowie 2008 r., czy kurs polskiej waluty wobec euro. Nie występują natomiast ograniczenia wynikające z dyskryminacyjnych zasad alokacji zdolności przesyłowych, czy też z braku właściwych środków nadzoru nad działaniami operatora.

1 kwietnia 2008 r. zostały rozwiązane długoterminowe kontrakty na zakup mocy i energii, a energia z tych kontraktów trafiła na rynek. Nie zwiększyła ona jednak płynności giełdowego obrotu, gdyż praktycznie całość energii elektrycznej została sprzedana w kontraktach dwustronnych. Wolumen giełdowego obrotu energią stanowi ok. 1,8% całości energii sprzedanej odbiorcom końcowym. Na giełdzie nie były zawierane transakcje terminowe. Mimo porównywalnego do giełdy wolumenu energii będącej przedmiotem obrotu na platformach obrotu, nie są one objęte nadzorem regulatora rynku (brak rejestracji takich platform), stąd też możliwości ich stałego monitorowania są ograniczone.

W celu poprawy sytuacji na hurtowym rynku energii elektrycznej (przeciwdziałanie negatywnym skutkom konsolidacji pionowej), a także mając na celu dalszą integrację rynków krajowych, zostały podjęte działania legislacyjne w kierunku administracyjnego wsparcia publicznych form obrotu energią, w tym na giełdzie.

Aktualny kształt hurtowego rynku gazu jest wieloletnią konsekwencją funkcjonowania formuły jednego dostawcy i względnie wyizolowanego układu infrastruktury systemu gazowniczego, z kontraktowo uwarunkowaną jednokierunkowością przesyłanego paliwa gazowego (wschód-zachód). W rzeczywistości transakcje odbywają się w relacjach między PGNiG SA a odbiorcami końcowymi, w oparciu o wieloletnie lub bezterminowe umowy sprzedaży. Pozostałe przedsiębiorstwa obrotu gazem w zasadzie zajmują się tylko sprzedażą detaliczną.

Niedostateczna integracja krajowego systemu przesyłowego z systemami sąsiednimi, w szczególności państw Wspólnoty Europejskiej oraz prawie całkowita rezerwacja nominacji na punktach „wejścia” przez PGNiG SA, skutkuje brakiem aktywności krajowych i zagranicznych przedsiębiorstw obrotu w wymianie międzysystemowej i na węzłach regionalnych. Nie istnieje także handel gazem na węzłach wewnątrz krajowego systemu przesyłowego ani obrót giełdowy, dlatego nie można mówić o płynności tego rynku. Ponadto operator systemu przesyłowego konsekwentnie odmawia świadczenia usługi przesyłowej tym importerom, którzy nie potrafią wywiązać się z ustawowego obowiązku utrzymywania zapasów paliwa gazowego w magazynach usytuowanych na terytorium Polski – notabene należących w całości do PGNiG SA. To właśnie wskazywane niewystarczające pojemności robocze istniejących instalacji, w świetle kontraktowych zobowiązań PGNiG SA, są głównym powodem odmów świadczenia usługi magazynowej. Są to bariery wejścia dla nowych sprzedawców, którzy mo-

gliby również uczestniczyć we współfinansowaniu infrastruktury gazowej istotnej z punktu widzenia zabezpieczenia dostaw. Ponadto nie istnieją inne narzędzia regulacyjne pozwalające skutecznie egzekwować realizację nowych inwestycji.

Rynek detaliczny

Rok 2008 był okresem wielu zmian na detalicznym rynku energii elektrycznej, w którym zostały uwolnione ceny dla odbiorców przemysłowych. Natomiast z powodu konieczności ochrony odbiorców grupy taryfowej G – do której należą głównie odbiorcy w gospodarstwach domowych – przed nieuzasadnionym wzrostem cen, Prezes URE utrzymał obowiązek przedkładania taryf do zatwierdzenia w odniesieniu do tej grupy.

Największy udział w rynku miało 14 spółek obrotu wydzielonych ze skonsolidowanych pionowo spółek dystrybucyjnych, które sprzedały ponad 91% energii. Pozycja trzech największych sprzedawców, w zakupach energii przeznaczonej dla poszczególnych grup odbiorców, nie uległa zasadniczym zmianom w stosunku do poprzedniego roku.

Dynamika sytuacji na hurtowym rynku, a także zamykanie obrotu energią wewnątrz grup kapitałowych, miało wyraźny skutek na rynku detalicznym. Przejawem tego była stagnacja w pozyskiwaniu nowych klientów, a brak konkurencyjnych ofert sprzedaży nie aktywizował samych odbiorców. W konsekwencji tylko niewielu z nich skorzystało z prawa wyboru sprzedawcy i to pomimo znacznego uproszczenia procedur zmiany sprzedawcy. Barrier rozwoju zasady TPA należy poszukiwać przede wszystkim w rynku hurtowym oraz praktyce postępowania operatorów systemów dystrybucyjnych w relacjach ze sprzedawcami energii elektrycznej, której przejawem są postanowienia generalnych umów dystrybucyjnych.

Średnioroczny wzrost cen energii elektrycznej, w porównaniu do 2007 r., wyniósł 28%, natomiast w ujęciu IV kwartał do okresu analogicznego – 34,6%. Największy wzrost dotyczył małych przedsiębiorstw przyłączonych na niskim napięciu, który wyniósł odpowiednio 32% i 43%, natomiast najmniejszy był dla odbiorców w gospodarstwach domowych – 17% i 22%. W przypadku dystrybucji energii stawki opłat wrosły średnio (r/r) o 6% natomiast w porównawczym ujęciu IV kwartałów – było to 5,4%.

Odbiorca w relacji z przedsiębiorstwem energetycznym pozostaje zdecydowanie na słabszej pozycji, dlatego też w ramach struktury URE i kompetencji regulatora, aktywnie działa Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii. Zakres pomocy udzielanej odbiorcom przez Rzecznika sprowadza się do przekazywania wiedzy niezbędnej do podejmowania działań w ramach obowiązujących przepisów prawa energetycznego, pomocy przy zakwalifikowaniu sprawy, jako np. cywilno-prawnej lub skierowania do właściwych organizacji konsumenckich.

W 2008 do Rzecznika wpłynęło ponad trzykrotnie więcej skarg niż w 2007 r. Wynikało to z dużej zmienności okoliczności i warunków funkcjonowania rynku energii (np. restrukturyzacja, ceny). Skargi dotyczyły głównie kwestii rozliczeń taryfowych, spraw związanych z przyłączeniami do sieci oraz nielegalnego poboru.

Promowanie konkurencji jest obok regulacji gospodarki paliwami i energią podstawowym celem działania Prezesa URE, jednakże znakomita większość przyznanych mu kompetencji dotyczy drugiego z tych zadań. Dlatego też wiele działań podejmowanych przez Prezesa URE na rzecz promowania konkurencji zaliczyć należy do kategorii tzw. miękkich, do których podjęcia Prezes URE nie jest zobowiązany wprost, ale które ocenia jako konieczne dla realizacji celu. 2008 r. był okresem wzmożonej aktywności informacyjno-promocyjnej urzędu. Prezes URE rozpoczął i kontynuuje zróżnicowane działania adresowane do gospodarstw domowych. Przez cały 2008 r. URE prowadziło kampanię edukacyjną, kierowaną z jednej strony do indywidualnych odbiorców energii – w tym po raz pierwszy także do młodzieży, z drugiej zaś – do usytuowanych na szczeblach lokalnych powiatowych i miejskich rzeczników konsumentów. Ponadto przedstawiciele URE wzięli udział w wielu sympozjach, konferencjach i warsztatach edukacyjnych omawiając zagadnienia związane z funkcjonowaniem rynku i działalnością Prezesa URE. Pod koniec 2008 r. Prezes URE powołał nową inicjatywę – *Strefa Odbiorcy* – która gromadząc przedstawicieli konsumentów, urzędów państwowych oraz firm działających na rynkach energii elektrycznej, gazu i ciepła, ma za zadanie wspólne rozwiązywanie problemów zgłaszanych przez odbiorców oraz wypracowanie standardów dobrych praktyk na rynku energii.

Przyczyną stagnacji na rynku detalicznym są przede wszystkim brak aktywności ze strony przedsiębiorstw energetycznych, co jest spowodowane sytuacją na rynku hurtowym oraz niedostateczną wiedzą odbiorców w zakresie ich praw i obowiązków na uwolnionym rynku energii. W ocenie Regula-

tora najbardziej skutecznym rozwiązaniem w horyzoncie krótkoterminowym jest zwiększenie kompetencji Prezesa URE w zakresie monitorowania rynku i promowania konkurencji na rynku, co zostało zaproponowane przez grupę roboczą¹⁾, w którego pracach udział brali przedstawiciele różnych organów państwa.

Monopolistyczną pozycję w obszarze detalicznej sprzedaży gazu utrzymuje nadal PGNiG SA. Formalnie zakończony w 2007 r. i wprowadzony w życie proces centralizacji obrotu detalicznego w ramach GK PGNiG jedynie wzmocnił ten stan. Należy podkreślić, że ta koncepcja została podjęta przy okazji przeprowadzenia rozdziału działalności dystrybucyjnej z własnej inicjatywy spółki i nie była objęta żadnym programem rządowym.

Na rynku praktycznie nie funkcjonują alternatywni sprzedawcy paliwa gazowego, natomiast działalność prowadzi kilkadziesiąt innych przedsiębiorstw zajmujących się odsprzedażą gazu ziemnego nabywanego od PGNiG SA.

Do końca 2008 r. ceny gazu dla wszystkich odbiorców były regulowane. W porównaniu do 2007 r. średnia cena dostawy²⁾ gazu ziemnego wysokometanowego³⁾, wzrosła o 11,3%, przy czym dla gospodarstw domowych – w zależności od grupy taryfowej – wzrost ten wahał się między 12,3 ÷ 13,3%, dla odbiorców przemysłowych na sieci dystrybucyjnej – 10,3 ÷ 12,3%, zaś dla odbiorców przemysłowych na sieci przesyłowej – 8,4 ÷ 10,2%. Ponadto żaden z uprawnionych odbiorców gazu nie skorzystał z możliwości zmiany sprzedawcy.

Mając na uwadze utrzymywanie standardów jakościowych obsługi odbiorców końcowych, a także parametrów jakościowych dostarczanego gazu prowadzone były – na wniosek Prezesa URE – postępowania wyjaśniające, które dotyczyły skarg na wysokie rachunki za gaz oraz jakość dostarczanego surowca. Raport zawierał diagnozę oraz propozycje niezbędnych zmian legislacyjnych dla poprawy standardów jakościowych dostarczanego paliwa gazowego, jak i prowadzonych rozliczeń.

Wnioski: ogólny stan rynków

Proces konsolidacji pionowej sektora energii elektrycznej w Polsce spowodował powstanie ograniczonej liczby grup energetycznych, o bardzo dużej sile rynkowej. Niemal cały wolumen energii elektrycznej jest sprzedawany w kontraktach dwustronnych. Uwolnienie energii elektrycznej z kontraktów długoterminowych nie przyniosło oczekiwanych rezultatów w postaci zwiększenia konkurencji, wzrostu płynności i przejrzystości rynku. Również konkurencja sprzedawców na rynku detalicznym jest nadal ograniczona. Różnice w cenach przedsiębiorstw handlowych nie są na tyle atrakcyjne, aby zachęcić klientów do zmiany sprzedawcy.

Zwiększenie transgranicznego handlu energią wymaga poważnych inwestycji i będzie łatwiejsze z chwilą wprowadzenia w pełni skoordynowanego mechanizmu zarządzania ograniczeniami w regionach. Pozwoli to na bardziej efektywne wykorzystanie istniejących zasobów sieci przesyłowej z korzyścią dla uczestników rynku, a także powinno przyczynić się do harmonizowania planowania rozwoju europejskich sieci przesyłowych.

Obecny stan hurtowego rynku gazu jest daleki od oczekiwanego poziomu konkurencji. Składają się na to uwarunkowania historyczne oraz współczesne ograniczenia techniczne (sieciowe, fizyczne) i kontraktowe. Utrzymujące się *status quo* jest również konsekwencją polityki państwa wobec przemysłu gazowego ukierunkowanej priorytetowo na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw oraz stanu prawa (brak rozporządzenia systemowego i taryfowego, w których zostałyby nakreślony model rynku gazu w oparciu o taryfy „wejścia/wyjścia”).

Zmiany powinny nastąpić po wyznaczeniu przez organ regulacyjny PGNiG SA na operatora systemu magazynowego (koniec 2008 r.), zatwierdzeniu stosownej taryfy magazynowej (czerwiec 2009 r.) oraz opracowaniu kodeksu świadczenia usług magazynowych (lipiec 2009 r.).

¹⁾ Międzyresortowa grupa robocza do opracowania projektów aktów prawnych zapewniających odbiorcom słabym ekonomicznie właściwy poziom ochrony na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej oraz nadających Prezesowi URE odpowiednią rolę i narzędzia regulacyjne na takim rynku. W skład weszli przedstawiciele Ministrów: Skarbu Państwa, Finansów, Pracy i Polityki Społecznej, Infrastruktury, Środowiska, Gospodarki oraz Prezesów: Urzędu Regulacji Energetyki i Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Przewodniczącym Grupy został Wiceprezes URE.

²⁾ Cena dostawy pokrywa koszty gazu, abonamentu, koszty dystrybucji oraz koszty przesyłania paliw gazowych.

³⁾ Gaz ziemny wysokometanowy o cieple spalania 39,5 MJ/m³.

Infrastruktura

W odniesieniu do infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej Prezes URE dysponuje narzędziem regulacji w formie uzgadniania z nim przez OSD i OSP projektów planów rozwoju inwestycji sieciowych. Ta procedura pozostaje w ścisłym związku z wydawaniem decyzji w sprawie zatwierdzenia taryf w elektroenergetyce czy gazownictwie, a także pozwala na weryfikację planowanych nakładów pod kątem możliwości ich sfinansowania ze środków pobieranych od odbiorców (możliwości płatnicze odbiorców).

W 2008 r. wobec 14 elektroenergetycznych OSD obowiązywały uzgodnienia z 2007 r. Pod koniec roku trzech OSD zaproponowało Prezesowi URE zmiany, które zostały uwzględnione w bieżącym roku. Przy kalkulacji taryf OSD na 2009 r. przyjęto założenie, że łączne nakłady modelowe na ten rok wzrosną w stosunku do 2008 r. o 12,6%.

Obowiązująca wersja projektu planu rozwoju Polskich Sieci Elektroenergetycznych Operator SA (OSP) na lata 2006-2020 została opracowana w 2006 r. Z powodu ujęcia zamierzeń inwestycyjnych w sposób szczegółowy jedynie dla okresu 2006-2010, uzgodnienia dotyczyły wyłącznie tego okresu. Dla 2011-2020 wskazano jedynie kierunki inwestowania⁴⁾.

W gazownictwie w 2008 r. obowiązywały dla OSD uzgodnienia poczynione w planach rozwoju na lata 2006-2008. Ze względu na prawnie nowe okoliczności (wydzielenie z dotychczasowych spółek) operatorzy wezwani zostali do opracowania projektów planów obejmujących lata 2009-2013. Procedura uzgodnieniowa nie została zakończona.

Ponadto kontynuowano prace nad uzgodnieniem projektu planu rozwoju dla OSP na lata 2008-2013, m.in. z powodu prac nad projektem budowy terminala LNG i gazociągu Baltic Pipe.

W 2008 r. nie były dokonywane zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych z obowiązków świadczenia usług TPA przy wykorzystaniu nowej infrastruktury sieciowej w trybie art. 7 rozporządzenia 1228/2003 oraz dyrektywy 2003/54/EC dla energii elektrycznej, ani też w trybie art. 16 rozporządzenia 1775/2005 Parlamentu Europejskiego i Rady oraz art. 22 dyrektywy 2003/55/WE dla paliw gazowych.

W 2008 r. nie nastąpiły zmiany w zakresie połączeń międzysystemowych z innymi krajami. Usuwanie ograniczeń przesyłowych na połączeniach synchronicznych z krajami UE odbywa się na zasadach rynkowych – w trybie skoordynowanych przetargów⁵⁾.

Udostępnianie eksportowych i importowych zdolności przesyłowych odbywa się i jest zarządzane przez PSE Operator SA na aukcjach rocznych, miesięcznych i dobowych. Ze względu na niski poziom rezerw mocy w KSE, który uniemożliwiał usuwanie ograniczeń przesyłowych, a także na rosnące co roku przepływy kołowe z obszaru Niemiec (skutek dynamicznego rozwoju generacji wiatrowej), wyznaczone dla aukcji rocznej zdolności przesyłowe wyniosły 0 MW. Było to spowodowane przyjęciem dużego marginesu bezpieczeństwa przesyłu (TRM – *Transmission Reliability Margin*).

Powyższa sytuacja świadczy o potrzebie – odczuwanej przez uczestników rynku – rozbudowy połączeń międzysystemowych w celu zwiększenia handlu energią. Ze względu na to, że proces inwestycyjny jest zwykle długotrwały, priorytetem staje się bardziej efektywne wykorzystanie istniejącej infrastruktury. Jest to możliwe przy współpracy wszystkich stron, co się realizuje w ramach Inicjatywy Regionalnych ERGEG. Ta wspólna praca powinna doprowadzić do uruchomienia w pełni skoordynowanych aukcji na moce przesyłowe w regionie Europy Środkowo-Wschodniej (CEE) od początku 2010 r. oraz wyznaczania tych zdolności z uwzględnieniem rzeczywistych przepływów energii w sieci (*flow based methods*).

W odniesieniu do funkcjonowania systemu przesyłowego gazu zasady alokacji uwzględnione są w kodeksie sieciowym Gaz-System SA, którego termin obowiązywania został przedłużony do 31 grudnia 2009 r. We wprowadzonych zmianach doprecyzowano postanowienia dotyczące nominacji i renominacji oraz uzupełniono o zapisy dotyczące świadczenia usługi przesyłania na zasadach

⁴⁾ Na wniosek Prezesa URE, PSE Operator SA w połowie 2008 r. przekazały do uzgodnienia aktualizację projektu planu rozwoju w zakresie 2008, 2009 i 2010 r. Biorąc pod uwagę, iż Przedsiębiorstwo przewiduje przedłożyć Prezesowi URE do połowy 2009 r. (w celu uzgodnienia), nową edycję projektu planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, w którym mają nastąpić gruntowne zmiany (tj. zmiana podstawowych założeń, w tym prognoz zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, ponowne zdefiniowanie potrzeb inwestycyjnych, ponowna weryfikacja harmonogramów realizacji uprzednio zidentyfikowanych zadań inwestycyjnych), aktualizacja planu rozwoju została uzgodniona na lata 2008-2009.

⁵⁾ W skoordynowanych przetargach na moce przesyłowe w wymianie międzysystemowej obecnie bierze udział pięciu operatorów systemów przesyłowych: VE-T i E.ON (Niemcy), CEPS (Republika Czeska), SEPS (Słowacja), PSE Operator SA (Polska).

przerywanych w szerszym zakresie⁶⁾, co może przyczynić się do zwiększenia wykorzystania sieci przesyłowej i liczby zamawiających usługę przesyłową. Zmiana ta znalazła również swoje odzwierciedlenie w treści taryfy OSP – po raz pierwszy wprowadzono stawkę za usługi realizowane na zasadach przerywanych.

Regulacja, unbundling

Obowiązki i kompetencje Prezesa URE są związane z polityką, jaką prowadzi państwo wobec szeroko pojętej energetyki oraz wymaganiami zewnętrznymi (obowiązek dostosowania prawa polskiego do prawa Unii Europejskiej). Działania podejmowane przez organ regulacyjny polegają na wypełnieniu celu wytyczonego przez ustawodawcę, a zmierzającego do tworzenia warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.

Ustawa – Prawo energetyczne była już kilkadziesiąt razy nowelizowana, co w konsekwencji powodowało zwiększenie katalogu zadań, których realizacja przypisana jest Prezesowi URE. Pełny katalog zadań, realizowanych przez Prezesa URE obejmuje kompetencje wynikające z art. 23 ust. 2 u-Pe oraz przepisów pięciu odrębnych ustaw. Do nowych zadań, których realizacja nastąpiła od 2008 r. należą obowiązki wynikające z ustawy o rozwiązaniu KDT, ustawy o zapasach oraz ustawy o biopaliwach.

Kompetencje Prezesa URE w zakresie nakładania sankcji wynikają z art. 56 u-Pe. Dotyczą one braku wykonywania obowiązków nałożonych na uczestników rynku przez ustawę oraz przepisy prawa wspólnotowego. Kara pieniężna może zostać nałożona na przedsiębiorstwo energetyczne, a dodatkowo na kierownika przedsiębiorstwa energetycznego.

Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego odpowiada za bezpieczeństwo pracy systemu. W tym celu dysponuje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz dokonuje zakupów energii od wytwórców w celu zbilansowania chwilowego zapotrzebowania z produkcją energii. Powyższe działania są wykonywane w każdej dobie jako element planowania oraz prowadzenia pracy systemu. Jednocześnie OSP prowadzi centralny mechanizm rozliczeń za niezbilansowanie, ustalając tym samym zasady uczestnictwa w rynku bilansującym i warunki współpracy pomiędzy OSP i uczestnikami rynku. Mechanizm bilansowania umożliwi prowadzenie rynku w trybie dnia następnego (*day ahead market*), a także organizację wymiany międzysystemowej. Rynek śróddzienny (*intra day market*) powinien zostać uruchomiony w 2009 r. Zakres informacji udostępnianych uczestnikom rynku jest dość duży, choć nadal wymaga rozszerzenia zgodnie z Raportem ds. Przejrzystości Informacji (*Transparency Report*) opracowanym przez regulatorów skupionych w Inicjatywach Regionalnych ERGEG. Rozszerzony katalog informacji jest publikowany po zmianie zasad bilansowania systemu od 1 stycznia 2009 r. Giełda energii elektrycznej jest podmiotem niezależnym od OSP, niemniej zasady jej działania są ściśle powiązane z zasadami bilansowania systemu.

Realizacja unbundlingu w Polsce następowała stopniowo. Ostatecznie proces przekształceń prowadzący do uzyskania niezależności OSD i tym samym spełnienia wymogów formalno-prawnych został zakończony pod koniec 2008 r. Od 1 stycznia 2009 r. wszyscy wydzieleni prawnie OSD na mocy decyzji Prezesa URE posiadają status OSD obowiązujący do końca okresu ważności koncesji na dystrybucję energii elektrycznej.

W Polsce funkcjonuje jeden OSP – PSE Operator SA – który jest jednoosobową spółką Skarbu Państwa i właścicielem majątku przesyłowego. Ponadto na koniec roku funkcjonowało 20 OSD, w tym 14 wydzielonych prawnie z dawnych spółek dystrybucyjnych oraz sześciu tzw. operatorów lokalnych wobec których zastosowano zasadę 100 000 odbiorców. Większość wydzielonych prawnie operatorów funkcjonuje w ramach grup kapitałowych, pionowo zintegrowanymi, nad którymi nadzór właścicielski sprawuje Skarb Państwa (pośrednio przez spółki holdingowe lub spółki-matki będące jego własnością). Jedynie w przypadku dwóch OSD ich właścicielami są spółki, w których głównymi akcjonariuszami są firmy zagraniczne.

Proces uzyskiwania przez operatorów dystrybucyjnych pełnej niezależności przebiega powoli. Niewątpliwym tego powodem jest pozostawianie operatorów w strukturach pionowo zintegrowanych

⁶⁾ Od 2008 r. usługa przesyłowa może być oferowana na warunkach przerywanych również, gdy prawdopodobieństwo jej przerwania jest trudne do oszacowania i przekracza z góry założony poziom.

grup kapitałowych, gdzie zapewnienie niezależności operatora nie sprzyja realizacji celu maksymalizacji korzyści grupy. W ocenie Regulatora operatorzy powoli, ale jednak skutecznie uświadamiają sobie, jak ważną rolę odgrywać powinni w zapewnieniu równego traktowania użytkowników systemu elektroenergetycznego i realizacji zasady równego dostępu do sieci wszystkich uczestników rynku.

W zakresie unbundlingu gazowego operatora systemu przesyłowego nie zaszły zmiany. Zgodnie z przepisami Gaz-System SA pozostawał jednoosobową spółką Skarbu Państwa. Wszyscy operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych funkcjonujący w strukturach firm pionowo zintegrowanych, mają zatem obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji. Jednak z brakiem formalnie podpisanego porozumienia z OSP oraz zatwierdzonej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, a jednocześnie z powodu konieczności pełnego dostosowania zakresu ich działalności gospodarczej do zadań realizowanych przez operatora, sześć spółek uzyskało status OSD tylko do 30 czerwca 2008 r.

31 grudnia 2008 r. PGNiG zostało wyznaczone przez Prezesa URE operatorem systemu magazynowania paliw gazowych na okres obowiązywania koncesji, tj. do 31 grudnia 2025 r. Wyznaczenie OSM pozwoli egzekwować od operatora obowiązki wynikające m.in. z u-Pe, w szczególności publikacje danych dotyczących zdolności magazynowych oraz danych historycznych, niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, czy też zasad zarządzania ograniczeniami systemowymi. Prezes URE, zatwierdzając taryfy na usługi magazynowe, będzie mógł również sprawdzać efektywność kosztową prowadzenia działalności przez OSM i sposób wykorzystania pojemności magazynowych instalacji magazynowych.

Zwiększająca się niezależność operatorów sieciowych nie gwarantuje sukcesu w funkcjonowaniu konkurencji na rynku. W ocenie Regulatora potrzebne są dalsze działania legislacyjne i organizacyjne stymulujące rozwój konkurencji, zarówno na rynku hurtowym, jak i detalicznym, gwarantujące jednocześnie łągodne wejście na konkurencyjny rynek energii oraz ochronę odbiorcom wrażliwym.

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i paliw gazowych

Dla zapewnienia potrzebnego poziomu inwestycji w nowe moce wytwórcze w 2006 r. został przyjęty rządowy *Program dla elektroenergetyki*, zakładający m.in. konsolidację pionową w sektorze. Miała ona na celu wzrost wartości przedsiębiorstw energetycznych, która umożliwi realizację inwestycji. Bodźcem dla planowania nowych inwestycji stały się również uzgodnienia w sprawie pakietu energetyczno-klimatycznego. Efektem szczególnie tych ostatnich działań są wnioski o przyłączenie złożone do OSP, które obejmują nowe moce wytwórcze na poziomie 25 GW. Zgodnie z założeniami polityki energetycznej, krajowa elektroenergetyka powinna opierać się głównie na węglu, przy uwzględnieniu w horyzoncie średniookresowej energetyki jądrowej. Zamierzenia inwestycyjne to również efekt przewidywanego wzrostu zapotrzebowania na energię i moc szczytową.

Niezależność własnościowa OSP spowodowała przygotowanie ekspansywnych planów inwestycyjnych dla infrastruktury sieciowej, co wiąże się z istotnym wzrostem planowanych nakładów. Obejmują one również połączenia międzysystemowe, w tym na granicy z Litwą oraz z Niemcami, będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej. Realizacja inwestycji sieciowych jest jednak hamowana barierami natury administracyjnej (uzyskanie pozwoleń na budowę), a także związanych z pozyskaniem gruntów pod realizację tych inwestycji.

W 2008 r. zużycie energii elektrycznej w ujęciu średnim rok do roku wrosło o 0,5%. Jednocześnie zmalała produkcja energii elektrycznej o 2,5%. Średnie roczne zapotrzebowanie na moc wyniosło 21 222 MW i wzrosło o 0,2% w stosunku do 2007 r., natomiast maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 25 121 MW i wzrosło w porównaniu do 2007 r. o 2,1%. Natomiast w wymianie międzysystemowej nastąpił spadek fizycznego eksportu energii elektrycznej o ponad 25%, przy zwiększonym o ponad 16% imporcie.

Krajowa strategia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych polega na dywersyfikacji źródeł – dążenie do zrównoważenia dostaw ze wschodu zwiększonym wolumenem importu gazu z północy, a także na rozbudowie pojemności magazynowych i wzroście wydobycia krajowego. Dla jej realizacji planowana jest budowa terminalu gazu skroplonego w Świnoujściu, którego uruchomienie spodziewane jest w czerwcu 2014 r. oraz realizacja nowego połączenia zapewniającego dostęp do złóż norweskich: udział w konsorcjum Skanled oraz budowa gazociągu Baltic Pipe.

W 2008 r. sprawność systemu przesyłowego, dystrybucyjnego i podziemnych magazynów gazu nie budziła zastrzeżeń. Stan techniczny gazociągów przesyłowych należy uznać za względnie dobry,

a ich rozbudowa i wysokie tzw. rezerwowanie (dublowanie) gazociągów zasilających umożliwia przesyłanie paliwa do ważnych odbiorców z różnych punktów systemu przesyłowego. W ocenie Regulatora jest to bardzo ważna cecha systemu przesyłowego, która pozwala na elastyczność w reagowaniu na potrzeby zamawiających usługę przesyłową, a także przyczynia się do zapewnienia stabilności ruchu sieciowego w sytuacji występowania zakłóceń w dostawach paliwa gazowego. Jednocześnie OSP kontynuował prace mające na celu jego rozbudowę, szczególnie w regionach, gdzie występują ograniczenia przepustowości.

W 2008 r. zainicjowane zostały przez OSP prace zmierzające do zbadania możliwości budowy interkonektorów na połączeniach z: Danią, Litwą, Niemcami i Czechami w ramach procedury „Wstępne Badanie Rynku” (*Market Screening*). Wyniki tego Badania były podstawą do uruchomienia Procedury *Open Season* w 2009 r.

Ponadto, dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu do odbiorców krajowych wykorzystywane są podziemne magazyny gazu, o pojemności czynnej 1,66 mld m³, co stanowi ok. 12% rocznego zużycia gazu odbiorców krajowych.

Od kilku lat krajowa konsumpcja gazu utrzymuje się na podobnym poziomie – ponad 13 mld m³. W porównaniu z 2007 r. całkowite zużycie gazu wzrosło o 3,2%, import o ok. 7% natomiast wydobycie krajowe, które zaspokaja krajowy popyt w 28% – zmalało o 4,7%. Uzupełniające dostawy paliwa gazowego realizowane były ze wschodu (66%) i kierunku zachodniego (6%).

W ocenie Regulatora krajowa strategia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych powinna być uzupełniona o projekt budowy interkonektora południowego, który zapewni dostęp do węzła obrotu gazem w Baumgartem. Ponadto za docelową pojemność instalacji magazynowych należy uznać ok. 3,8 mld m³, dlatego konieczne jest wsparcie realizacji planów PGNiG SA dotyczące rozbudowy magazynów w Mogilnie, Strachocinie i Wierzchowicach.

Wnioski

Sytuacja na rynku energii elektrycznej bardzo powoli się zmienia w kierunku konkurencji. Na mocy ustawy rozwiązano kontrakty długoterminowe, Prezes URE zwolnił przedsiębiorstwa z obowiązku zatwierdzania taryf w obrocie dla odbiorców nie będących gospodarstwami domowymi, w ramach skonsolidowanych kapitałowo grup energetycznych trwają procesy restrukturyzacyjne i przygotowanie do prywatyzacji. Ugruntowuje się unbundling. OSP podejmuje działania inwestycyjne na rzecz bezpieczeństwa funkcjonowania KSE i zwiększenia połączeń transgranicznych. Jednak konkurencja sprzedawców na rynku detalicznym jest nadal ograniczona mimo usilnych starań Prezesa URE o uproszczenie procedur zmiany i upowszechnianie wśród odbiorców wiedzy o ich prawach konsumenta energii.

Obecna struktura rynku gazu sprawia, że wysiłki na rzecz zwiększenia konkurencyjności napotykają na daleko większe przeszkody niż w sektorze energii elektrycznej. Potrzebna jest zupełnie nowa polityka wobec przemysłu gazowego ukierunkowana na rozwój konkurencji i kontynuowanie działań umożliwiających wejście na rynek nowym przedsiębiorcom. Niezbędna jest również budowa nowej infrastruktury oraz niedyskryminacyjny dostęp do magazynów gazu.

Niezadowolający stan konkurencji na rynku energii wymaga dalszych różnorodnych przedsięwzięć. W związku z powyższym Regulator przygotował propozycje zmian u-Pe, które wzmacniają jego kompetencje w obszarze tzw. miękkich działań, bardziej adekwatnych w sytuacji uwolnienia i zniesienia kontroli cen na rynku. Pod koniec 2008 r. Prezes URE powołał też nową inicjatywę – *Strefa Odbiorcy* – która gromadząc przedstawicieli konsumentów, urzędów państwowych oraz firm działających na rynkach energii elektrycznej, gazu i ciepła, ma za zadanie wspólne rozwiązywanie problemów zgłaszanych przez odbiorców oraz wypracowanie standardów dobrych praktyk na rynku energii.

W ocenie Regulatora pozytywne zmiany w funkcjonowaniu polskiego rynku energii wniesie także trzeci rynkowy pakiet regulacji unijnych. Powołanie na forum unijnym instytucji ds. współpracy regulatorów i instytucji ds. współpracy operatorów obsługujących systemy przesyłowe energii elektrycznej i gazu ziemnego powinno zintensyfikować proces integracji technicznej i handlowej tych systemów. Harmonizacja zasad funkcjonowania rynków energii elektrycznej i rynków gazu ziemnego oraz wspólne plany inwestycyjne operatorów tych rynków, obejmujące w pierwszej kolejności rynki regionalne działające od 2006 r. przyspieszy tworzenia jednolitego, europejskiego rynku energii. Dzięki tym rozwiązaniom, koncentracja działalności na rynkach krajowych powinna być zneutralizowana poprzez otwarcie krajowych rynków energii elektrycznej i gazu ziemnego na konkurencję zewnętrzną.

Szczególnie ważne dla rozwoju konkurencji i poprawy efektywności energetycznej są regulacje związane z możliwością wdrożenia programu *smart metering*⁷⁾. Dzięki jego działaniu odbiorcy energii i gazu będą wiedzieli ile energii zużywają i za co płać. Będą także świadomi, jak ich oszczędności i dokonane wybory nowych sprzedawców energii mogą wpływać nie tylko na poziom płaconych przez nich rachunków, ale także jak te oszczędności przekładają się na ochronę zasobów energetycznych i walkę ze zmianami klimatu.

⁷⁾ W tym miejscu warto wspomnieć o inicjatywach polskiego Regulatora promujących koncepcję inteligentnego opomiarowania i sieci. W 2008 r. Prezes URE przygotował „*Studium wykonalności instalacji elektronicznych urządzeń pomiarowych w Polsce*”, które dotyczyło zarówno kwestii technicznych, kosztowych, prawnych, jak i społeczno-ekonomicznych wdrożenia *smart meteringu*, a także zorganizował konferencję naukową pt. „*Jak skutecznie obniżyć zużycie energii? Inteligentne systemy pomiarowe energii elektrycznej – nowe możliwości dla konsumentów i przedsiębiorców*” z udziałem ekspertów rynku energetycznego. W 2009 r. z inicjatywy Prezesa URE została podpisana „*Deklaracja w sprawie wprowadzenia inteligentnego opomiarowania do polskiego systemu elektroenergetycznego*”, której sygnatariuszami – oprócz Prezesa URE – były organizacje pozarządowe statutowo zajmujące się ochroną konsumentów i odbiorców energii oraz promujące energooszczędność.

3. REGULACJA I FUNKCJONOWANIE RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

3.1. Zagadnienia regulacyjne [art. 23(1) z wyłączeniem lit. „h”]

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

Ocena stopnia przeciążeń

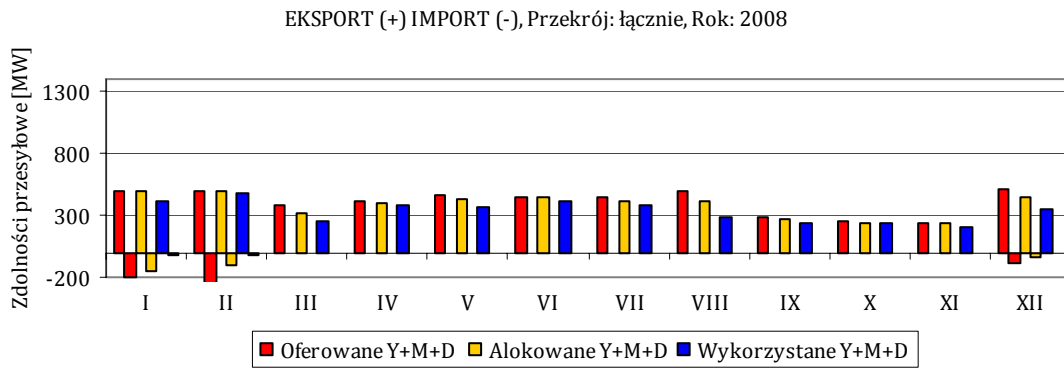
W 2008 r. nie nastąpiły istotne zmiany w zakresie ograniczeń sieciowych wewnątrz KSE w porównaniu z 2007 r.

Ograniczenia sieciowe występujące wewnątrz polskiego systemu przesyłowego są spowodowane historycznymi uwarunkowaniami (m.in. wykorzystywaniem elementów sieci 110 kV jako sieci przesyłowej) oraz bardzo nierównomierną strukturą lokalizacyjną źródeł wywarzania (skupienie na południu kraju, braki w północno-wschodniej części). Ocenia się, że w celu usunięcia ograniczeń sieciowych wewnątrz polskiego systemu przesyłowego zużywa się średnio ok. 5-10% całkowitej energii pobieranej z KSE. Wśród ograniczeń sieciowych przeważają ograniczenia wymuszające pracę jednostek lub grup jednostek wytwórczych zasilających konkretne węzły w sieci przesyłowej. Niektóre z nich mają charakter stały, co wymusza pracę dwóch elektrowni (*must run*) na ich usunięcie (Ostrołęka i Dolna Odra). Pozostałe ograniczenia są usuwane przez OSP dzięki zmianie programów pracy jednostek wytwórczych (*re-dispatching*) oraz wykorzystaniu ofert wytwórców z zastosowaniem ceny generacji wymuszonej (*counter trading*).

W 2008 r. nie nastąpiły zmiany w zakresie połączeń międzysystemowych z innymi krajami w porównaniu z 2007 r. Wysoki popyt na zdolności przesyłowe na połączeniach synchronicznych KSE, przewyższający istniejące możliwości techniczne, nadaje tym ograniczeniom charakter strukturalny. Wynika to w dużej mierze ze stale utrzymujących się różnic cen energii elektrycznej na polskim rynku i w krajach sąsiednich. Usuwanie ograniczeń przesyłowych na połączeniach synchronicznych z innymi krajami UE odbywa się na zasadach rynkowych – w trybie skoordynowanych przetargów⁸⁾.

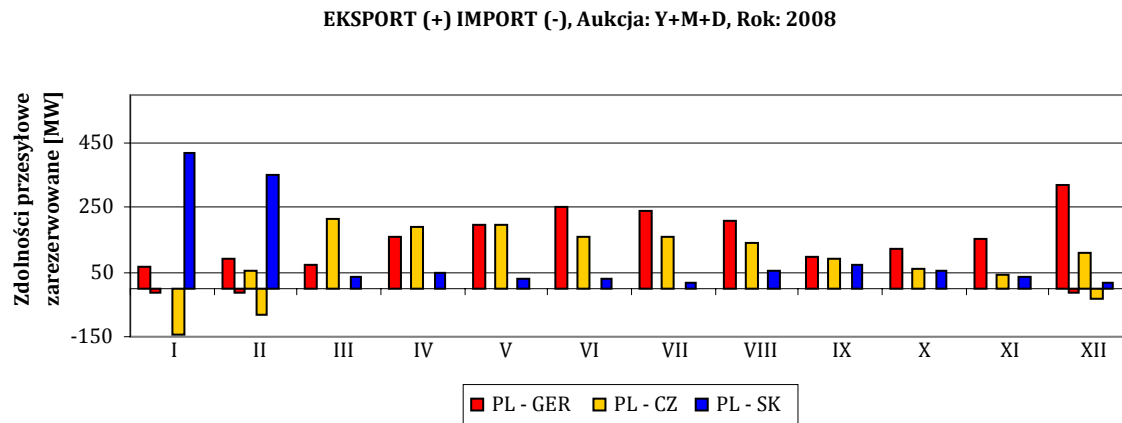
PSE Operator SA udostępniał eksportowe i importowe zdolności przesyłowe na aukcjach miesięcznych i dobowych. W trybie aukcji miesięcznych Operator udostępniał dla eksportu moce do 500 MW, natomiast dla importu do 100 MW, natomiast w aukcjach dobowych odpowiednio: do 494 MW, do 273 MW. Podobnie jak w 2007 r. większym zainteresowaniem uczestników rynku cieszyły się aukcje eksportowe niż importowe. Świadczyć może o tym stopień wykorzystania zarezerwowanych zdolności przesyłowych, który jest znacznie większy dla aukcji eksportowych. Widać to wyraźnie na rys. 3.1.

⁸⁾ W skoordynowanych przetargach na moce przesyłowe w wymianie międzysystemowej obecnie bierze udział pięciu operatorów systemów przesyłowych: VE-T i E.ON (Niemcy), CEPS (Republika Czeska), SEPS (Słowacja), PSE Operator SA (Polska).



Rysunek 3.1. Oferowane, zarezerwowane i wykorzystane zdolności przesyłowe (Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA)

W 2008 r. udział zarezerwowanych zdolności przesyłowych eksportowych na poszczególnych profilach handlowych zmieniał się w ciągu roku nie wykazując szczególnej preferencji któregoś z tych profili. Było to spowodowane zmieniającą się sytuacją na poszczególnych rynkach krajowych, a także zmianą kursu polskiej waluty w stosunku do euro, co miało w szczególności znaczenie w relacji cen energii elektrycznej na polskim i niemieckim rynku. Sytuacja ta została przedstawiona na rys. 3.2.



Rysunek 3.2. Rezerwowanie zdolności przesyłowych (Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA)

Zasady zarządzania ograniczeniami i dostępność do informacji

W 2008 r. nie nastąpiły istotne zmiany w tym obszarze w porównaniu z 2007 r.

Transgraniczne zdolności przesyłowe są udostępniane w trybie aukcji jawnych (*explicite*), które zgodnie z rozporządzeniem 1228/2003/WE są uznane jako rynkowa metoda zarządzania ograniczeniami. Przetargi na moce przesyłowe są skoordynowane pomiędzy pięcioma operatorami systemów przesyłowych z Czech, Niemiec (dwóch operatorów), Polski i Słowacji. Informacje dotyczące udostępniania transgranicznych zdolności przesyłowych są publikowane na stronie internetowej operatora systemu przesyłowego (www.pse-operator.pl). Do publikowanych informacji należą w szczególności zasady przeprowadzania przetargów skoordynowanych, prognozy wielkości zdolności przesyłowych oraz oferowane zdolności przesyłowe. Użytkownicy systemu mogą uzyskać niezbędne im informacje również w biurze aukcyjnym w Pradze (www.e-trace.biz), a zakres udostępnianych tam danych obejmuje m.in.:

- zasady prowadzenia przetargów na zdolności przesyłowe,
- warunki uczestnictwa w przetargach na moce przesyłowe,

- zdolności przesyłowe prognozowane, oferowane i alokowane,
- ceny zdolności przesyłowych,
- analizę zachowań uczestników rynku ze względu na składane oferty (cenowe i ilościowe).

Informacje o rzeczywistych przepływach energii na połączeniach transgranicznych są publikowane na platformie wymiany informacji OSP zrzeszonych w ETSO (www.etsovista.org).

Operatorzy systemów dystrybucyjnych nie udostępniają połączeń międzysystemowych, stąd nie publikują informacji w tym zakresie.

Informacje o pracy KSE są opracowywane i publikowane przez operatora systemu przesyłowego. Obejmują Plany Koordynacyjne Roczne (PKR), Plany Koordynacyjne Miesięczne (PKM) oraz Plany Koordynacyjne Dobowe (PKD), w których przedstawiane są m.in. dane o krajowym zapotrzebowaniu na moc oraz sumie zdolności wytwórczych. Powykonawczo publikowane są sprawozdania miesięczne i roczne z funkcjonowania KSE oraz w trybie dobowym informacje dotyczące zapotrzebowania na moc w KSE i krajowego salda wymiany międzysystemowej.

Drugi raport dotyczący zgodności stosowania przepisów rozporządzenia 1228/2003/WE, przygotowany w 2008 r.⁹⁾ wykazał niewielkie i nieliczne odstępstwa od obowiązków zawartych w wytycznych ds. zarządzania ograniczeniami. Dotyczyły one w szczególności informacji dotyczących funkcjonowania KSE. Prezes URE przekazał Komisji Europejskiej harmonogram usuwania tych niezgodności, związany z wdrożeniem zmienionych zasad bilansowania KSE obowiązujących od początku 2009 r.

Relacje pomiędzy zarządzaniem ograniczeniami a rynkiem hurtowym

W 2008 r. nie nastąpiły istotne zmiany w tym obszarze w porównaniu z 2007 r.

Uczestnictwo w rynku bilansującym jest warunkiem udziału w wymianie międzysystemowej, co oznacza, jest ona w pełni zintegrowana z działaniem rynku hurtowego. Zgodnie z zasadami realizacji umów handlowych w wymianie międzysystemowej, uczestnicy rynku są zobowiązani do zgłoszenia realizacji umowy z przetargów – rocznego i miesięcznych – do 7:45, co pozwala OSP na oszacowanie niewykorzystanych zdolności przesyłowych i ich udostępnienie w przetargu dobowym (procedura UIOLI – *Use It Or Lose It*). Informacje o tym są publikowane nie później niż do 9:45, natomiast wyniki przetargu są ogłaszane po 10:00. Rezerwacja zdolności przesyłowych w przetargu dobowym jest powiązana z obowiązkiem ich wykorzystania. Uczestnicy rynku są zobowiązani do zgłoszenia Operatorowi umów handlowych do 13:00, tj. do terminu zamknięcia bramki czasowej na rynku bilansującym.

Perspektywy zarządzania ograniczeniami przesyłowymi

W 2008 r. operatorzy z rynku regionalnego Europa Środkowo-Wschodnia (*ERI Central Eastern Europe*¹⁰⁾) kontynuowali prace mające na celu opracowanie nowej metody zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, opartej na rzeczywistych przepływach energii w sieciach zarządzanych przez tych operatorów. Operatorzy utworzyli regionalne Biuro Aukcyjnego z siedzibą w Freising (Niemcy). Zadaniem Biura Aukcyjnego będzie wyznaczanie zdolności przesyłowych w całym regionie na podstawie regionalnego modelu sieci oraz ich alokacja pomiędzy uczestników aukcji na podstawie składanych ofert. Zdolności przesyłowe będą udostępniane niezależnie od przekrojów granicznych tj. pomiędzy poszczególnymi obszarami cenowymi reprezentowanymi przez poszczególne kraje w regionie np. z Polski do Słowenii (tzw. *source-sink bidding*). Jako kryterium wyznaczania zdolności przesyłowych będzie stosowany tzw. dobrobyt społeczny (*social welfare*). Harmonogram dalszych prac przewiduje rozpoczęcie w 2009 r. fazy testowej nowego mechanizmu przy współudziale uczestników rynku, a także ostateczne uzgodnienie zasad aukcji i pozostałych zagadnień. Ponadto prace w Inicjatywach Regionalnych, w tym także w Rynku Północnym¹¹⁾, były ukierunkowane na udostępnianie zdol-

⁹⁾ *Compliance Monitoring Second Report, 2008.*

¹⁰⁾ Rynek regionalny Europa Środkowo-Wschodnia funkcjonuje w ramach Inicjatyw Regionalnych ERGEG – Europejskiej Grupy Regulatorów Energii i Gazu (*European Regulators Group for Electricity and Gas*), powołanej decyzją Komisji Europejskiej nr 2003/796/EC z 11 listopada 2003 r. jako ciało doradcze komisji. Obejmuje rynki energii elektrycznej w Polsce, Słowacji, Republice Czeskiej, Niemczech, Austrii, Węgrzech i Słowenii.

¹¹⁾ Rynek Północny (*Northern Region*) funkcjonuje w ramach Inicjatyw Regionalnych ERGEG i obejmuje rynki energii elektrycznej w Danii, Finlandii, Niemczech, Norwegii, Polsce i Szwecji.

ności przesyłowych w trybie dnia bieżącego (rynk *intra-day*) i koordynację tego mechanizmu na poziomie regionalnym, a także analizę możliwości i harmonogram udostępnienia stałoprądowego połączenia międzysystemowego SwePol Link dla uczestników rynku.

W Inicjatywach Regionalnych zostały przygotowane także raporty na temat przejrzystości informacji (Inicjatywa „Rynek Północny” – 13.09.2007 r., Inicjatywa – „Rynek Europy Środkowo-Wschodniej” – 8.02.2008 r.¹²⁾). Dokumenty te zawierają szczegółowe definicje obowiązków informacyjnych spoczywających na OSP, które wynikają z wytycznych ds. zarządzania ograniczeniami oraz opracowanych przez ERGEG zasad dobrych praktyk dotyczących przejrzystości i zarządzania informacją¹³⁾. Określono w nich też czas, w jakim poszczególne informacje powinny być publikowane przez operatorów, częstotliwość publikacji oraz okres, w jakim informacje powinny być dostępne. W lipcu 2008 r. w Inicjatywie Regionalnej – „Rynek Północny” przygotowano raport dotyczący stopnia implementacji raportu na temat przejrzystości informacji. Jak wynika z tego dokumentu polski operator realizuje spoczywające na nim obowiązki informacyjne. Ponadto w raporcie wskazano, że OSP współpracuje z Prezesem URE w zakresie poprawy jakości i dostępu do informacji. Wspomniano jednocześnie, że istnieją pewne problemy związane z publikowaniem szczegółowych danych dotyczących wytwarzania energii elektrycznej, co powinno być poprawione w ramach zmienionych zasad bilansowania obowiązujących od początku 2009 r.

Ocena kalkulacji mocy przesyłowych

W ramach skoordynowanego mechanizmu zarządzania ograniczeniami PSE Operator SA wyznacza zdolności przesyłowe netto (NTC – *Net Transmission Capacity*) oraz margines bezpieczeństwa przesyłu (TRM). Zdolności przesyłowe są wyznaczane na profilu technicznym, tj. sumie przekrojów granicznych systemów zarządzanych przez operatorów z Polski oraz Niemiec, Czech i Słowacji. Takie rozwiązanie jest konsekwencją występujących w obszarze KSE znacznych przepływów kołowych i związanej z tym istotnej współzależności dostępnych zdolności przesyłowych na poszczególnych granicach. Zastosowany model pozwala również na maksymalizację zdolności przesyłowych wobec najsilniejszych sygnałów cenowych i związany z tym popyt na zdolności przesyłowe. Wyznaczając dostępne zdolności przesyłowe PSE Operator SA kieruje się kryterium niezawodności pracy systemu, w tym kryterium „n-1” (wyłączenie pojedynczej linii wymiany międzysystemowej, linii krajowego systemu elektroenergetycznego lub linii sąsiedniego systemu elektroenergetycznego nie może spowodować awarii w systemie) oraz bierze pod uwagę prognozowane warunki pogodowe, generację elektrowni wiatrowych w Niemczech, niezgodnione przepływy wyrównawcze, zachowania uczestników rynku, zdarzenia losowe, błędy modelowania i obliczeniowe. Dostępne zdolności przesyłowe są wyznaczane w horyzontach rocznych, miesięcznych, tygodniowych i dobowych.

W związku z występującym przez wiele miesięcy 2008 r. wzrostem zapotrzebowania na moc i przy jednoczesnym zmniejszaniu się ich rezerw w KSE, a także ze względu na stale wzrastający poziom przepływów kołowych, związanych z generacją wiatrową w północno-wschodnich Niemczech, PSE Operator SA udostępnił zerowe zdolności przesyłowe w aukcji rocznej eksportowej i importowej. Decyzja Operatora wynikała z kalkulacji wykonanej zgodnie z metodą uzgodnioną z Prezesem URE. Istotny na to wpływ miała zwiększona wartość marginesu bezpieczeństwa przesyłu (TRM). Zdolności przesyłowe eksportowe były natomiast udostępniane w aukcjach miesięcznych i dobowych i osiągnęły średnią wartość 411 MW (maksymalnie 518 MW w grudniu 2008 r.). W przypadku importowych zdolności były one oferowane jedynie w miesiącach styczeń, luty i grudzień 2008 r. również tylko na aukcjach miesięcznych i dobowych i osiągnęły maksymalną wartość 273 MW w lutym 2008 r.

¹²⁾ „Report on transparency IG Transparency Electricity Regional Initiative Northern Regional Electricity Market” oraz „Report on transparency IG Transparency Electricity Regional Initiative Central Eastern Regional Electricity Market”.

¹³⁾ „Guidelines of Good Practice on Information Management and Transparency in Electricity Markets”.

3.1.2. Regulacja zadań przedsiębiorstw przesyłowych i dystrybucyjnych

Taryfy sieciowe

Zakres zbieranych informacji nie uległ zmianie. Wykorzystano bazę sprawozdawczą Regulatora (w formie jednolitych arkuszy DTA(1A)), zawierającą informacje o kosztach, przychodach oraz wynikach finansowych przedsiębiorstw dystrybucyjnych w podziale na działalności. Informacje te zostały przekazane przez przedsiębiorstwa energetyczne odpowiednio w I oraz II półroczu 2008 r. Sposób oceny rzetelności tych danych polegał przede wszystkim na analizie pod kątem ich poprawności i zgodności z danymi zawartymi w powszechnie obowiązującej sprawozdawczości statystycznej.

W procesie taryfowania w 2008 r. 14 OSD nie uległa zmianie metodologia stosowana przez Prezesa URE oparta na idei regulacji pułapowej. Do oceny uzasadnionego poziomu kosztów operacyjnych, strat sieciowych oraz nakładów inwestycyjnych – analogicznie jak w latach ubiegłych – wykorzystano metody analizy porównawczej.

W przypadku OSP w 2008 r. kontynuowano podejście metodologiczne w oparciu o regulację typu *cost of service*. Zastosowanie metod porównawczych jest niemożliwe ze względu na brak innych przedsiębiorstw o podobnych warunkach działania (w Polsce funkcjonuje tylko jeden OSP). Taryfa OSP zatwierdzana jest na rok.

W 2008 r. w odniesieniu do 14 OSD, obowiązywał ustalony rok wcześniej przez Prezesa URE **3-letni okres regulacji**, który rozpoczął się 1 stycznia 2008 r. Dla tego okresu został wyznaczony uzasadniony poziom kosztów operacyjnych, strat sieciowych oraz nakładów inwestycyjnych. W tym celu przeprowadzono benchmarking, wykorzystując narzędzia ekonometryczne oraz analizy porównawcze. W procesie taryfowania 2008 r. zastosowanie miały więc nadal modele służące do oceny efektywności operacyjnej, uzasadnionego poziomu strat sieciowych oraz nakładów inwestycyjnych, wprowadzone wraz z rozpoczęciem 1 stycznia 2008 r. nowego okresu regulacji. Skrócony opis modeli został zamieszczony w raporcie za 2007 r.

Nie uległ zmianie w stosunku do ubiegłego roku sposób oceny uzasadnionego poziomu pozostałych elementów przychodu regulowanego, nie objętych oceną przy zastosowaniu modeli ekonometrycznych, takich jak: amortyzacja, podatki oraz wielkość zwrotu z kapitału. Ocenę przeprowadzono przy wykorzystaniu prostej analizy porównawczej.

Mając na uwadze konieczność zapewnienia przedsiębiorstwom dystrybucyjnym (OSD) oraz OSP zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność sieciową, Prezes URE w kolejnych taryfach ustala jego uzasadnioną wielkość w oparciu o Wartość Regulacyjną Aktywów (WRA) oraz koszt kapitału uwzględniając modelowe wielkości nakładów inwestycyjnych. Stosowana przez Regulatora formuła obliczania zwrotu z kapitału ma charakter bodźcowy. W przypadku, gdy przedsiębiorstwa zrealizują inwestycje ponad uzgodniony plan rozwoju, finansowe skutki tych inwestycji będą uwzględnione w kolejnych taryfach.

Metodologię, mającą charakter wytycznych w zakresie kalkulacji taryf, służącą m.in. określeniu uzasadnionego poziomu przychodu regulowanego przedsiębiorstw energetycznych, przygotowuje Regulator. Przedsiębiorstwa energetyczne opracowują taryfy zawierające ceny i stawki opłat, które następnie przedkładają Prezesowi URE do zatwierdzenia. Struktura taryfy ustalonej przez przedsiębiorstwo zależy natomiast od rodzaju prowadzonej przez nie działalności energetycznej i wynika bezpośrednio z przepisów prawa. Rolą organu regulacyjnego jest w tym zakresie czuwanie nad zgodnością struktury taryfy z wymogami formalnymi.

Do obowiązków przedsiębiorstwa elektroenergetycznego prowadzącego działalność polegającą na przesyłaniu lub dystrybucji (przedsiębiorstwa sieciowe) należy zapewnienie odbiorcom właściwej jakości dostaw energii elektrycznej przy minimalizacji ponoszonych nakładów i kosztów. Natomiast Regulator jest zobowiązany kontrolować dotrzymywanie przez przedsiębiorstwa sieciowe standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz na wniosek odbiorcy parametrów jakościowych energii elektrycznej¹⁴⁾.

¹⁴⁾Zgodnie z ustawą z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 z późn. zm.).

W związku z tym w URE jest realizowane zadanie: „Krajowy raport benchmarkingowy nt. jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz opracowanie zestawu danych i informacji dla europejskiego raportu benchmarkingowego”¹⁵⁾.

Wyniki zadania powinny umożliwić Regulatorowi zastosowanie ujednoczonego sposobu oceny poziomu jakości energii elektrycznej zgodnego z najlepszymi praktykami międzynarodowymi. Zastosowanie badań porównawczych (benchmarkingu) oraz porównanie z innymi krajami europejskimi ułatwi weryfikację danych jakościowych uzyskanych od przedsiębiorstw sieciowych, które obecnie są nieporównywalne i niejednorodne. Prawidłowo zdefiniowany i wyznaczony poziom jakości może stanowić podstawę do powiązania jakości obsługi odbiorców oraz dostarczanej odbiorcom energii elektrycznej, a w szczególności jakości handlowej, ciągłości dostawy oraz jakości napięcia, z poziomem zatwierdzanych przez Regulatora taryf.

Opracowane w wyniku realizacji zadania zalecenia i rekomendacje mogą stanowić podstawę do wprowadzenia regulacji jakościowej dostaw energii elektrycznej w kraju, co znacznie wzmocni pozycję odbiorcy. Wstępem do takiej regulacji jakościowej jest wymagane przez obecnie obowiązujące przepisy prawa publikowanie na stronach internetowych OSP/OSD informacji na temat ciągłości dostaw przy użyciu wskaźników SAIDI, SAIFI dla przerw długich planowanych i nieplanowanych oraz wskaźnika MAIFI dla przerw krótkich.

Bilansowanie

Podobnie jak w latach poprzednich, Operator Systemu Przesyłowego prowadził bilansowanie systemu przesyłowego i zarządzanie ograniczeniami zgodnie z zasadami zawartymi w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z 10 lutego 2006 r. W 2008 r. decyzja ta była zmieniona trzykrotnie. Zmiany wynikały z konieczności zmiany mechanizmów bilansowania związane z dostosowaniem rozwiązań określonych w instrukcji do zmienionych przepisów prawnych, zmiany zasad rozliczania na rynku bilansującym kosztów wytwarzania wymuszonego energii elektrycznej, wprowadzenia odmiennych zasad rozliczeń na rynku bilansującym energii pochodzącej z wiatraków oraz przesunięcia bramki zgłoszeń na rynku bilansującym na 13:00. Podstawowe zasady funkcjonowania rynku bilansującego oraz modelu krajowego rynku energii elektrycznej nie uległy zmianie.

Rozliczenia za niezbilansowanie na rynku bilansującym odbywały się na podstawie cen rozchylonych, a formuła ich wyznaczania opierała się na cenach średnich ważonych z wykorzystanych ofert przyrostowych i redukcyjnych składanych przez wytwórców¹⁶⁾. Podstawową jednostką rozliczeniową za niezbilansowanie jest 1 kWh. Umożliwia to tworzenie małych grup bilansujących, w szczególności dla małych odbiorców i znosi tym samym kolejną barierę uczestnictwa w rynku bilansującym podnoszoną przez uczestników rynku. W tab. 3.1. przedstawiono ogólną charakterystykę zasad bilansowania.

Tabela 3.1. Bilansowanie – charakterystyka

Wskaźnik	Opis funkcjonowania
Okres	60 min.
Obszar	Jeden, centralnie – na poziomie sieci przesyłowej
Godzina zamknięcia RB bramki zgłoszeń umów sprzedaży energii elektrycznej na rynek bilansujący	13:00
Typowe opłaty za usługę bilansowania	Dla odbiorców (wyznaczone dla każdej godziny): CROz – cena rozliczeniowa odchylenia zakupu energii na Rynku Bilansującym, obliczana jako średnia ważona ze wszystkich cen korekty pozycji kontraktowej wykorzystanych do rozliczenia redukcji generacji dla poszczególnych Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych

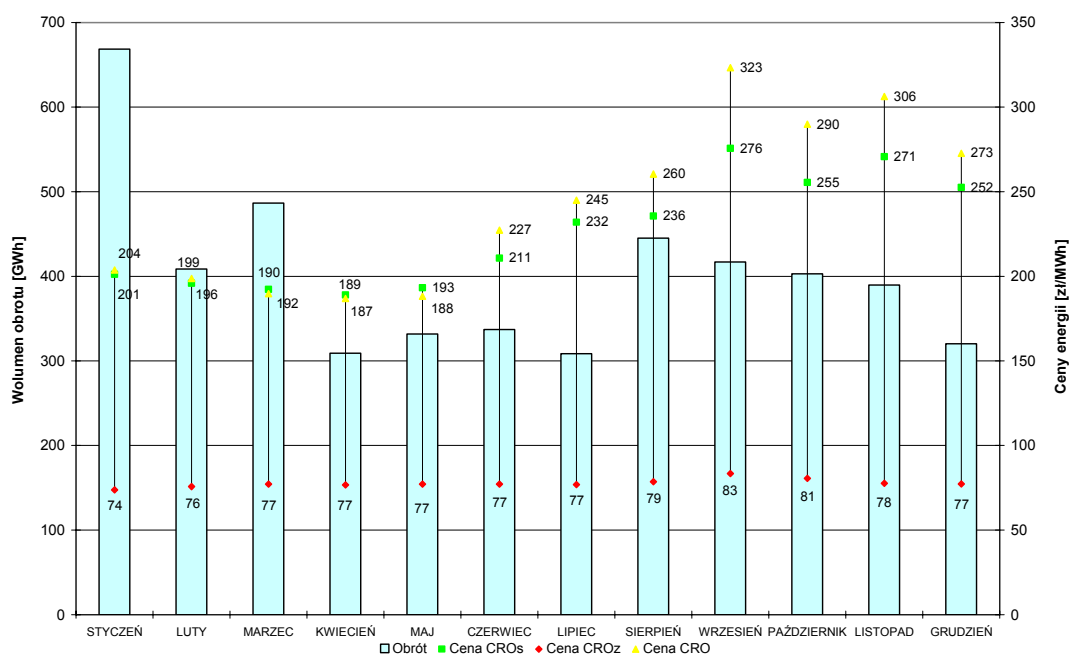
¹⁵⁾ W ramach projektu Transition Facility PL-2006/018-180.02.04 „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii – komponent 2” część B. Przy programowaniu zadania wykorzystywane były informacje uzyskane podczas prac Grupy Zadaniowej ds. Jakości Obsługi Odbiorców i Dostaw Energii Elektrycznej (CEER EQS TF) działającej w ramach Grupy Roboczej ds. Elektrycznych (CEER EWG) Rady Europejskich Regulatorów Energii (CEER).

¹⁶⁾ Formuła cen średnich ważonych pozwoliła w przeszłości na zmniejszenie kosztów uczestnictwa w rynku bilansującym, co przyczyniło się do zniesienia podstawowej bariery dostępu do rynku, podnoszonej przez uczestników rynku, jak również stworzyła lepsze warunki dla realizacji zasady dostępu stron trzecich do sieci (TPA). Jednak w sytuacji, gdy na rynku hurtowym jest obserwowany poważny wzrost i zmienność cen energii elektrycznej, rozpoczęto prace nad zmianą tych zasad. Formuła rozliczeń oparta na cenach krańcowych pozwoli uniknąć niepożądanych zachowań na rynku konkurencyjnym, objawiających się m.in. przenoszeniem obrotu z segmentów podstawowych na rynek bilansujący.

w godzinie h , pomniejszona o stały składnik ΔK^-
 CROs – cena rozliczeniowa odchylenia sprzedaży energii z Rynku Bilansującego, obliczana jako średnia ważona ze wszystkich cen korekty pozycji kontraktowej wykorzystanych do rozliczenia przyrostu generacji dla poszczególnych Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych w godzinie h , powiększona o stały składnik ΔK^+

Źródło: URE.

Na rys. 3.3. przedstawiono średnie miesięczne wolumeny energii elektrycznej oraz ceny rozliczeniowe za niezbilansowanie na rynku bilansującym.



Rysunek 3.3. Wolumen obrotu i średnie ceny energii elektrycznej na rynku bilansującym w 2008 r. (Źródło: URE)

Oferty bilansujące składane przez wytwórców uczestniczących w mechanizmie bilansowania są składane niezależnie dla poszczególnych jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD). Składanie ofert przez wytwórców posiadających JWCD jest obligatoryjne. Taka zasada działania zapobiega w określonym stopniu nadmiernej koncentracji w tym segmencie rynku, choć nie można wykluczyć możliwości wykorzystywania siły rynkowej przez dominujących uczestników rynku, działających zgodnie ze strategią skonsolidowanych przedsiębiorstw. Ograniczaniu siły rynkowej – w tym zapobieganiu ustalaniu cen z ofert bilansujących na bardzo wysokim poziomie, nieuzasadnionym warunkami rynkowymi – służy mechanizm rozliczania energii w ramach generacji wymuszonej. Jest on stosowany w przypadku braku możliwości wykorzystania oferty bilansującej po cenie ofertowej, o ile jest ona niezbędna z punktu widzenia niezawodności i bezpieczeństwa pracy KSE. W związku z dynamicznie rosnącym zapotrzebowaniem na energię elektryczną w I półroczu 2008 r. można było zaobserwować zmniejszony poziom rezerw mocy w systemie, który – w ocenie Prezesa URE – w wielu przypadkach wynikał z wycofywania ekonomicznego jednostek wytwórczych z rynku (brak rozdziału uprawnień do emisji CO₂, brak przeniesienia w cenie energii w pełni cen uprawnień do emisji CO₂). Działania takie, mogły w ocenie Prezesa URE powodować zagrożenie niezawodności i bezpieczeństwa pracy KSE, dlatego też zostały zgłoszone do Prezesa UOKiK, który jednak nie dopatrywał się w nich niczego, co byłoby niezgodne z prawem konkurencji. W drugiej połowie 2008 r. operator systemu przesyłowego nie informował Prezesa URE o działaniach uczestników rynku, które mogłyby mieć znamiona wykorzystywania siły rynkowej lub wynikające z nadmiernej koncentracji na rynku bilansującym.

3.1.3. Efektywny unbundling

Wdrażając przepisy dyrektyw energetycznych do prawa krajowego, polski ustawodawca przyjął zasadę, że operatorzy systemów, na wniosek właściciela infrastruktury, są wyznaczani przez Prezesa URE decyzją administracyjną (art. 9h ust. 1 u-Pe)¹⁷⁾. Ponadto dalsze przepisy nowelizujące u-Pe wprowadziły szereg obostrzeń wobec podejmowania działań przez OSD. Wymagania te dotyczą niezależności pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz niezależności podejmowania decyzji związanych z działalnością operatorską (art. 9d ust. 1 i 2 u-Pe).

Realizacja unbundlingu w Polsce następowała stopniowo. Ostatecznie proces przekształceń, prowadzący do uzyskania faktycznej niezależności OSD i tym samym spełnienia wymogów formalno-prawnych, został zakończony pod koniec 2008 r. Od 1 stycznia 2009 r. wszyscy wydzieleni prawnie OSD na mocy decyzji Prezesa URE posiadają status OSD obowiązujący do końca okresu ważności koncesji na dystrybucję energii elektrycznej.

W Polsce na koniec 2008 r. funkcjonował jeden OSP – PSE Operator SA, który jest jednoosobową spółką Skarbu Państwa i właścicielem majątku przesyłowego. Operator stara się o wykreowanie samodzielnego wizerunku: w połowie czerwca 2008 r. przeprowadził się do własnej siedziby, posiada stronę internetową, nie mającą odniesień do przedsiębiorstw, z którymi wcześniej był powiązany. W dystrybucji było 20 operatorów spółek dystrybucyjnych, w tym 14 wydzielonych prawnie z dawnych spółek dystrybucyjnych oraz sześciu tzw. operatorów lokalnych. Większość wydzielonych prawnie OSD funkcjonuje w ramach grup kapitałowych, będących przedsiębiorstwami energetycznymi pionowo zintegrowanymi. Nadzór właścicielski nad OSD sprawuje w większości Skarb Państwa – pośrednio przez będące jego własnością spółki holdingowe lub spółki-matki, z których wydzielona została działalność operatorska i przeniesiona do nowoutworzonych spółek. Jedynie w przypadku dwóch OSD ich właścicielami są spółki, w których głównymi akcjonariuszami są firmy zagraniczne. W odniesieniu do sześciu lokalnych operatorów zastosowano zasadę 100 000 odbiorców.

Tabela 3.2. Charakterystyka unbundlingu, stan na 31 grudnia 2008 r.

Wyszczególnienie	Ilość	
OSP – rozdział właścicielski	1*	* Od 1 stycznia 2007 r.
OSD – rozdział właścicielski	0	** Od 1 stycznia 2008 r.
OSP – wyodrębnienie prawne, posiadanie majątku (sieci)	1**	
OSP – wyodrębnienie prawne, brak majątku (sieci)	0	
OSD – wyodrębnienie prawne, posiadanie majątku (sieci)	14	
OSD – wyodrębnienie prawne, brak majątku (sieci)	0	

Źródło: URE.

Proces uzyskiwania przez operatorów pełnej niezależności przebiega powoli. Niewątpliwym utrudnieniem dla tego procesu jest pozostawianie przez operatorów w strukturach pionowo zintegrowanych oraz w rozbudowanych strukturach grup kapitałowych, gdzie zapewnienie niezależności operatora nie sprzyja realizacji celu maksymalizacji korzyści grupy. O ile ocena formalna, z punktu widzenia wypełniania przez OSD wymagań przepisów prawa, nie budzi zastrzeżeń w większości przypadków, to ocena faktycznej niezależności OSD, popartej choćby próbą zbudowania odrębnego wizerunku, pozostawia pewne wątpliwości.

Jako pozytywną zmianę, świadczącą o postępie w uzyskiwaniu niezależności, należy odnotować rozdzielenie siedziby operatora systemu od siedziby spółki obrotu, której dokonało dziesięciu OSD, spośród których sześciu poprzez fizyczną zmianę adresu siedziby. W pozostałych czterech przypadkach rozdział dokonał się przez podział pomieszczeń/budynków. Z czterech operatorów, którzy nie dokonali rozdzielenia siedziby – dwóch deklaruje jej zmianę do końca 2009 r.

Dziewięciu operatorów utworzyło własne punkty obsługi klienta – ich liczba na terenie działania poszczególnych OSD waha się od 1 do 54. Punkty obsługi niektórych OSD świadczą usługi kompleksowe obsługi klientów detalicznych rozumianej jako obsługa zarówno w zakresie działalności dystrybucyjnej, jak i w zakresie działalności związanej z obrotem realizowanym przez wybranych sprzedawców. Wszystkie przedsiębiorstwa OSD posiadają własne strony internetowe, nazwy, natomiast

¹⁷⁾ Implementacja dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r.: 2003/54/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i 2003/55/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego, do prawa polskiego została dokonana w ramach nowelizacji u-Pe ustawą z 4 marca 2005 r. Przepisy te weszły w życie 3 maja 2005 r.

logo jest w większości przypadków wspólne w ramach grup z których przedsiębiorstwa te zostały wydzielone.

W ocenie Regulatora operatorzy powoli, ale jednak skutecznie uświadamiają sobie, jak ważną rolę odgrywać powinni w zapewnieniu równego traktowania użytkowników systemu elektroenergetycznego i realizacji zasady równego dostępu do sieci wszystkich uczestników rynku.

Problemy do rozwiązania. Wątpliwości Prezesa URE budzi sposób wydzielenia operatorów systemów dystrybucyjnych oraz działalność części OSD po ich wyznaczeniu. Wobec niektórych OSD wątpliwości przełożyły się na ograniczenie wyznaczenia na czas określony (do 31 grudnia 2008 r.), niezbędny do zakończenia przekształceń, pozwalających im funkcjonować bez stosowania dodatkowych rozwiązań formalno-prawnych (rozwiązania te polegały na dokonaniu zmian w statutach spółek oraz przekazaniu innym osobom, odrębnym od OSD, wykonywania praw i obowiązków wynikających z akcji/udziałów posiadanych przez OSD w innych podmiotach na czas wykonywania funkcji OSD lub do czasu zakończenia procesu przekształceń). Część OSD wykonuje nadal działania w zakresie obsługi odbiorców na rzecz przedsiębiorstw obrotu, co w ocenie Regulatora nie gwarantuje pełnej niezależności operatora.

Czynnikiem odgrywającym bardzo ważną rolę, w zapewnieniu równego traktowania użytkowników systemu, jest zmiana wizerunku przedsiębiorstw energetycznych, tak aby odbiorcy przestali utożsamiać operatora systemu dystrybucyjnego i przedsiębiorstwo obrotu (też wydzielone z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo), a tym samym dostrzegać w wydzielonym przedsiębiorstwie obrotu jedynego sprzedawcę energii na terenie działania danego operatora systemu. Osiągnięciu tego celu służy m.in. rozdzielenie siedzib obydwu przedsiębiorstw i utworzenie odrębnych punktów obsługi klienta.

W przypadku przedsiębiorstw pionowo zintegrowanych niewątpliwie, zarówno z punktu widzenia klientów, jak i ekonomiki tych przedsiębiorstw, zasadne jest utworzenie centrów kompleksowej obsługi klienta. Jednakże wobec regulacji zawartych w u-Pe, tak zdefiniowane centra kompleksowej obsługi nie mogą być ulokowane w strukturach OSD.

Niezwykle ważnym elementem wizerunku firmy jest jej nazwa. W kilku przypadkach doszło do wzmocnienia konotacji nazwy operatora z nazwą grupy. Jako uzasadnienie takiego działania wskazano trwający proces przygotowania systemu identyfikacji wizualnej grupy – co Regulator ocenia jako działanie negatywne z punktu widzenia potrzeby budowania odrębnego wizerunku OSD – podmiotu neutralnego na rynku.

Ważnym czynnikiem wpływającym na zapewnienie niezależności operatora systemu dystrybucyjnego jest opracowanie przez niego i wdrożenie programu (tzw. programu zgodności), w którym określone są przedsięwzięcia mające na celu zapewnienie niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu i obowiązki pracowników w tym zakresie. Operatorzy przedstawiają Prezesowi URE, do 31 marca każdego roku, sprawozdania zawierające opisy działań podjętych w roku poprzednim w celu realizacji programów zgodności.

W chwili obecnej nie ma narzędzi regulacyjnych pozwalających na interwencję Regulatora w sytuacji, gdy wyznaczeni operatorzy naruszają warunki niezależności. W związku z tym Prezes URE opracował kompleksowe propozycje zmian do u-Pe, mające na celu wzmocnienie własnych kompetencji w zakresie regulowania działalności operatorów systemów dystrybucyjnych, które wraz z innymi propozycjami zmian dotyczącymi niezależności Regulatora i wzmocnienia narzędzi regulacji zostały przedstawione Ministrowi Gospodarki, posiadającemu inicjatywę ustawodawczą w tej materii.

W myśl proponowanych regulacji, program zgodności byłby zatwierdzany przez Prezesa URE w formie decyzji administracyjnej, co dawałoby Regulatorowi możliwość wpływu na kształt wykonywanych przez operatorów zadań oraz funkcji. Wdrożenie proponowanych zmian powinno przyczynić się do zwiększenia transparentności rynku i ułatwić zmianę sprzedawcy, a zatem rozwój konkurencji.

Ponadto zaproponowano także wprowadzenie jednoznacznych przepisów nakładających na operatorów sankcje za np. niewdrożenie „programów zgodności” w wyznaczonym terminie, brak lub opieszałość w realizacji programów, a także za działania niezgodne z zapisami ww. programów. Propozycje URE zmierzały także do zobowiązania operatorów systemów elektroenergetycznych do obowiązkowego informowania o przekształceniach spółki i podejmowania nowych działań w celu umożliwienia reakcji w drodze wydania decyzji zakazującej wykonywania określonego rodzaju działalności. Ostatecznie zdecydowano się poprzestać na obowiązkach informacyjnych z rozszerzeniem uprawnień Prezesa URE do wymierzania kar pieniężnych za naruszenie warunków niezależności.

3.2. Zagadnienia z zakresu ochrony i promowania konkurencji [art. 23(8) i 23(1)(h)]

3.2.1. Charakterystyka rynku sprzedaży hurtowej

Handel hurtowy energią elektryczną w 2008 r. odbywał się przede wszystkim na podstawie niestandardyzowanych kontraktów bilateralnych (krótko- i średnioterminowych) oraz w ramach kontraktów długoterminowych (KDT). W niewielkim stopniu transakcje zawierane były na Towarowej Giełdzie Energii SA oraz na wirtualnych platformach obrotu energią.

Tabela 3.3. Wielkość sprzedaży (elektrownie systemowe, w TWh)

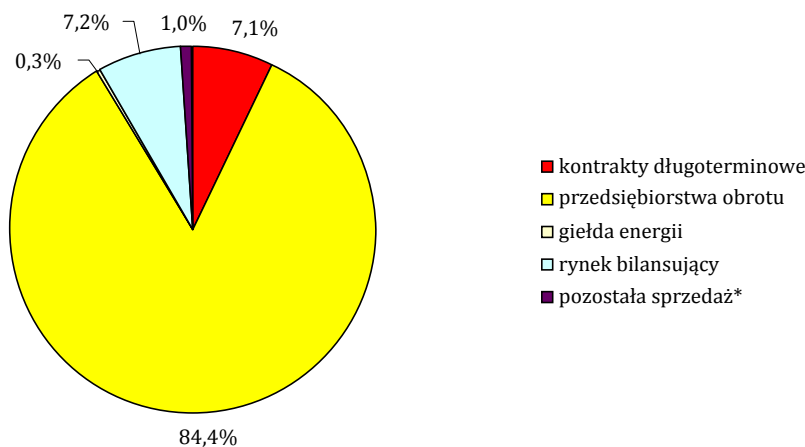
Rok	Ogółem	W KDT*	W kontraktach dwustronnych	Na rynku spot	Na rynku bilansującym**	Na rynku terminowym
2007	123,30	38,88	75,42	0,49	8,51	0
2008	117,26	8,37	100,10	0,33	8,46	0

* Segment regulowany.

** Łącznie z tzw. generacją wymuszoną względami systemowymi.

Źródło: URE.

Sprzedaż w ramach kontraktów długoterminowych stanowiła w 2008 r. około 7,1% całkowitej sprzedaży wytwórców systemowych i miała miejsce tylko w I kwartale ubiegłego roku. 1 kwietnia 2008 r. zostały rozwiązane – obowiązkowe do tej pory – kontrakty długoterminowe. Jednak energia z tych kontraktów została w pełni przeniesiona do transakcji bilateralnych, nie zwiększając płynności rynku chwilowego (spotowego, w tym giełdy). W 2008 r. największy udział – ponad 84% – miała sprzedaż na podstawie kontraktów dwustronnych (do spółek obrotu).



* Pozostała sprzedaż obejmuje m.in. sprzedaż do odbiorców końcowych.

Rysunek 3.4. Struktura sprzedaży wytwórców systemowych w 2008 r. (Źródło: URE)

Liczba przedsiębiorstw obrotu w 2008 r. wyniosła 332 (w 2007 r. – 319). W procesie monitorowania rynku energii elektrycznej Prezes URE badał podmioty aktywne na rynku hurtowym. Jako kryterium badania ustalono obrót z działalności koncesjonowanej wynoszący powyżej 5 mln PLN. W 2007 r. liczba takich przedsiębiorstw wyniosła 41, natomiast w 2008 r. – 42. Należy jednak wskazać, że w tej grupie znajduje się 14 przedsiębiorstw wyodrębnionych z dawnych spółek dystrybucyjnych (tzw. zasiedziałe przedsiębiorstwa obrotu), które są aktywne głównie w segmencie detalicznym.

W tab. 3.4. i 3.5. jest pokazana struktura aktywności przedsiębiorstw obrotu oraz struktura zaopatrzenia i sprzedaży energii elektrycznej.

Tabela 3.4. Źródła zakupu energii elektrycznej przedsiębiorstw obrotu w 2008 r. [w TWh]

	Przedsiębiorstwa wytwórcze	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii	Rynek bilansujący	Import	Pozostały zakup	Razem
Niezasiedziałe*	97,9	97,3	1,5	0,7	3,6	0,0	200,9
Zasiedziałe**	25,0	100,8	0,5	2,9	0,8	0,1	130,0
Razem	122,9	198,1	2,0	3,6	4,3	0,1	330,9

* Niezasiedziałe – przedsiębiorstwa obrotu niewyodrębnione z grup pionowo skonsolidowanych.

** Zasiedziałe – przedsiębiorstwa obrotu wyodrębnione z grup pionowo skonsolidowanych (tzw. „przedsiębiorstwa obrotu” – dawne SD).

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.

Tabela 3.5. Struktura sprzedaży energii elektrycznej przedsiębiorstw obrotu w 2008 r. [w TWh]

	Odbiorcy końcowi	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Pozostała sprzedaż***	Razem
Niezasiedziałe*	6,3	188,6	1,4	0,6	3,1	0,8	200,9
Zasiedziałe**	112,7	3,5	0,3	1,8	0,4	11,4	130,1
Razem	119,0	192,1	1,7	2,5	3,5	12,2	331,0

* Niezasiedziałe – przedsiębiorstwa obrotu niewyodrębnione z grup pionowo skonsolidowanych.

** Zasiedziałe – przedsiębiorstwa obrotu wyodrębnione z grup pionowo skonsolidowanych (tzw. „przedsiębiorstwa obrotu” – dawne SD).

*** Pozostała sprzedaż obejmuje m.in. ilość energii elektrycznej sprzedawanej OSP, OSD oraz przedsiębiorstwom wytwórczym.

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.

Sytuacja w 2008 r. była podobna do stanu z 2007 r. Dominacja w handlu hurtowym transakcji bilateralnych była głównym czynnikiem niskiego wolumenu obrotu na Towarowej Giełdzie Energii SA. Transakcje na Rynku Dnia Następnego (RDN) stanowiły ok. 1,8% całkowitej sprzedaży do odbiorców końcowych. W listopadzie 2008 r. TGE SA uruchomiła Rynek Terminowy Energii Elektrycznej, na którym notowane są kontrakty typu *forward* z fizyczną dostawą zakontraktowanej energii elektrycznej. W 2008 r. nie były zawarte żadne tego rodzaju transakcje. Uprawnione do zawierania transakcji na TGE SA na rynku dnia następnego były 33 przedsiębiorstwa obrotu energią. W 2008 r. te transakcje miały nadal charakter bilansujący (poprawa pozycji przed zamknięciem bramki na rynku bilansującym). Uczestnicy rynku mogą korzystać także z usług tzw. wirtualnych platform obrotu energią, takich jak: Platforma Obrotu Energią Elektryczną, Kantor Energii, TFS¹⁸⁾, przy czym udział platform tego typu w ogólnym wolumenie obrotu energią elektryczną jest póki co niewielki. Niemniej obecnie może być porównywalny z obrotami na TGE SA. Prezes URE nie posiada informacji na temat największego uczestnika polskiego rynku w transakcjach giełdowych, ponieważ TGE SA jest pod nadzorem Komisji Nadzoru Finansowego, a informacje takie nie są przez giełdę publikowane.

Dominacja kontraktów dwustronnych na rynku hurtowym, a także koncentracja obrotu wewnątrz grup pionowo-skonsolidowanych (w 2008 r. łączny wewnętrzny obrót w czterech grupach stanowił 52,3% w całym obrocie hurtowym) skutkują niewielką płynnością i brakiem transparentności polskiego rynku energii elektrycznej. Brak transakcji sprzedaży energii na rynku chwilowym (spotowym, w tym na giełdzie) powoduje, że nie jest możliwe określenie wiarygodnej ceny odniesienia dla transakcji zawieranych na rynku fizycznych dostaw energii. Brak transakcji na rynkach terminowych utrudnia ocenę opłacalności realizacji inwestycji w nowe źródła wytwarzania energii elektrycznej

¹⁸⁾ *Internetowa Platforma Obrotu Energią Elektryczną* – *poee* jest wirtualnym placem handlowym przeznaczonym do zawierania różnego rodzaju transakcji kupna/sprzedaży energii i praw majątkowych dla wszystkich producentów energii, spółek dystrybucyjnych i obrotu, a także dla odbiorców energii korzystających z zasady TPA.

Kantor Energii – to elektroniczny system handlu energią elektryczną w formie notowań ciągłych na wszystkie 24 godziny dostaw na „dzień do przodu” w sesji porannej i „dwa dni do przodu” w sesji popołudniowej. Wszystkie transakcje kupna i sprzedaży zawierane są pomiędzy Uczestnikiem a JAC EnTra poprzez wybranie przez Uczestnika rodzaju i godziny transakcji i „kliknięcie” na oferowanej przez EnTra cenie.

TFS (Tradition Financial Services) – jest wirtualną platformą obrotu, prowadzoną przez niemiecką firmę brokerską. Oferuje możliwość zawierania różnego rodzaju transakcji OTC opartych na różnorodnych produktach, w tym energetycznych (takich jak energia elektryczna, gaz ziemny, ropa naftowa i jej produkty itp.) lub instrumentach pochodnych. Zawierane kontrakty mogą być związane z fizyczną dostawą produktów będących przedmiotem obrotu, jak też mogą mieć charakter finansowy.

(tzw. cena *new entry*). Ze względu na brak transakcji terminowych w 2008 r. nie jest możliwe określenie otwartych pozycji kontraktowych (*open interest*) oraz różnicy pomiędzy składanymi ofertami sprzedaży i zakupu energii na giełdzie (*spread between bids and offers*).

Integracja polskiego rynku energii elektrycznej z rynkami krajów sąsiednich jest uwarunkowana przede wszystkim koordynacją mechanizmu zarządzania transgranicznymi mocami przesyłowymi oraz odpowiednim stopniem połączeń międzysystemowych. Zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi na granicach pomiędzy Polską a Niemcami, Czechami i Słowacją, odbywa się w sposób skoordynowany (patrz pkt 3.1. raportu), mimo braku wdrożenia skoordynowanego mechanizmu udostępniania transgranicznych mocy przesyłowych w całym regionie Europy Środkowo-Wschodniej. Współpraca OSP w ramach Inicjatyw Regionalnych ERGEG doprowadziła do opracowania Zasad Aukcji dla w pełni skoordynowanego mechanizmu zarządzania ograniczeniami w całym regionie. Z powyższego punktu widzenia można uznać, że rynek polski ma charakter sub-regionalny.

Istotnym ograniczeniem dla integracji polskiego rynku z krajami sąsiednimi jest niewystarczający poziom transgranicznych zdolności przesyłowych. W znacznym stopniu przyczynia się do tego wspomniany wcześniej wzrastający poziom generacji wiatrowej w północnej części Niemiec (TRM).

Odnosząc się do połączeń międzysystemowych z innymi państwami członkowskimi należy stwierdzić, że połączenie SwePol Link nie należy do PSE Operator SA – jedyne operatora systemu przesyłowego w Polsce, zgodnie z u-Pe (patrz pkt 3.1.2. raportu). Stąd też nie jest ono udostępniane przez PSE Operator SA na warunkach rynkowych. W ramach Inicjatyw Regionalnych ERGEG powstał raport opracowany wspólnie przez Regulatorów i operatorów systemów przesyłowych, zgodnie z którym integracja rynków polskiego i skandynawskiego powinna odbywać się w ramach łączenia rynków (*market coupling*). Będzie to możliwe po zmianie struktury własnościowej połączenia SwePol Link tj. po przejęciu tego połączenia przez operatorów systemów przesyłowych.

Połączenie transgraniczne w Litwę jest obecnie we wstępnej fazie realizacji.

W związku z powyższym obecnie nie można wskazać stopnia integracji rynku polskiego z rynkami: skandynawskim i Litwą.

Innym ograniczeniem dalszej transgranicznej integracji jest brak odpowiedniej płynności polskiego rynku giełdowego, co ma znaczenie w przypadku wdrażania aukcji niejawnych (*implicit*)¹⁹⁾.

Stosunkowo niewielki stopień połączeń międzysystemowych oznacza ograniczoną korelację cenową polskiego rynku z innymi. Informacje z rynków sąsiednich nie mają bezpośredniego przełożenia na rynek energii elektrycznej w Polsce. Przyczynia się do tego niski wolumen obrotu na polskim rynku giełdowym. Ocena korelacji cen na rynkach krajowych, przy tak marginalnym poziomie płynności rynku spotowego w Polsce, może być nieuzasadniona ze względu na możliwość wystąpienia dużego błędu. Inną przyczyną tego stanu rzeczy są różne waluty krajowe.

Zakończenie przekształceń własnościowych i restrukturyzacji w sektorze elektroenergetycznym prowadzone było w oparciu o *Program dla elektroenergetyki* przyjęty przez Radę Ministrów 28 marca 2006 r. W ramach działań konsolidacyjnych utworzono cztery następujące Grupy Energetyczne:

- PGE Polska Grupa Energetyczna SA z siedzibą w Lublinie utworzona na bazie holdingu BOT Górnictwo i Energetyka SA (obecnie PGE Górnictwo i Energetyka SA), Zespołu Elektrowni Dolna Odra SA, aktywów pozostałych po wydzieleniu z PSE SA Operatora Systemu Przesyłowego wraz z majątkiem oraz osiem spółek dystrybucyjnych tj. Zakład Energetyczny Białystok SA, Zakład Energetyczny Warszawa-Teren SA, Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego SA, Lubelskie Zakłady Energetyczne SA, Zamojska Korporacja Energetyczna SA, Rzeszowski Zakład Energetyczny SA, Łódzki Zakład Energetyczny SA oraz Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA,
- TAURON Polska Energia SA z siedzibą w Katowicach została utworzona przez konsolidację kapitałową następujących spółek: Południowy Koncern Energetyczny SA z siedzibą w Katowicach, EnergiaPro Koncern Energetyczny SA z siedzibą we Wrocławiu, ENION SA z siedzibą w Krakowie, Elektrownia Stalowa Wola SA z siedzibą w Stalowej Woli,
- ENERGA SA z siedzibą w Gdańsku utworzona została w wyniku konsolidacji Koncernu Energetycznego ENERGA SA z Zespołem Elektrowni Ostrołęka SA,

¹⁹⁾ W celu zwiększenia płynności polskiego rynku giełdowego zostały podjęte prace legislacyjne mające na celu wprowadzenie obowiązku sprzedaży energii elektrycznej przez giełdę dla wybranych grup wytwórców. Odpowiedni projekt zmiany u-Pe został przyjęty 12 maja 2009 r. przez Radę Ministrów.

- ENEA SA z siedzibą w Poznaniu utworzona w wyniku wniesienia na podwyższenie kapitału zakładowego ENEA SA wszystkich akcji, jakie Skarb Państwa posiadał w Elektrowni „Kozienice” SA z siedzibą w Świerżach Górnych.

Skarb Państwa posiada 100% udział w kapitale zakładowym następujących Grup Energetycznych: PGE Polska Grupa Energetyczna SA, TAURON Polska Energia SA, ENERGA SA. W przypadku ENEA SA, po przeprowadzonym procesie emisji akcji i wprowadzeniu akcji do obrotu publicznego na Giełdzie Papierów Wartościowych SA w Warszawie 17 listopada 2008 r. oraz po objęciu akcji z podwyższonego kapitału zakładowego przez innych akcjonariuszy, obecnie Skarb Państwa posiada 76,48% udział w kapitale zakładowym tej Spółki.

Minister Skarbu Państwa wykonuje prawa z akcji/udziałów w odniesieniu do następujących Spółek sektora elektroenergetycznego:

Lp.	Nazwa Podmiotu	Siedziba	% SP
1	Agencja Poszanowania Energii i Usług Energetyczno-Górnictwa „ENMAG-EG” Sp. z o.o.	Piekary Śląskie	17,23
2	Agencja Rynku Energii SA	Warszawa	10,10
3	Bałtycka Agencja Poszanowania Energii SA w Gdańsku	Gdańsk	5,16
4	Ciepłownia Łañcut Sp. z o.o.	Łañcut	100,00
5	Dalkia Łódź SA	Łódź	0,45
6	Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni SA	Poznań	0,22
7	Elektrociepłownia Będzin SA	Będzin	5,00
8	Elektrociepłownia EC Nowa Sp. z o.o.	Dąbrowa Górnicza	42,06
9	Elektrociepłownia Tychy SA	Tychy	0,13
10	Elektrociepłownia Zabrze SA	Zabrze	100,00
11	Elektrociepłownie Wybrzeże SA (SP-lakcja)	Gdańsk	0,00
12	Elektrownia Chorzów SA	Chorzów	100,00
13	Elektrownia Rybnik SA (SP-lakcja)	Rybnik	0,00
14	Elektrownia Stalowa Wola SA	Stalowa Wola	0,51
15	ENEA SA	Poznań	76,48
16	ENERGA Elektrownie Ostrołęka SA	Ostrołęka	0,18
17	ENERGA SA	Gdańsk	100,00
18	ENERGA-OPERATOR SA	Gdańsk	0,62
19	EnergiaPro SA	Wrocław	1,05
20	Energomix Servis Sp. z o.o.	Wrocław	1,05
21	ENION SA	Kraków	0,77
22	Enion Zarządzanie Aktywami Sp. z o.o.	Kraków	0,77
23	Fortum Częstochowa SA	Częstochowa	0,26
24	Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny SA	Gliwice	25,07
25	Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA w Warszawie	Warszawa	51,61
26	Nadwiślańska Spółka Energetyczna Sp. z o.o.	Brzeszcze	100,00
27	PGE Dystrybucja Łódź-Teren SA	Łódź	0,43
28	PGE Elektrociepłownia Gorzów SA	Gorzów Wlk.	5,93
29	PGE Elektrownia Bełchatów SA	Rogowiec	0,01
30	PGE Elektrownia Opole SA	Brzezie k/Opola	16,04
31	PGE Elektrownia Turów SA	Bogatynia	0,04
32	PGE ENERGIA SA	Lublin	15,00
33	PGE Górnictwo i Energetyka SA	Łódź	15,00
34	PGE Lubelskie Zakłady Energetyczne SA w Lublinie	Lublin	0,69
35	PGE Łódzki Zakład Energetyczny SA	Łódź	0,99
36	PGE Polska Grupa Energetyczna SA	Lublin	100,00
37	PGE Rzeszowski Zakład Energetyczny SA	Rzeszów	0,27
38	PGE Zakład Energetyczny Białystok SA	Białystok	0,47
39	PGE Zakład Energetyczny Warszawa-Teren SA	Warszawa	0,72
40	PGE Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego SA	Skarżysko-Kam.	0,22
41	PGE Zamojska Korporacja Energetyczna SA	Zamość	0,39
42	PGE Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz SA	Bydgoszcz	0,39
43	PGE Zespół Elektrowni Dolna Odra SA	Nowe Czarnowo	0,35
44	Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA	Konstancin-Jeziorna	100,00
45	Południowy Koncern Energetyczny SA	Katowice	0,05
46	Pomorska Agencja Poszanowania Energii Sp. z o.o. w Bydgoszczy	Bydgoszcz	33,33
47	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Katowice SA	Katowice	0,17
48	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Chrzanowie	Chrzanów	49,00
49	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	Ustrzyki Dolne	2,09
50	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Dąbrowie Górniczej SA	Dąbrowa Górnicza	100,00
51	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Śremie SA	Śrem	7,35
52	Tauron Polska Energia SA	Katowice	100,00
53	Towarowa Giełda Energii SA	Warszawa	22,34

54	Vattenfall Heat Poland SA	Warszawa	25,19
55	Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Legnicy SA	Legnica	100,00
56	Zakład Produkcyjno-Remontowy Energetyki Jedlicze Sp. z o.o.	Jedlicze	100,00
57	Zakłady Pomiarowo-Badawcze Energetyki ENERGOPOMIAR Sp. z o.o.	Gliwice	8,95
58	Zespół Elektrociepłowni Bytom SA	Bytom	100,00
59	Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA SA	Wrocław	3,68
60	Zespół Elektrowni Pątnów Adamów Konin SA	Konin	50,00
61	Zespół Elektrowni Wodnych Niedzica SA	Niedzica	100,00

W 2008 r. został przeprowadzony I etap procesu prywatyzacji ENEA SA przez emisję nowych akcji i wprowadzenie do obrotu publicznego na Giełdzie Papierów Wartościowych SA w Warszawie wszystkich akcji tej Spółki.

W przypadku pozostałych Spółek sektora elektroenergetycznego Minister Skarbu Państwa w 2008 r. i w ciągu 5 miesięcy 2009 r. przeprowadził procesy prywatyzacyjne następujących podmiotów tego sektora:

Lp.	Nazwa podmiotu	Siedziba	Wielkość zbytych pakietów	Zakończenie prywatyzacji	Uwagi
1	Przedsiębiorstwo Energetyczne MEGAWAT Sp. z o.o.	Czerwionka Leszczyny	100%	2008	
2	Elektrociepłownia Białystok SA	Białystok	30%	2008	
3	Elektrownia Skawina SA	Skawina	25%	2008	
4	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Śremie SA	Śrem	49%	2008	
5	PGE Elektrownia Bełchatów SA	Bełchatów	16,03%	2008	
6	PGE Elektrownia Turów SA	Bogatynia	16%	2008	
7	PGE KWB Bełchatów SA	Bełchatów	16,25%	2008	
8	PGE Elektrownia Opole SA	Opole	16,04%	2008	Przeniesienie własności nastąpi do 31.12.2009 r.
9	PGE KWB Turów SA	Bogatynia	15,46%	2008	Przeniesienie własności nastąpi do 31.12.2009 r.
10	Elektrociepłownia Kraków SA	Kraków	28%	2009	
11	Vattenfall Heat Poland SA	Warszawa	25,19%	2009	Przeniesienie własności nastąpi do 31.07.2009 r.
12	Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny SA	Gliwice	25,07%	2009	Przeniesienie własności nastąpi do 31.07.2009 r.

Zmiany struktury własnościowej dotyczące czterech pionowo skonsolidowanych grup energetycznych, opisane powyżej, były zakończeniem działań podjętych w latach ubiegłych, związanych z realizacją „Programu dla elektroenergetyki”. Stąd też ich wpływ na funkcjonowanie konkurencyjnego rynku energii elektrycznej ujawnił się już w latach ubiegłych. Mimo negatywnej oceny Regulatora, dotyczącej wpływu konsolidacji pionowej sektora elektroenergetycznego na funkcjonowanie konkurencyjnego rynku energii elektrycznej, Prezes UOKiK nie dopatrywał się działań niezgodnych z prawem konkurencji w sprawach zgłaszanych m.in. przez Regulatora. Pozostałe działania w zakresie zmiany struktury własnościowej w sektorze elektroenergetyki, opisane powyżej, nie miały zasadniczo znaczenia dla funkcjonowania konkurencyjnego rynku energii ze względu na ich ograniczony zakres.

W 2008 r. nie uległa zmianie liczba wytwórców, którzy dysponują przynajmniej 5% udziałem w rynku zarówno według mocy zainstalowanych netto, jak też według produkcji netto. Na poziomie zbliżonym w stosunku do 2007 r. kształtowały się także wskaźniki CR3 i HHI²⁰⁾, których wartości, przedstawione w tab. 3.6., świadczą o znacznej koncentracji w podsektorze wytwarzania. Stopień koncentracji wytwórców według mocy zainstalowanych netto nieznacznie wzrósł (CR3 o 3,14%, HHI o 3,85%), natomiast według produkcji netto – nieznacznie zmalał (CR3 o 5,17%, HHI o 9,95%). Analiza okoliczności tego stanu rzeczy wskazuje, że na to obniżenie mogły mieć wpływ strategie rynkowe poszczególnych grup kapitałowych, w tym grupy kapitałowej PGE SA. Wyniki prowadzonego przez Prezesa URE monitoringu potwierdziły m.in. przypuszczenie, że w I kwartale 2008 r. PGE SA będąca stroną KDT, a więc dysponentem dodatkowych jednostek wytwórczych, podejmowała decyzje o zmniejszeniu produkcji z własnych jednostek wytwórczych. Maksymalizacja produkcji z jednostek

²⁰⁾ Wskaźnik Herfindahla Hirschmanna określane jest jako suma kwadratów udziałów procentowych w rynku: HHI > 5 000 – koncentracja bardzo wysoka, HHI od 1 800 do 5 000 – koncentracja wysoka, HHI od 750 do 1 800 – koncentracja średnia (wg „Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu”, Bruksela 2005).

wytwórczych elektrowni spoza grupy miała na celu ograniczenie emisji CO₂ w sytuacji braku rozporządzenia przydzielającego uprawnienia do emisji dwutlenku węgla na lata 2008-2012.

Po dokonaniu konsolidacji pionowej w Polsce konkurencja na poziomie wytwórców praktycznie nie występuje, ponieważ wytwórcy należący do kapitałowych grup energetycznych niemalże całą swoją produkcję sprzedają własnym przedsiębiorstwom obrotu. Udział sprzedaży wewnątrz własnej grupy waha się w przedziale 71%-88%. Oznacza to, że pomijając rynek bilansujący, wytwórcy nie wychodzą z ofertą sprzedaży poza własną grupę. Stan koncentracji w podsektorze wytwarzania przedstawia poniższa tabela.

Tabela 3.6. Stan koncentracji w podsektorze wytwarzania*

Rok	Ilość spółek, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w zainstalowanych mocach netto	Ilość spółek, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w produkcji netto	Zainstalowane moce netto trzech największych spółek	Produkcja netto trzech największych spółek	Wskaźnik HHI	
					Moc zainstalowana netto	Produkcja netto
2006	6	5	44,2%	52,4%	1 002,9	1 366,6
2007	5	5	50,9%	58,0%	1 312,7	1 710,0
2008	5	5	52,5%	55,0%	1 363,3	1 539,9

* Dla wszystkich podmiotów działających w sektorze wytwarzania, które są objęte obowiązkiem statystycznym.

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.

Stopień koncentracji rynku przedsiębiorstw obrotu jest znacznie wyższy niż w podsektorze wytwarzania. Potwierdzają to wskaźniki zamieszczone w tabeli. Udział w rynku trzech największych przedsiębiorstw obrotu w 2008 r. wyniósł 76,7% i był wyższy o 9,2 punktów procentowych w porównaniu z 2007 r., co świadczy o umacnianiu ich siły rynkowej. Udział grupy PGE w obrocie hurtowym w 2008 r. wyniósł 58%, natomiast drugiej co do wielkości obrotu grupy TAURON – 12,4% (jedynie podmioty, które osiągnęły udział powyżej 10%). Bardzo wysoki poziom koncentracji potwierdzają przede wszystkim indeksy HHI, których wartość znacznie przekracza dolną granicę wysokiego poziomu koncentracji rynku (1 800).

Tabela 3.7. Stan koncentracji w podsektorze obrotu hurtowego

Rok	Ilość spółek, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w wolumenie sprzedaży dla odbiorców hurtowych	Sprzedaż dla odbiorców hurtowych trzech największych spółek	Wskaźnik HHI
2006	5	67,1%	2 993,4
2007	5	67,5%	3 140,4
2008	5	76,7%	3 632,7

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.

W 2008 r. Prezes UOKiK wydał w trzech przypadkach zgodę na dokonanie koncentracji z udziałem przedsiębiorstw energetycznych. Przypadki te dotyczą:

- 1) przejęcia przez ENEA SA z siedzibą w Poznaniu kontroli nad Kopalnią Węgla Brunatnego „Adamów” SA z siedzibą w Turku i Kopalnią Węgla Brunatnego „Konin” SA z siedzibą w Kleczewie,
- 2) utworzenia przez PSE Operator SA z siedzibą w Warszawie oraz Lietuvos Energija AB z siedzibą w Wilnie (Litwa) wspólnego przedsiębiorcy pod firmą „LitPol Link” Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie,
- 3) przejęcia przez E.ON edis energia Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu kontroli nad MVV-Polska Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie.

Postępowania w ww. sprawach wykazały, iż koncentracje te nie wywierają negatywnego wpływu na rozwój konkurencji na określonych rynkach właściwych w układach: horyzontalnym, wertykalnym, czy konglomeratowym.

Z punktu widzenia rozwoju konkurencji szczególną uwagę należy poświęcić decyzji wskazanej w pkt 2. Utworzenie „LitPol Link” Sp. z o.o. stanowi pierwszy etap inwestycji, polegającej na budowie połączenia energetycznego pomiędzy Polską a Litwą – projektu LitPol Link – w formie dwutorowej linii napowietrznej 400 kV łączącej systemy elektroenergetyczne Litwy i Polski pomiędzy podstacjami Alytus (Litwa) i Elk (Polska). Stanowi to jeden z elementów budowy europejskich sieci energetycznych integrujących państwa bałtyckie ze

wspólnym systemem energetycznym i rynkiem energii elektrycznej Unii Europejskiej. Realizacja projektu powinna wywrzeć pozytywny wpływ na rozwój konkurencji na rynku polskim.

Z uwagi na brak horyzontalnych konsolidacji przedsiębiorstw energetycznych, które wprowadzałyby istotne zmiany strukturalne na określonych rynkach właściwych, w 2008 r. nie były prowadzone przez organ antymonopolowy badania stopnia koncentracji rynków energetycznych.

3.2.2. Charakterystyka rynku sprzedaży detalicznej

Detaliczny rynek energii elektrycznej ma charakter rynku krajowego z podziałem na rynki lokalne wyznaczone przez obszary działania poszczególnych operatorów sieci dystrybucyjnych. O ile integracja z sąsiadującymi krajami na poziomie rynku hurtowego postępuje, to odbiorcy detaliczni realizują prawo wyboru sprzedawcy przez zawarcie umowy sprzedaży energii z wybranym sprzedawcą działającym na terenie kraju i autoryzowanym przez danego operatora sieci dystrybucyjnej.

Charakterystyka rynku sprzedaży detalicznej

W 2008 r. zużycie energii elektrycznej przez ok. 16 mln odbiorców przyłączonych do sieci 14 operatorów systemów dystrybucyjnych wyniosło ponad 116 742 GWh. Szczegółowe dane w podziale na grupy odbiorców wg kryterium zużycia przedstawia tab. 3.8.

Tabela 3.8. Liczba odbiorców i wolumen energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom końcowym przez OSD w 2008 r.

Grupy odbiorców wg kryterium zużycia [w MWh]	Liczba odbiorców w 2008 r.	Energia dostarczona odbiorcom w 2008 r. [w MWh]
> 2000	4 457	52 369 907
50 - 2 000	97 129	21 787 781
< 50	16 124 129	42 584 617
Razem	16 225 715	116 742 305

Źródło: URE.

Największy udział w rynku detalicznym w 2008 r. miało 14 spółek obrotu (tzw. zasiedziały – powstałych w wyniku wydzielenia OSD), które sprzedały ok. 91,4% energii elektrycznej odbiorcom finalnym przyłączonym do sieci dystrybucyjnych.

Tabela 3.9. Charakterystyka sprzedawców na rynku detalicznym

Rok	Sprzedawcy, których udział w rynku przekracza 5%	Udział trzech największych spółek w rynku		
		dużych odbiorców przemysłowych [w %]	średniej wielkości odbiorców przemysłowych i usługowych [w %]	małych odbiorców i domowych [w %]
2006	6	47,5	51,5	48,2
2007	6	41,1	47,1	48,8
2008	6	40,0	46,6	48,9

Źródło: URE.

Jak pokazują dane, w 2008 r. udział trzech największych spółek obrotu zmniejszył się w sprzedaży do dużych odbiorców przemysłowych o 1,1 punktu procentowego i wyniósł 40,0%, również niewiele zmniejszył się w sprzedaży do średniej wielkości odbiorców przemysłowych i usługowych. Niewielki wzrost udziału największych spółek obrotu wystąpił w przypadku sprzedaży do małych odbiorców i gospodarstw domowych.

Zestawienie kierunków sprzedaży energii elektrycznej pięciu największych sprzedawców przedstawiono w tab. 3.10.

Tabela 3.10. Struktura sprzedaży największych sprzedawców (stan na koniec 2008 r.)

Sprzedawcy	Udział w sprzedaży do odbiorców końcowych [w %]		
	≥ 2 GWh	50 MWh – 2 GWh	≤ 50 MWh
ENERGA-Obrót SA	13,7	17,3	18,4
ENION Energia Sp. z o.o.	14,3	11,1	15,4
ENEA SA	11,8	17,9	15,1
EnergiaPro Gigawat Sp. z o.o.	12,1	11,4	10,1
Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o.	6,7	6,0	7,0

Źródło: URE.

Zmiana sprzedawcy

Procedura zmiany sprzedawcy w Polsce jest regulowana w Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych (IRiESD) w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi opracowywanych przez Operatorów Systemów Dystrybucyjnych i przedstawianych Prezesowi URE do zatwierdzenia.

W 2008 r. dokonano skrócenia i uproszczenia procedury zmiany sprzedawcy. W przypadku pierwszej zmiany, tj. gdy odbiorca rozwiązuje umowę kompleksową ze sprzedawcą wykonującym zadania sprzedawcy z urzędu, procedura nie może trwać dłużej niż 30 dni od zgłoszenia zawarcia umowy sprzedaży z nowym sprzedawcą²¹⁾. W przypadku drugiej i kolejnych zmian procedura nie może trwać dłużej niż 14 dni. Zmiana sprzedawcy nie jest uwarunkowana ponoszeniem jakichkolwiek opłat ze strony odbiorcy. Ponadto wprowadzono:

- obowiązek publikowania przez operatorów systemów listy sprzedawców, którzy mają zawarte z tymi operatorami umowy o świadczenie usług dystrybucji, tzw. generalne umowy dystrybucji warunkujące realizację umów sprzedaży zawartych z odbiorcami przyłączonymi do sieci operatora;
- obowiązek publikowania przez operatorów formularza zgłoszenia umowy sprzedaży zawartej z nowym sprzedawcą;
- obowiązek informowania odbiorców o przysługujących im prawach, o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii oraz warunkach zmiany sprzedawcy energii, tj. procedurze zmiany, wymaganiach formalnych związanych ze zmianą, prawach i obowiązkach odbiorców; odpowiedź powinna być udzielona w terminie 14 dni od dnia otrzymania pytania.

Uregulowano także kwestie rozstrzygania przez operatorów systemów reklamacji złożonych przez odbiorców. Określono 14-dniowy termin rozpatrzenia reklamacji. Jeżeli reklamacja nie zostanie uwzględniona, odbiorcy przysługuje prawo ponownego wystąpienia do operatora. Ponowne rozpatrzenie reklamacji trwa 60 dni.

Aktywność konsumencka przejawiająca się korzystaniem z prawa wyboru sprzedawcy, które posiadają wszyscy odbiorcy od 1 lipca 2007 r. ciągle jest bardzo niska. Udział dużych i średniej wielkości podmiotów przemysłowych, którzy zmienili sprzedawcę wzrósł nieznacznie. Także udział odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy zmienili sprzedawcę jest śladowy (0,005%).

Ilustracją takiego stanu rzeczy są informacje ilościowe zawarte w tab. 3.11. dotyczącej zmiany sprzedawcy.

²¹⁾ W dwóch przypadkach operatorzy opracowali procedurę umożliwiającą zmianę sprzedawcy od pierwszego dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym nastąpiło zgłoszenie, przy zachowaniu okna czasowego umożliwiającego zgłoszenie zmiany od pierwszego do piątego dnia roboczego. Natomiast od 1 stycznia 2009 r. okno czasowe umożliwiający zgłoszenie zmiany zostało rozszerzone od pierwszego do dziesiątego dnia roboczego.

Tabela 3.11. Zmiana sprzedawcy

Rok	Odbiorcy, którzy zmienili sprzedawcę – według liczby punktów pomiarowych (1)			Udział odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę – według zużycia energii (2)			Liczba rene-gocjowanych umów*
	duże podmioty	średniej wielkości podmioty przemysłowe i komercyjne	małe przedsiębiorstwa i gospodarstwa domowe	duże podmioty przemysłowe	średniej wielkości podmioty przemysłowe i komercyjne	małe przedsiębiorstwa i gospodarstwa domowe	
2006	82	199	10	15,84	0,012	0,000	47
2007	b.d.**	b.d.**	b.d.**	16,95	0,128	0,001	44
2008	b.d.**	b.d.**	b.d.**	15,95	0,309	0,005	b.d.

* Renegocjacja umowy oznacza zmianę warunków umowy z dotychczasowym sprzedawcą.

** Dane w innym układzie (tab. 3.12.).

Źródło: (1) ARE SA, (2) URE.

Dane dotyczące odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę zostały przedstawione wg kryterium zużycia energii, bez informacji o liczbie punktów pomiarowych (tab. 3.12.). Porównując dane z poszczególnych lat należy zwrócić uwagę na to, że wartości za 2007-2008 r. dotyczą liczby odbiorców, podczas gdy w latach poprzednich dotyczyły liczby punktów pomiarowych.

Tabela 3.12. Liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę (stan na koniec roku)

Grupy odbiorców wg kryterium zużycia [w MWh]	Liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę według zużycia energii			
	duże i średnie podmioty przemysłowe oraz małe przedsiębiorstwa		gospodarstwa domowe	
	2007 r.	2008 r.	2007 r.	2008 r.
> 2 000	40	56	-	-
50 – 2 000	16	13	-	-
< 50	7	16	541	905
Razem	63	85	541	905

Źródło: URE.

Dane pokazują, że nadal tylko część odbiorców widzi korzyści w korzystaniu z autonomii konsumenckiej. Główną przyczyną małego zainteresowania odbiorców był brak wystarczającej liczby konkurencyjnych ofert sprzedaży energii. Do innych barier można zaliczyć przedłużający się proces podpisywania umów o świadczenie usług dystrybucji, a także nieuzasadnione zmiany zasad świadczenia tych usług po skorzystaniu z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorcę. Po zgłoszeniu takich przypadków do Regulatora podejmowane są działania, które dotychczas miały pozytywny skutek prowadząc do realizacji uprawnień odbiorcy w odpowiednim czasie.

Wolumen sprzedaży energii elektrycznej spółek obrotu w ramach TPA w 2008 r. był wyższy tylko o ok. 2% w porównaniu z 2007 r. i wynosił 8 980 GWh (8,6% całkowitych dostaw do odbiorców końcowych zrealizowanych przez spółki dystrybucyjne).

Tabela 3.13. Realizacja zasady TPA

Rok	Liczba odbiorców korzystających z zasady TPA	Energia dostarczona odbiorcom TPA [w GWh]	Procentowy udział energii w TPA w stosunku do całkowitej energii dostarczonej
2006	61	8 469	7,6
2007	604	8 815	7,8
2008	990	8 980	8,6

Źródło: URE.

W sumie na koniec 2008 r. odnotowano 990 odbiorców, w tym 905 odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy zawarli umowę sprzedaży ze sprzedawcą innym niż spółka obrotu wyodrębniona z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo działająca na terenie OSD, do którego sieci ci odbiorcy są przyłączeni.

Ceny detaliczne

2008 rok był pierwszym, w którym przestały obowiązywać regulowane ceny w obrocie energią elektryczną dla odbiorców przemysłowych oraz średniego i małego biznesu. Prezes URE utrzymał obowiązek przedkładania taryf do zatwierdzania dla odbiorców w gospodarstwach domowych.

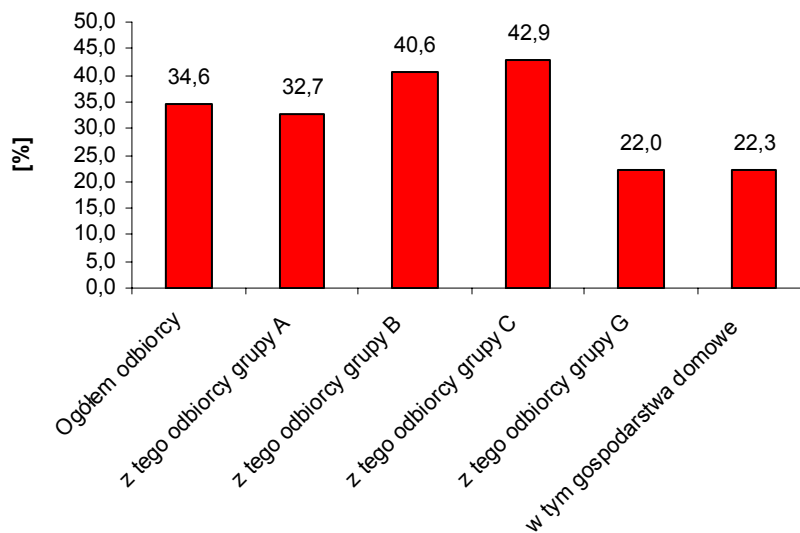
Poniżej przedstawiono średnie ceny energii elektrycznej w poszczególnych grupach odbiorców oraz ich średni wzrost na koniec 2008 r. w porównaniu do końca 2007 r. Grupa taryfowa G oznacza odbiorców w gospodarstwach domowych, grupa taryfowa C – odbiorców instytucjonalnych przyłączonych na niskim napięciu, grupa taryfowa B – odbiorców instytucjonalnych przyłączonych na średnim napięciu, grupa taryfowa A – odbiorców instytucjonalnych przyłączonych na wysokim napięciu.

Tabela 3.14. Ceny sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe w IV kwartale 2007 r. i IV kwartale 2008 r.

Wyszczególnienie	Opłata za energię elektryczną [w zł/MWh]	
	IV kwartał 2007 r.	IV kwartał 2008 r.
Ogółem odbiorcy	150,46	202,53
z tego: odbiorcy grupy taryfowej A	142,86	189,63
odbiory grupy taryfowej B	145,55	204,61
odbiory grupy taryfowej C	150,70	215,36
odbiory grupy taryfowej G	160,10	195,37
w tym: gospodarstwa domowe	160,03	195,72

Źródło: ARE SA.

Pomiędzy IV kwartałem 2007 r. a IV kwartałem 2008 r. cena energii elektrycznej dla odbiorców końcowych wzrosła średnio o 34,6%, przy czym największy wzrost dotyczył odbiorców z grupy taryfowej C (średnio 42,9%), zaś najniższy – odbiorców z grupy taryfowej G (średnio 22,3%).



Rysunek 3.5. Zmiana ceny za energię elektryczną $((IV \text{ kw.} 2008 \text{ r.} - IV \text{ kw.} 2007 \text{ r.}) / IV \text{ kw.} 2007 \text{ r.}) * 100\%$ (Źródło: ARE SA)

Niewielka liczba zmian sprzedawców energii elektrycznej była w dużej mierze skutkiem sytuacji na rynku w 2008 r. W związku z dynamicznym wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną i moce szczytowe rynek energii elektrycznej cechował się równie dynamicznym wzrostem cen energii elektrycznej. W takiej sytuacji rynek stał się rynkiem wytwórców, co powodowało, że zamiast konkurencyjnych cenowo ofert pojawiały się oferty coraz droższe lub w ogóle ich brakowało. Sytuacja ta odmieniła się dopiero pod koniec IV kwartału, gdy spadek zapotrzebowania na energię i moce szczytowe przełożył się na spadek cen energii i początek działań zachowań konkurencyjnych przedsiębiorstw energetycznych, kontynuowanych w 2009 r., mających na celu pozyskanie nowych odbiorców.

W przypadku odbiorców energii o niewielkim zużyciu istotnym czynnikiem mającym wpływ na małą mobilność w zakresie zmiany sprzedawcy ma niedostateczna wiedza na temat praw i obowiązków odbiorców na konkurencyjnym rynku energii. Działania w zakresie zwiększania świadomości odbiorców były jednym z najważniejszych działań Prezesa URE w 2008 r. W przypadku odbiorców o większym zużyciu energii, którzy w dużej mierze posiadają niezbędną wiedzę na temat procesu zmiany sprzedawcy i niejednokrotnie duże doświadczenie, barierą mogły być działania operatorów systemów dystrybucyjnych mające na celu zniechęcenie odbiorców do zmiany sprzedawcy bądź też opóźnienie realizacji tego procesu. W przypadkach zgłoszonych do Regulatora zostały podjęte odpowiednie działania, które przyniosły pozytywny efekt.

Umowy kompleksowe na dostawę i sprzedaż energii elektrycznej dla odbiorców gospodarstwach domowych są zazwyczaj zawierane na czas nieokreślony, przy czym czas wypowiedzenia takiej umowy wynosi zwykle 30 dni.

Od 1 stycznia 2008 r. ceny energii elektrycznej dla odbiorców instytucjonalnych nie podlegają regulacji *ex ante*. Nie dotyczy to odbiorców w gospodarstwach domowych. Analiza dotycząca powrotu odbiorców do cen regulowanych, w przypadku odbiorców instytucjonalnych może obejmować powrót do sprzedawcy zasiedziałego, dla którego ceny zostały uwolnione.

Informacje niezbędne do oszacowania tego zjawiska były zbierane przez polskiego Regulatora od połowy 2008 r. i dotyczą powrotu do sprzedawcy zasiedziałego, łącznie przez odbiorców instytucjonalnych i w gospodarstwach domowych. W drugim półroczu 2008 r. sytuacja ta dotyczyła ok. 16% wszystkich zmian sprzedawcy.

W 2008 r. 25 przedsiębiorstw prowadziło sprzedaż do odbiorcy końcowego, z czego 19 to przedsiębiorstwa z kapitałem krajowym. Natomiast 20 sprzedawców jest powiązanych kapitałowo z OSD.

Tabela 3.15. Liczba generalnych umów dystrybucji (GUD)

Ogółem	Średnia	Minimalna	Maksymalna
315	23	18	30

Źródło: URE.

Wyniki monitoringu pokazują, że proces podpisywania generalnych umów dystrybucyjnych utrzymuje dobre tempo. Uwzględniając jednak zarówno wyniki monitoringu, jak i szerszą wiedzę Regulatora, wskazać można na wątpliwość, czy ten ilościowy postęp nie dokonuje się kosztem jakości, tj. czy przy negocjowaniu GUD obie strony mają podobnie silną pozycję, a zawarte umowy w równym stopniu uwzględniają ich interesy.

Tabela 3.16. Liczba produktów 14 spółek obrotu skierowanych do odbiorcy końcowego

	Ogółem	Średnia	Minimalna	Maksymalna
Ig	83	5	3	12
Ib	120	8	6	28
Dc	42	3	1	12
Gospodarstwo domowe	29	2	1	12

Grupy odbiorców zdefiniowane są następująco:

Ig = roczne zużycie 24 000 MWh i maksymalne zapotrzebowanie 4 000 kW

Ib = roczne zużycie 50 MWh, maksymalne zapotrzebowanie 50 kW

Dc = zużycie roczne 3 500 kWh, z tego 1 300 kWh w trakcie nocy

Typowe gospodarstwo domowe – zużycie energii w wysokości 2 050 kWh określono na podstawie danych za 2008 r. zebranych w sprawozdaniu ARE SA.

Źródło: URE.

W związku z ogólną sytuacją na rynku w 2008 r., opisaną powyżej, detaliczny rynek energii elektrycznej można uznać za pasywny (*dormant*). Świadczy o tym m.in. niewielka liczba zmian sprzedawcy, mimo aktywności sprzedawców w obszarze działalności na nowych rynkach lokalnych administrowanych przez poszczególnych OSD. To drugie zjawisko należy uznać za pozytywne, gdyż świadczy ono o podejmowaniu przez przedsiębiorstwa energetyczne działań mających na celu przejmowanie nowych odbiorców energii elektrycznej.

Działalność edukacyjno-informacyjna i promocyjna

W strategii wspierania odbiorców i promowania konkurencji na rynku energetycznym 2008 r. okazał się przełomowy. Był to rok wzmożonej aktywności informacyjno-promocyjnej Prezesa URE. Na uwagę zasługują szczególnie działania edukacyjno-informacyjne adresowane do gospodarstw domowych. URE – w tym jego oddziały terenowe – współpracował z samorządami, ośrodkami naukowymi i organizacjami pozarządowymi. Celem współpracy jest propagowanie wiedzy nt. rynku energii, zachodzących na nim procesów, egzekwowania praw odbiorców energii oraz możliwości świadomego wyboru sprzedawcy.

W związku z nowymi dla odbiorców energii możliwościami urząd oddał do ich dyspozycji bieżącą pomoc w postaci działającego w URE – Centrum Informacji dla Odbiorców Energii „Jak zmienić sprzedawcę”. Dla łatwego i tańszego dostępu do telefonicznych porad na poziomie lokalnym, Centrum działa także w każdym z oddziałów terenowych urzędu. W 2008 r. za jego pośrednictwem pracownicy URE udzielili około 2 tys. porad, wskazówek i wyjaśnień dotyczących procedur i uregulowań prawnych.

Przez cały 2008 r. URE prowadziło kampanię edukacyjną, kierowaną z jednej strony do indywidualnych odbiorców energii, w tym po raz pierwszy także do młodzieży, z drugiej zaś, do usytuowanych na szczeblach lokalnych – powiatowych i miejskich – rzeczników konsumentów. Oddziały terenowe URE w 2008 r. co dwa tygodnie w różnych miejscach kraju przeprowadzały warsztaty dla rzeczników konsumentów, przedstawicieli jednostek samorządu terytorialnego, pracowników ośrodków pomocy społecznej, organizacji konsumenckich i pozarządowych (ponad 20 zorganizowanych warsztatów). Na szkoleniach tych wyjaśniano zawilosci rynku energii, tłumaczono ekonomiczne i prawne aspekty zmiany sprzedawcy, mówiono o warunkach i stanie liberalizacji rynku energii elektrycznej, efektywnym zużyciu energii.

Ponadto przedstawiciele URE wzięli udział w ponad 180 sympozjach, konferencjach i warsztatach edukacyjnych omawiając zagadnienia związane z funkcjonowaniem rynku i działalnością Prezesa URE. Te działania to forma oddziaływania informacyjno-edukacyjnego na środowisko energetyków, organizacji zrzeszających odbiorców energii i statutowo zajmujących się ochroną interesów konsumentów oraz media. Wszystkie te grupy Prezes URE uważa za skutecznych pośredników w komunikacji z odbiorcami końcowymi.

W celu bardziej systemowego rozwiązywania problemów, z jakimi odbiorcy stykają się na rynku, pod koniec 2008 r. Prezes URE powołał nowy projekt o nazwie *Strefa Odbiorcy*. Inicjatywa ta, gromadząc przedstawicieli konsumentów, urzędów państwowych oraz firm działających na rynkach energii elektrycznej, gazu i ciepła, ma za zadanie rozwiązywanie powszechnych problemów odbiorców oraz wypracowanie standardów dobrych praktyk.

Skargi odbiorców i zapytania ofertowe

W Urzędzie Regulacji Energetyki jest wyodrębnione w strukturze urzędu stanowisko Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii, do zadań którego należy m.in. podejmowanie działań na rzecz zapewnienia ochrony interesów odbiorców paliw i energii, oraz podejmowanie działań na rzecz podnoszenia standardów obsługi odbiorców przez przedsiębiorstwa energetyczne. W ramach tych zadań ważnym ogniwem jest informowanie odbiorców – zwracających się ze swoimi problemami – o ich uprawnieniach, możliwościach rozwiązania powstałego sporu, właściwych komórkach organizacyjnych urzędu do załatwienia danej sprawy. W przypadkach, gdy sprawa nie należy do zakresu działania Regulatora, Rzecznik informuje o organach i instytucjach właściwych do jej załatwienia.

Skargi, pytania i prośby odbiorców kierowane są za pomocą poczty, poczty internetowej, telefonu, faksu lub podczas bezpośrednich wizyt u Rzecznika. Znacząca część kierowanych do URE problemów dotyczy spraw będących poza kompetencjami Regulatora, np. spory cywilnoprawne z przedsiębiorstwami, które mogą być rozstrzygane przez sądy. W każdym przypadku zwracający się do URE odbiorca dostaje pełną informację dotyczącą możliwości załatwienia problemu oraz ma wskazaną właściwą do załatwienia sprawy instytucję.

Udzielanie odpowiedzi przez Rzecznika odbywa się w formie pisemnych wyjaśnień lub udzielania porad podczas rozmów telefonicznych oraz podczas wizyt odbiorców w urzędzie.

Część odbiorców zwraca się bezpośrednio ze swoimi problemami do właściwego terytorialnie oddziału terenowego urzędu. Oddziały udzielają tym odbiorcom wyjaśnień, a w sprawach spornych będących w kompetencjach Prezesa URE wdrażają odpowiednią procedurę prowadzącą do rozstrzygnięcia sporu.

Szczegółowa liczebność spraw wynikających z określonych powodów jest zawarta w tab. 3.17. i 3.18.

Tabela 3.17. Skargi*

Wyszczególnienie	Liczba przypadków
Fakturowanie	216
Układy pomiarowe – opomiarowanie	82
Odłączenie od sieci	74
Myląca reklama	0
Praktyki komercyjne	2
Warunki umowy	118
Zmiana sprzedawcy	1
Obsługa odbiorców	67
Inne	514

* Skargą jest każdy problem/nieprzyjemność z którym spotyka się odbiorca oraz jest on związany, skierowany do dostawcy bądź sprzedawcy energii elektrycznej lub innego podmiotu (przykładowo Regulatora, Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii, innego organu zajmującego się rozpatrywaniem skarg).

Źródło: URE.

Tabela 3.18. Zapytanie ofertowe*

Wyszczególnienie	Liczba przypadków
Fakturowanie	426
Układy pomiarowe – opomiarowanie	139
Odłączenie od sieci	46
Myląca reklama	0
Praktyki komercyjne	0
Warunki umowy	0
Zmiana sprzedawcy	63
Obsługa odbiorców	88
Inne	299

* Zapytaniem ofertowym jest zapytanie odbiorcy dotyczące prośby o udzielenie informacji skierowane do dostawcy bądź sprzedawcy energii elektrycznej lub innego podmiotu (przykładowo Regulatora, Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii, innego organu zajmującego się rozpatrywaniem skarg lub organizacji konsumenckiej).

Źródło: URE.

Ogólny wzrost spraw kierowanych do urzędu, w porównaniu z ubiegłymi latami, wynika z kilku przyczyn. Jedną z nich jest upowszechnienie informacji o istnieniu w strukturze Regulatora wyodrębnionego stanowiska do spraw odbiorców. Drugą z przyczyn wzrostu są problemy odbiorców wynikające ze zmian strukturalnych w przedsiębiorstwach energetycznych (rozdzielenie przedsiębiorstw obrotu i dystrybucyjnych). Po wyodrębnieniu działalności dystrybucyjnej i obrotowej narastała liczba pytań dotyczących roli poszczególnych rodzajów przedsiębiorstw. Wreszcie trzecią przyczyną jest relatywnie wysoki stopień niejasności w (niestety stale rosnących) rachunkach za energię elektryczną, za sprawą nowych składników opłat oraz liczby zmian stawek i cen w ciągu roku. W pozycji „Fakturowanie” umieszczone zostały przypadki dotyczące poprawności wystawienia faktur, stosowanych stawek i cen oraz zasad taryfowania. Pozycja „Układy pomiarowe – opomiarowanie” obejmuje zarówno zagadnienia dotyczące warunków technicznych, jakie powinny spełniać układy pomiarowo-rozliczeniowe, sposobu rozliczeń w przypadkach niesprawności układów rozliczeniowych, jak i przypadki uszkodzeń układów pomiarowych przy jednoczesnym oskarżeniu odbiorcy o nielegalny pobór energii elektrycznej. „Odłączenie od sieci” obejmuje przypadki wstrzymania dostaw energii, z różnych przyczyn, m.in. wskutek opóźnień w płatnościach za pobraną energię elektryczną. Pozycja „Obsługa odbiorcy” to sprawy dotyczące zarówno złej obsługi odbiorców, jak i niedotrzymania parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej. W zestawieniu w pozycji „Inne” mieszczą się sprawy dotyczące odmów przyłączeń do sieci.

3.2.3. Środki zapobiegające nadużyciu pozycji dominującej na rynku właściwym

Działalność wytwórców

- Zasady przejrzystości w zakresie publikacji informacji na temat dostępnych mocy produkcyjnych, okresu od dokonania zamówienia do jego realizacji oraz przewidywanego poziomu mocy wytwórczych i zapotrzebowania na nie

W tym zakresie nie nastąpiły znaczące zmiany w 2008 r. Powyższe zasady są realizowane w ramach opracowywania prognozy zapotrzebowania na moc oraz przewidywanego poziomu mocy wytwórczych i dostępnych mocy produkcyjnych. Prognozę zapotrzebowania na moc w kraju wykonuje się w ramach planowania koordynacyjnego. Plany trzyletnie i roczne są publikowane na stronie internetowej PSE Operator SA do końca listopada roku poprzedzającego. Plany miesięczne są przekazywane do uczestników rynku do

26 dnia miesiąca poprzedzającego. Plany dobowe docierają drogą elektroniczną do uczestników rynku energii elektrycznej do 16:00 dnia poprzedzającego dobę realizacji dostaw energii. Plany na konkretny dzień są przesyłane do poszczególnych uczestników rynku każdorazowo po przeliczeniu.

- **Informacje o ofertach sprzedaży**

Biorąc pod uwagę, że ponad 90% transakcji sprzedaży energii elektrycznej jest realizowane w ramach kontraktów dwustronnych, dostęp do informacji o ofertach sprzedaży jest utrudniony. Ponadto, zgodnie ze strategią skonsolidowanych grup energetycznych, sprzedaż energii elektrycznej przez wytwórców należących do tych grup odbywa się wyłącznie wewnątrz grupy (brak bezpośredniej sprzedaży poza grupę). Wytwórcy praktycznie nie biorą udziału w transakcjach giełdowych. Jedyną formą dostępu do informacji o ofertach może być sprzedaż w ramach otwartych przetargów, przy czym wolumen energii sprzedanej w ramach takiej formy sprzedaży jest niewielki. Przepisy prawa nie nakładają obowiązku na wytwórców oraz organy państwa dotyczących publikowania strategii ofertowych.

- **Zasady nadzoru rynku: podzielność kompetencji pomiędzy różne organy administracji rządowej:**

- 1) Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, który jest podstawowym organem nadzorującym rynek energii elektrycznej i paliw. Prezes URE realizuje zadania z zakresu gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji,
- 2) Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, który jest 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, jak również w sprawach koncentracji lub podziału przedsiębiorców oraz w sprawach nakładania kar pieniężnych, w przypadkach przewidzianych ustawą,
- 3) Ministra Gospodarki, który jest właściwy w zakresie ogólnego opracowywania wieloletniej polityki bezpieczeństwa energetycznego kraju,
- 4) Ministra Skarbu Państwa, właściwego w zakresie nadzoru właścicielskiego i przekształceń własnościowych w sektorze elektroenergetycznym,
- 5) Komisję Nadzoru Finansowego, której nadzór nad rynkiem energetycznym przejawia się w dwóch aspektach. Obejmuje po pierwsze nadzór nad przedsiębiorstwami energetycznymi (spółki publiczne notowane na rynku giełdowym): obowiązki informacyjne spółki, zakaz manipulacji instrumentami finansowymi oraz dostęp do informacji poufnych. Po drugie zaś, przy wprowadzaniu do obrotu pochodnych praw majątkowych których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od ceny energii elektrycznej (instrument bazowy), nadzór obejmuje obowiązek przekazania Komisji tzw. Warunków emisji i obrotu danego prawa pochodnego.

W celu realizacji uprawnień nadzorczych upoważniony przedstawiciel Komisji ma prawo wstępu do siedziby i do lokalu spółki prowadzącej giełdę lub giełdową izbę rozrachunkową w celu wglądu do ksiąg, dokumentów i innych nośników informacji, zaś na żądanie Komisji lub jej upoważnionych przedstawicieli spółka prowadząca giełdę lub giełdową izbę rozrachunkową jest obowiązana do niezwłocznego sporządzenia i przekazania kopii dokumentów oraz innych nośników informacji.

Podstawowym sposobem realizacji nadzorczych kompetencji Prezesa URE jest ciągły monitoring funkcjonowania systemu i rynku elektroenergetycznego i podejmowanie przewidzianych prawem środków, na przykład uznanie, że określony segment rynku działa na warunkach konkurencyjnych, wobec czego zmniejszają się ograniczenia regulacyjne wobec przedsiębiorców²²⁾. Prezes URE bada też m.in. poziom cen sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym i publikuje wyniki²³⁾.

- **Działania Prezesa UOKiK w odniesieniu do przedsiębiorstw energetycznych**

Działania Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów podejmowane w stosunku do przedsiębiorstw z sektora energetycznego polegają na sprawowaniu kontroli przestrzegania przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, w szczególności przeciwdziałaniu praktykom ograniczającym konkurencję, którymi są porozumienia ograniczające konkurencję oraz nadużycia pozycji dominującej, a także na kontroli koncentracji przedsiębiorstw.

²²⁾ Uwzględniając zaawansowany proces wdrażania mechanizmów rynku konkurencyjnego w sektorze elektroenergetycznym oraz po dokonaniu wszechstronnej analizy rynku energii elektrycznej z 1 lipca 2001 r., wytwórcy energii elektrycznej zostali zwolnieni przez Prezesa URE z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia.

²³⁾ Prezes URE do 31 marca każdego roku ogłasza w Biuletynie URE i na swojej stronie internetowej średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym.

W 2008 r. Prezes UOKiK prowadził dziewięć postępowań antymonopolowych przeciwko podmiotom z sektora elektroenergetycznego w sprawach praktyk ograniczających konkurencję. Wydano sześć decyzji kończących postępowanie, natomiast trzy postępowania nie zostały zakończone w okresie sprawozdawczym.

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 (w 2008 r. wszystkie postępowania).

W dwóch przypadkach Prezes UOKiK nie stwierdził stosowania praktyk naruszających ustawę o ochronie konkurencji i konsumentów. Decyzje w tych sprawach nie są prawomocne.

Jedno postępowanie dotyczyło nadużycia pozycji dominującej na krajowym rynku usług przesyłowych międzynarodowych, świadczonych w ramach krajowego systemu elektroenergetycznego, przez:

- nieuzasadnione ograniczenie zbytu ze szkodą dla kontrahentów polegające na nieuzasadnionym wstrzymaniu eksportu energii elektrycznej z Polski na skutek zredukowania do zera zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych,
- przeciwdziałanie ukształtowaniu się warunków do powstania bądź rozwoju konkurencji, polegające na podjęciu działań, które mogą doprowadzić do eliminacji z rynku powiązanego z rynkiem usług przesyłowych międzynarodowych (tj. rynku hurtowej sprzedaży energii elektrycznej) części podmiotów działających na tym rynku (tj. podmiotów prowadzących obrót energią elektryczną),
- narzucanie kontrahentom uciążliwych warunków umów, polegające na przerzuceniu na kontrahentów spółki negatywnych konsekwencji finansowych sytuacji powstałej w polskim systemie elektroenergetycznym, na skutek zmuszenia ich do dokonywania interwencyjnych zakupów energii elektrycznej w miejsce zakupów, jakie mogła i powinna dokonać spółka,
- podział rynku wg kryteriów terytorialnych i podmiotowych, prowadzący do dyskryminacji tych podmiotów, które prowadzą transgraniczny handel energią elektryczną.

Jednocześnie zostało umorzono postępowanie w zakresie stosowania ww. praktyk naruszających TWE.

W drugim przypadku nie stwierdzono praktyki ograniczającej konkurencję i naruszającej zakaz nadużywania pozycji dominującej przez:

- bezpośrednie narzucanie nieuczciwych warunków zakupu energii elektrycznej polegające na dokonywaniu takiej interpretacji postanowień umowy o dostarczanie energii elektrycznej w zakresie obliczania opłat za przekroczenie umownego poziomu mocy, która powoduje obciążanie rażąco wygórowanymi opłatami za przekroczenie mocy, wymuszanie podniesienia deklarowanego zużycia energii do poziomu znacznie przekraczającego rzeczywiste zapotrzebowanie i wymuszanie poniesienia kosztów niedobranej energii w wysokości nieproporcjonalnej do rzeczywistego zapotrzebowania,
- przeciwdziałanie ukształtowaniu się warunków niezbędnych do rozwoju konkurencji przez rażące zawyżenie opłat za nadmierny pobór mocy w stosunku do odbiorów, którzy zainstalowali urządzenia pomiarowe,

oraz umorzono postępowanie antymonopolowe w zakresie stosowania praktyki ograniczającej konkurencję polegającej na nadużywaniu pozycji dominującej poprzez narzucanie uciążliwych warunków umów o dostarczanie energii elektrycznej przynoszących nieuzasadnione korzyści przez wymuszenie deklarowania przez odbiorcę zapotrzebowania na energię w wysokości, której odbiorca w rzeczywistości nie potrzebuje.

W kolejnej sprawie Prezes UOKiK nakazał zaniechanie stosowania polegającej na nadużywaniu pozycji dominującej na lokalnym rynku obrotu energią elektryczną, przez bezprawne obciążenie odbiorców zaliczonych do zespołu grup taryfowych „G” dwukrotną opłatą abonamentową za miesiąc styczeń 2008 r. Postępowanie antymonopolowe wykazało, że za styczeń 2008 r. klienci zużywający prąd na potrzeby gospodarstw domowych otrzymali rachunki zawierające obciążenie dwoma opłatami abonamentowymi – naliczonymi przez dystrybutora oraz sprzedawcę energii.

W 2008 r. wydano dwie decyzje w sprawach związanych z przyłączeniem do sieci. Stwierdzono:

- narzucanie w umowach o przyłączenie do sieci zobowiązania, zgodnie z którym podmiot ubiegający się o przyłączenie nieodpłatnie umożliwić będzie przedsiębiorstwu w obrębie swojej nieruchomości budowę, rozbudowę sieci i przyłączy oraz wyraża zgodę na nieodpłatne udostępnienie terenu w niezbędnych dla przedsiębiorstwa przypadkach (nieodpłatne udostępnienie może mieć miejsce w zakresie niezbędnym do realizacji przyłączenia, oraz w celu wykonywania prac eksploatacyjnych i usuwanie awarii na powyższych elementach sieci oraz przyłącza) – spółka doprowadziła do usunięcia tych klauzul i zastąpienia ich postanowieniami zgodnymi z prawem energetycznym,

- przeciwdziałanie rozwojowi konkurencji na krajowym rynku wytwarzania energii elektrycznej przez rażąco naruszanie terminów wydania warunków przyłączenia oraz określenia zakresu ekspertyzy wpływu projektowanej farmy wiatrowej na system elektroenergetyczny – Prezes UOKiK nakazał zaniechanie tej praktyki.

Jedno postępowanie zostało umorzone w drodze postanowienia w związku z wycofaniem wniosku.

Trzy toczące się postępowania dotyczą nadużywania pozycji dominującej

1) przez:

- narzucanie w odpowiedziach na zapytania ofertowe oraz w zawartych w ich efekcie umowach sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, uprawnionym do korzystania z prawa wyboru sprzedawcy – nieuczciwych i rażąco niskich cen sprzedaży energii elektrycznej, tj. cen znacząco niższych od wynikających z taryfy dla energii elektrycznej tego przedsiębiorstwa;
- narzucanie w umowach o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej oraz instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (nie zatwierdzonej przez Prezesa URE) warunków uciążliwych, tj. obowiązku stworzenia przez przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną oddzielnych jednostek grafików dla każdego z odbiorców końcowych (wspólne rozliczanie odchyleń od pozycji kontraktowej tych odbiorców, którzy kupują energię elektryczną od jednego sprzedawcy, przy jednoczesnym korzystaniu z takiego prawa przez przedsiębiorstwo energetyczne w relacjach z operatorem systemu przesyłowego), a także narzucanie warunków nakładających wyłącznie na przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną obowiązek ustanowienia zabezpieczeń finansowych z tytułu uczestnictwa w rynku bilansującym, niezależnie od ryzyka występującego po obu stronach kontraktu;
- narzucanie obowiązku modernizacji przez odbiorcę końcowego układów pomiarowo-rozliczeniowych w przypadku zmiany sprzedawcy energii,

2) przez narzucanie podmiotom zaliczonym do IV i V grupy przyłączeniowej uciążliwych i przynoszących nieuzasadnione korzyści warunków umów o przyłączenie do sieci, polegających na obciążaniu podmiotów, które wystąpiły o zmianę warunków przyłączenia w zakresie typu przyłącza, opłatą dodatkową w wysokości sumy opłaty za moc przyłączeniową za przyłącze napowietrzne i opłaty w kwocie będącej różnicą między kosztami rzeczywistymi budowy przyłącza kablowego a kosztami rzeczywistymi, jakie zostałyby poniesione na budowę przyłącza napowietrznego, wbrew obowiązującej taryfie dla energii elektrycznej,

3) przez:

- przeciwdziałanie ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania i rozwoju konkurencji poprzez wyłączenie możliwości tworzenia przez przedsiębiorców obrotu energią elektryczną innych niż spółka zbiorczych grafików dla odbiorców korzystających z zasady TPA;
- wprowadzenie uciążliwego obowiązku tworzenia przez przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną inne niż spółka oddzielnych jednostek grafików dla każdego z odbiorców końcowych korzystających z zasady TPA, przy jednoczesnym zbiorczym rozliczaniu spółka nieuzasadnionych korzyści.

W okresie sprawozdawczym prowadzono 24 postępowania wyjaśniające, które dotyczyły przedsiębiorstw z sektora elektroenergetycznego. Jedynie w dwóch przypadkach wszczęto postępowanie antymonopolowe.

Prowadzone postępowania wyjaśniające dotyczyły m.in. kwestii:

- nałożenia na odbiorców usług obowiązku dokonania na własny koszt modernizacji układu pomiarowego poprzez instalację licznika elektronicznego z funkcją teletransmisji danych pomiarowych do centralnego komputera przedsiębiorstwa energetycznego,
- zbadania zgodności z prawem wprowadzenia opłat handlowych w rozliczeniach z tytułu obrotu (sprzedaży) energii elektrycznej nie przewidzianych w rozporządzeniu taryfowym,
- narzucania uciążliwych warunków umów dotyczących przebudowy istniejącej infrastruktury energetycznej kolidującej z budową, remontem lub przebudową dróg,
- postanowień umowy kompleksowej przewidujących obowiązek odbiorcy do dostosowania swoich urządzeń do zmienionych warunków funkcjonowania sieci, o których odbiorca został powiadomiony we właściwym czasie i trybie, w tym ewentualnie rozbudowy swojej sieci lub instalacji wynikającej ze zmiany miejsca dostarczania energii i rozgraniczenia własności,
- odmawiania podpisywania aneksów do umów o przyłączenie do sieci farmy wiatrowej – w przypadku korekty lokalizacji planowanej farmy wiatrowej nie powodującej zmiany miejsca przyłączenia,
- nierównoprawnego traktowania inwestorów farm wiatrowych w realizacji wniosków o przyłączenie do sieci,

- odmowy przyznania bonifikaty za niedostarczenie energii elektrycznej i niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców wskutek huraganu,
- warunków stawianych podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej w zakresie przystosowania sieci na potrzeby przyłączenia oraz poniesienia kosztów tego przystosowania,
- działań przedsiębiorstwa energetycznego w zakresie sprawdzania prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, przeprowadzanego na żądanie odbiorcy energii elektrycznej,
- obciążania odbiorców, niebędących właścicielami układów pomiarowo-rozliczeniowych, kosztami sprawdzenia prawidłowości działania tych układów w sytuacji, gdy układów tych nie poddano badaniom laboratoryjnym,
- stosowania procedury sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego za pomocą licznika wzorcowego, w ramach której za nieprawidłowo działający uznawany jest wyłącznie ten układ, dla którego licznik wzorcowy wskazał błąd odczytu o wartości co najmniej dwukrotnie przekraczającej normatywny limit błęd, właściwy dla sprawdzanego układu,
- stosowania przez zakład energetyczny we wzorcach umów z konsumentami niedozwolonych postanowień umownych wpisanych do Rejestru prowadzonego przez Prezesa UOKiK,
- ustalenia czy przedsiębiorstwo energetyczne zawierając umowy sprzedaży energii elektrycznej z przedsiębiorcami produkującymi energię elektryczną w Małych Elektrowniach Wodnych nie stosowała, w podobnych umowach zawieranych z osobami trzecimi, uciążliwych lub niejednorodnych warunków umów, stwarzających tym osobom zróżnicowane warunki konkurencji oraz czy narzucała kontrahentom nieuczciwe warunki umów, przynoszące jej nieuzasadnione korzyści,
- przetargów na prace związane z realizowaniem robót budowlanych związanych z modernizacją, rozbudową, przebudową istniejącej sieci elektroenergetycznej, w specyfikacji istotnych warunków zamówienia, w których za jedno z kryteriów przystąpienia do przetargu określono wymóg zakupu materiałów budowlanych od spółki powiązanej kapitałowo,
- informowania odbiorców energii elektrycznej o planowanych przerwach w dostawie energii.

W okresie sprawozdawczym prowadzono jedno postępowanie wyjaśniające, które dotyczyło przedsiębiorstw z sektora elektroenergetycznego działających na rynku hurtowym. Postępowanie to miało na celu wstępne ustalenie, czy zasady sprzedaży energii elektrycznej naruszają przepisy ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów. W toku postępowania poddano analizie zachowania PGE Polska Grupa Energetyczna SA. Zebrany materiał nie dostarczył przesłanek uzasadniających możliwość wszczęcia przez Prezesa UOKiK postępowania antymonopolowego.

Podzielność kompetencji między wymienionymi organami administracji rządowej służy przejrzystości działań poszczególnych organów. Nie wyklucza to jednak potrzeby współdziałania w sprawach dotyczących sektora elektroenergetycznego. Współpraca Prezesa URE z Prezesem UOKiK polega na przekazywaniu spraw według właściwości, zgłaszaniu naruszeń prawa, zgodnie z zakresem kompetencji urzędów, wymiany informacji i wiedzy, a także uczestnictwa we wspólnych szkoleniach. Podobnie współpraca Prezesa URE z Ministrem Gospodarki opiera się na opiniowaniu projektów ustaw i rozporządzeń, przedstawianiu stanowisk i wniosków w zakresie spraw związanych z elektroenergetyką.

- [Funkcjonowanie wirtualnych elektrowni lub innych form obrotu udostępnionymi mocami produkcyjnymi](#)

W Polsce nie funkcjonują wirtualne elektrownie ani inne wirtualne formy obrotu mocami produkcyjnymi.

[Działalność sprzedawców](#)

- [Zasady przejrzystości działania i stopień dostępności informacji](#)

Zasada ta jest realizowana przez publikację informacji, najczęściej w Internecie. Strony internetowe spółek prowadzących działalność w zakresie obrotu 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. Niektóre przedsiębiorstwa obrotu zamieszczają na swoich stronach internetowych tzw. kalkulatory taryfowe, umożliwiające zainteresowanym odbiorcom porównanie ofert konkurentów.

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.

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

Przedsiębiorstwa obrotu prezentują zazwyczaj swoją ofertę odbiorcom końcowym w trybie indywidualnym. Ceny i inne warunki umów są negocjowane każdorazowo z kontrahentem i różnią się w zależności od czasookresu dostaw, odchyleń, profilu poboru. 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, miesięczne, półroczne, najdłuższe – do roku. Najczęściej mają postać umowy ramowej, w której zawiera się każdorazowo porozumienie transakcyjne. Występują też umowy sprzedaży z określoną z góry ilością energii. Większość umów zawiera postanowienia regulujące odpowiedzialność stron umowy na wypadek nie wywiązania się lub nienależytego wywiązania z umowy. Niektóre spółki obrotu stosują standardowe umowy EFET (*European Federation of Energy Traders*).

Określenie 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. Płatność ma najczęściej formę przelewu bankowego, realizowanego w terminie 14, 21 lub 30 dni od wystawienia faktury.

Postanowienia dotyczące rozwiązywania sporów zawiera każda umowa. W pierwszej kolejności preferuje się polubowne metody ich rozwiązywania, ewentualnie postępowanie przed sądem arbitrażowym, a gdy sprawa sporna należy do właściwości Prezesa URE – składany jest wniosek o wszczęcie postępowania administracyjnego.

Spółki dystrybucyjne, po wydzieleniu ze struktur przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, zawierają z odbiorcami finalnymi umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowe sprzedaży energii elektrycznej. Odbiorcy za dostarczoną energię elektryczną i świadczone usługi dystrybucji rozliczani są według cen i stawek opłat właściwych dla grup taryfowych zawartych w zatwierdzanych taryfach dla energii elektrycznej. Rozliczenia za sprzedaną energię lub świadczone usługi dystrybucyjne przeprowadza się w okresach rozliczeniowych, które ustalane są odrębnie w taryfach poszczególnych dostawców.

Działania z zakresu polityki ochrony i promowania konkurencji

Prezes UOKiK opracował dokument *Polityka konkurencji na lata 2008-2010*²⁴⁾. W ramach dokumentu w Obszarze II Tworzenie i intensyfikowanie konkurencji zawarte zostały działania dotyczące tworzenia i intensyfikowania konkurencji w sektorze energetycznym (działania te obejmowały m.in. monitorowanie konkurencji w sektorze przy uwzględnieniu wpływu na rynek skonsolidowanych pionowo grup energetycznych oraz podejmowanie działań gwarantujących rozwój konkurencji; monitorowanie przebiegu procesu liberalizacji sektora pod kątem ewentualnego zniesienia taryf w zakresie wytwarzania i obrotu energią; podnoszenie świadomości opinii publicznej w zakresie możliwości, jakie daje im liberalizacja elektroenergetyki; analizę przepisów ustawy o zapasach pod kątem ich wpływu na proces rozwoju konkurencji w sektorze gazowym oraz przeprowadzenie koniecznych zmian).

Ponadto UOKiK zajmował się koordynacją prac nad przygotowaniem dokumentu *Kierunki rozwoju konkurencji i ochrony konsumentów w polskim sektorze energetycznym*²⁵⁾. Dokument zawierał dwie części, z których pierwsza poświęcona została zagadnieniom rozwoju konkurencji, a druga problemom konsumentów na rynku energii elektrycznej.

²⁴⁾ Dokument przygotowany przez Prezesa UOKiK, przyjęty przez Radę Ministrów w lipcu 2008 r.

²⁵⁾ Dokument przygotowany przez Prezesa UOKiK w sierpniu 2008 r.

4. REGULACJA I FUNCJONOWANIE RYNKU GAZU ZIEMNEGO

4.1. Problematyka regulacji

4.1.1. Zarządzanie i alokacja zdolnościami przesyłowymi połączeń międzysystemowych oraz mechanizmy zarządzania ograniczeniami sieciowymi

Zarządzaniem ruchem sieciowym w krajowym systemie przesyłowym zajmuje się Gaz-System SA. Funkcjonowanie sieci przesyłowej odbywa się zgodnie z procedurami określonymi, w zatwierdzonej przez Prezesa URE, drugiej części Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej²⁶⁾ (tzw. „kodeksu sieciowego”) dotyczącej zasad bilansowania i zarządzania ograniczeniami sieciowymi, którą wraz z projektem wzorcowej umowy przesyłowej oraz mapą i katalogiem punktów „wejścia/wyjścia” operator publikuje na stronie internetowej.

W tab. 4.1. zamieszczono informację o występujących w 2008 r. ograniczeniach systemowych i sposobach ich usuwania.

Tabela 4.1. Zarządzanie fizycznymi ograniczeniami systemowymi

Miejsce występowania	Skala ograniczeń	Sposób zapobiegania	Moc przesyłowa w miejscu występowania ograniczenia [w m ³ /dobę]
Obszar północno-zachodniej Polski	Stwierdzono brak rezerwy zdolności przesyłowej w systemie gazu wysokometanowego	W celu poprawy przepustowości w rejonie północno-zachodniej Polski rozbudowywany jest układ przesyłowy Goleniów – Nowogard – Płoty – Koszalin, co poprawi warunki dostaw gazu grupy E do mieszalni na Przymorzu. Dodatkowo w celu poprawy przepustowości w tym rejonie planowana jest budowa tłoczni Goleniów.	8,4 mln
Rejon Częstochowy	Stwierdzono brak rezerwy zdolności przesyłowej w systemie gazu wysokometanowego	W celu umożliwienia zwiększenia dostaw w rejonie Częstochowy budowany jest gazociąg DN 500 Lubliniec – Częstochowa.	1,3 mln
Rejon Gdańska	Stwierdzono brak rezerwy zdolności przesyłowej w systemie gazu wysokometanowego	Kontynuacja budowy układu przesyłowego DN 500 Gustorzyn – Gdańsk.	1,2 mln
Rejon Białegostoku	Stwierdzono brak rezerwy zdolności przesyłowej w systemie gazu wysokometanowego	Podniesienie ciśnienia kontraktowego dostawy przez Tietierówkę związane z renegocjacją umów kontraktowych.	0,5 mln
Rejon Piotrkowa Trybunalskiego	Stwierdzono brak rezerwy zdolności przesyłowej w systemie gazu wysokometanowego	Dokończenie budowy gazociągu Mory-Meszcze. Zwiększenie przesyłu gazu do rejonu Łodzi.	1,7 mln
Rejon Jarosławia	Stwierdzono brak rezerwy zdolności przesyłowej w systemie gazu wysokometanowego	Modernizacja Tłoczni Jarosław II.	15,6 mln

Źródło: Gaz-System SA.

²⁶⁾ Zapisy kodeksu sieciowego przewidują stosowanie zasady *use-it-or-lose-it* do usuwania ograniczeń kontraktowych przez OSP. Przy ograniczeniach sieciowych nie stosowano transakcji typu *swap*. Informacje dotyczące zdolności przesyłowych w tych punktach, wymagane na podstawie rozporządzenia 1775/2005/WE, są publikowane na stronach internetowych Gaz-System SA. W 2008 r. OSP kontynuował prace związane z funkcjonowaniem internetowej platformy informacyjnej.

Deficyt zdolności przesyłowych w systemie krajowym wynika z niewystarczających inwestycji w rozbudowę sieci przesyłowej. W rezultacie rejony kraju dotknięte ograniczeniami charakteryzują się znaczną liczbą odmów przyłączenia do sieci zarówno przesyłowej, jak i dystrybucyjnej. Ponadto, w okresie zwiększonego popytu na gaz istnieją problemy z zapewnieniem zapotrzebowania odbiorcom już przyłączonym do sieci dystrybucyjnych.

Tę sytuację w 2008 r. charakteryzują dane z tab. 4.2. Średni czasu przerw w dostawach w przeliczeniu na odbiorcę przyłączonego sieci przesyłowej został obliczony na podstawie informacji zebranych od OSP.

Tabela 4.2. Przerwy i ograniczenia w dostawach gazu

	Liczba	Przerwy i ograniczenia			Ilość niedostarczonego paliwa [w mln m ³]
		Czas trwania [w min]	Liczba odbiorców wyłączonych	Średni czas [w min./odb]	
Awarie	11	210	1	210	0,004 dla jednego ZUP*
Prowadzone prace planowe	-	-	-	-	-
Ograniczenia	-	-	-	-	-

* ZUP – Zleceniodawca Usługi Przesyłowej – PGNiG SA.

Źródło: Gaz-System SA.

Charakterystyka przepustowości połączeń międzysystemowych krajowego systemu przesyłowego i ich wykorzystanie jest zawarta w tab. 4.3.

Tabela 4.3. Połączenia międzysystemowe we współpracy międzyoperatorskiej

Nazwa Operatora systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Kierunek dostaw	Rodzaj składanych nominacji	Całkowita zdolność przesyłowa ^a [w mln m ³ /rok]	Za rezerwowane zdolności przesyłowe [w mln m ³ /rok]	Niezarezerwowane zdolności przesyłowe [w mln m ³ /rok]
ONTRAS	Niemcy	Lasów	Polska	dość/godzina	1 054,2	1 054,2	0,0
ONTRAS	Niemcy	Gubin	Polska	dość	17,6	17,6	0,0
Severomoravske plynarenske	Czechy	Branice	Polska	dość	1,4	1,4	0,0
Severomoravske plynarenske	Czechy	Głuchołazy	Polska	dość	105,4	105,4	0,0
Ukrtransgaz	Ukraina	Drozdowicze	Polska	dość/godzina	5 682,4	5 682,4	0,0
Bieltransgaz	Białoruś	Tietierowka	Polska	dość/godzina	188,9	188,9	0,0
Bieltransgaz	Białoruś	Wysokoje	Polska	dość/godzina	5 490,0	5 061,8	428,2
EuRoPol GAZ SA	Polska	Włocławek	Polska	dość/godzina	3 057,6	3 057,6	0,0
EuRoPol GAZ SA	Polska	Lwówek	Polska	dość/godzina	2 371,7	2 371,7	0,0
ONTRAS	Niemcy	Kamminke	Niemcy	dość	87,8	87,8	0,0

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

Źródło: Gaz-System SA.

Na wszystkich punktach „wejścia” do polskiego systemu przesyłowego udział mocy zarezerwowanych przez PGNiG SA wynosi prawie 100%. Stopień ich wykorzystania przez przedsiębiorstwo jest zróżnicowany, np. 80% na wszystkich połączeniach z operatorem niemieckim, czy też 42% na połączeniach z operatorem białoruskim. Jednak możliwości OSP udostępnienia innym importerom gazu niewykorzystanych przez PGNiG SA zdolności przesyłowych są ograniczone przede wszystkim zapisami ustawy o utrzymywaniu obowiązkowych zapasów gazu. W 2008 r. tylko jednemu importerowi paliwa gazowego udało się uzyskać dostęp do punktu wejścia w Lasowie – na warunkach ciągłych – w ilości 25 m³/h.

W Polsce nie były stworzone odrębne warunki zawierania kontraktów tranzytowych mimo takich możliwości zawartych w Artykule 3(1) dyrektywy 91/296. Dlatego przedsiębiorstwo SGT EuRoPol Gaz SA, będące właścicielem polskiego odcinka gazociągu „Jamał-Europa” świadczy usługi przesyłowe wyłącznie dla

PGNiG SA oraz OOO „Gazprom Eksport”, spółki należącej do OAO „Gazprom”²⁷⁾. W 2008 r. tym gazociągiem przetransportowano następujące ilości gazu: OOO „Gazprom Eksport” – 27,70 mld m³, PGNiG SA – 2,55 mld m³.

W tym miejscu warto wspomnieć, że nadal otwartą pozostaje kwestia wyznaczenia operatora tego gazociągu, co powoduje, że organ regulacyjny nie jest w stanie wyegzekwować postanowień rozporządzenia 1775/2005/WE w kwestii zarządzania ruchem sieciowym.

Metodologia wyznaczania maksymalnej technicznej zdolności przesyłowej, zgodna z ogólnie obowiązującymi normami, nie była przedmiotem odrębnej oceny Regulatora. Elementy oceny mogą być jednak realizowane w przypadku analizy przesłanek odmowy przyłączenia do sieci oraz zasadności nowych inwestycji sieciowych, jednak w 2008 r. nie było takich przypadków.

4.1.2. Regulacja zadań przedsiębiorstw przesyłowych i dystrybucyjnych

Taryfy sieciowe

Tryb zatwierdzania taryf dla paliw gazowych²⁸⁾ polega na sprawdzeniu, czy taryfa spełnia wymogi określone w ustawie oraz aktach wykonawczych, tj. rozporządzeniu taryfowym oraz przyłączeniowym. 20 lutego 2008 r. weszło w życie nowe rozporządzenie taryfowe²⁹⁾, które wniosło kilka zasadniczych zmian w kalkulacji taryf sieciowych, tj.:

- koszty transportu gazu gazociągami przebiegającymi przez granicę Polski, koszty transportu skroplonego gazu ziemnego, w tym transportu kołowego oraz koszty tworzenia i magazynowania obowiązkowych zapasów gazu stanowią podstawą kalkulacji ceny gazu, a nie jak było poprzednio podstawą kalkulacji stawek opłat przesyłowych i dystrybucyjnych,
- stawki opłat dystrybucyjnych kalkulowane są jedynie na podstawie kosztów własnych ponoszonych przez przedsiębiorstwa gazownicze świadczące usługi dystrybucji, w przeciwieństwie do stawek kalkulowanych na podstawie poprzednio obowiązujących przepisów, które uwzględniały wszystkie koszty związane z transportem gazu od źródła jego pozyskania do odbiorcy oraz koszty jego magazynowania,
- określone zostały zasady kalkulacji zwrotu z zaangażowanego kapitału; poprzednio zasady te ustalał Prezes URE wykorzystując uprawnienia wynikające z art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. c u-Pe i zgodnie z nimi, z uwagi na ochronę interesów odbiorców, wynagradzana była jedynie część majątku trwałego netto według stanu z końca roku sprawozdawczego poprzedzającego rok ustalenia taryfy; według nowych zasad zwrot z zaangażowanego kapitału liczony jest nie tylko od zaangażowanego majątku trwałego, ale również od kapitału obrotowego i są to średnie wartości w okresie regulacji.

Zaznaczyć jednak należy, że w taryfach operatorów systemu dystrybucyjnego, które weszły w życie od 25 maja 2008 r. – z uwagi na fakt, iż proces o zatwierdzenie taryf na 2008 r. rozpoczął się jeszcze „pod rządami starego rozporządzenia” – uwzględniony został zwrot z kapitału według zasad obowiązujących poprzednio, a więc liczony był od ½ majątku trwałego netto według stanu na 31 grudnia 2007 r. Natomiast w odniesieniu do przedsiębiorstw, które nie mają obowiązku wydzielenia operatora, zastosowanie miały już nowe zasady. Zwrot z zaangażowanego kapitału ustalany był przez same przedsiębiorstwa na podstawie zasad określonych w rozporządzeniu taryfowym. Prezes URE określił jedynie trzy elementy niezbędne do ustalenia stopy zwrotu, tj. stopę wolną od ryzyka, premie za ryzyko udostępniania kapitału oraz współczynnik *asset beta* niezbędny do określenia miary ryzyka zaangażowanego kapitału. Prezes URE ograniczył również wynagradzanie kapitału obrotowego do poziomu nie wyższego niż 1% majątku trwałego zaangażowanego w działalność koncesjonowaną.

Podobnie jak w latach ubiegłych przychód regulowany spółek gazowniczych ustalany był metodą kosztową. W przypadku takich przedsiębiorstw, jak Gaz-System SA oraz SGT EuRoPol SA główną przyczyną była ich nieporównywalność do innych przedsiębiorstw, natomiast w przypadku OSD GK PGNiG SA – możliwa do zastosowania w przyszłości – metoda analizy porównawczej nie mogła być zastosowana z uwagi na brak po-

²⁷⁾ Podmioty te są następcami prawnymi założycieli Spółki, którzy zawarli wraz z firmą „Gas Trading” SA i SGT EuRoPol Gaz SA „Porozumienie o zasadach dysponowania zdolnościami przesyłowymi systemu gazociągów tranzytowych przechodzących przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej”. Na mocy porozumienia ww. podmioty dysponują zdolnością przesyłową gazociągu tranzytowego z uwzględnieniem etapów jego budowy. Umowa na tranzyt gazu przez terytorium Polski obowiązuje do końca 2019 r.

²⁸⁾ Zgodnie z art. 47 u-Pe.

²⁹⁾ Dz. U. Nr 28, poz. 165 z 20 lutego 2008 r.

równywalnych danych statystycznych³⁰⁾. OSD swoją działalność rozpoczęły dopiero w połowie 2007 r., przejmując część obowiązków z działalności obrotu (a zatem mimo funkcjonalnego rozdziału od działalności obrotu od 1 stycznia 2006 r. dane kosztowe dotyczące ich działalności obejmowały jedynie pół roku), a ponadto majątek jakim operatorzy ci dysponowali w 2008 r. był nieporównywalny z ich majątkiem z 2007 r. w związku z przejściem od Gaz-System SA znacznej części sieci wysokiego ciśnienia³¹⁾.

W 2008 r. zakres zbieranych informacji nie uległ zasadniczej zmianie. Podobnie jak poprzednio od przedsiębiorstw sieciowych wymagane było przedłożenie – w trakcie postępowań o zatwierdzenie ich taryf – następujących danych:

- długość sieci w podziale na ciśnienia,
- liczba i moc stacji redukcyjnych,
- wartość majątku trwałego, zaangażowanego w działalność sieciową,
- wartość amortyzacji majątku sieciowego,
- poziom nakładów inwestycyjnych w okresie obowiązywania taryfy,
- liczba przyłączanych podmiotów oraz poziom opłat za przyłączenie,
- liczba odbiorców w każdej z grup taryfowych, ilość gazu transportowana na ich potrzeby oraz moc przez nich zamówiona,
- bilans gazu,
- ilość gazu zakupiona na pokrycie różnicy bilansowej,
- wielkość strat sieciowych,
- wysokość kosztów własnych w układzie rodzajowym, w podziale na poszczególne grupy taryfowe,
- wysokość przychodów w poszczególnych grupach taryfowych.

Nowymi wymaganymi danymi była wartość: kapitału obrotowego oraz własnego i obcego³²⁾.

Podstawową gwarancją rzetelności danych za rok sprawozdawczy jest oświadczenie o ich prawdziwości, obwarowane groźbą kary więzienia do lat 3 w przypadku podania informacji nieprawdziwych. Wymienionym sankcjom podlegają osoby upoważnione do reprezentowania przedsiębiorstwa przed organem regulacji. Niezależnie od tego bada się, czy dane finansowe przedstawiane we wniosku taryfowym za rok sprawozdawczy nie przekraczają odpowiadających wielkości ze sprawozdania finansowego przedsiębiorstwa oraz są zbieżne z danymi przedstawianymi w monitoringu prowadzonym przez organ regulacji raz na kwartał. Zaznaczyć przy tym należy, że sprawozdania finansowe dla przedsiębiorstwa (niezależnie od prowadzonych rodzajów działalności) podlegają weryfikacji przez biegłego rewidenta.

Głównym sposobem oceny planowanych danych finansowych jest ich porównanie z wielkościami roku sprawozdawczego bądź w przypadku wątpliwości – z danymi dotyczącymi lat wcześniejszych. Natomiast ocenę pozostałych danych niezbędnych do kalkulacji taryfy, m.in. takich, jak: planowana ilość gazu dostarczanego odbiorcom i planowana wielkość zamówionej przez nich mocy, dokonywana jest zarówno przez porównanie z danymi roku sprawozdawczego, oraz trendami z lat wcześniejszych, jak też brana jest pod uwagę przewidywana sytuacja w tych dziedzinach gospodarki kraju, które mają wpływ na sektor gazowy. Ponadto, głównie w grupach taryfowych o znacznej liczbie odbiorców (powyżej 100), badane są zachowania trendów średniej ilości przesłanego gazu na jednego odbiorcę i średniej wielkości zamówionej mocy na jednego odbiorcę. Dodatkowo porównywane są zgodności bilansów gazu oraz zamówionych mocy planowanych przez operatorów systemów gazowych i przedsiębiorstwa obrotu gazem.

Głównymi narzędziami oceny efektywności są porównania jednostkowych kosztów własnych (koszty własne odniesione do ilości przesłanego gazu, długości sieci, ilości stacji redukcyjnych z uwzględnieniem ich stanu technicznego) oraz udziału gazu na straty i różnicę bilansową w ogólnej puli transportowanego gazu.

W 2008 r. taryfy przedsiębiorstw sieciowych zatwierdzone zostały na okres jednego roku, co było zgodne z wnioskami tych przedsiębiorstw.

³⁰⁾ Zdaniem analityków zastosowanie metody porównawczej do wyznaczenia kosztów operacyjnych przedsiębiorstw, których liczba nie przekracza 10 wymaga stabilnych danych statystycznych z okresu co najmniej 5 lat.

³¹⁾ W grudniu 2007r. nastąpiło wyłączenie z umowy leasingu operacyjnego części majątku sieciowego. Dotyczyło to głównie tzw. końcówek systemu oraz gazociągów wysokiego ciśnienia o znaczeniu lokalnym lub o parametrach technicznych uniemożliwiających ich wykorzystanie, jako w pełni sprawnych gazociągów przesyłowych. Na mocy tego porozumienia wyłączono z umowy leasingu około 4,2 tys. km sieci przesyłowej.

³²⁾ Powyższe dane dotyczyły ostatniego roku sprawozdawczego, tj. roku poprzedzającego rok ustalenia taryfy, dla którego sprawozdanie finansowe zostało zbadane zgodnie z przepisami o rachunkowości oraz wielkości planowanych na rok obowiązywania taryfy przedkładanej do zatwierdzenia.

Rola organu Regulacji w procesie dokonywania oceny efektywności funkcjonowania sieci

Rola Prezesa URE w tym zakresie nie zmieniła się i sprowadza się do następujących zadań:

- akceptacji w procesie taryfowym takich przychodów przedsiębiorstwa, które mogą zapewnić jemu bezpieczeństwo dostaw i poprawę efektywności funkcjonowania sieci ocenianą m.in. wskaźnikiem średniego czasu przerw w dostawach z tytułu awarii, zwiększeniem przepustowości sieci oraz zmniejszeniem udziału gazu na różnicę bilansową,
- oceny funkcjonowania sieci w trakcie uzgadniania projektów planów rozwojów na kolejne lata, gdzie analizowana jest zasadność poziomu planowanych nakładów pokrywanych przez przychody taryfowe w kontekście rozwoju sieci i zapewnienia bezpieczeństwa dostaw,
- wymaganie zawarcia przez przedsiębiorstwa sieciowe w swoich taryfach postanowień o wysokości bonifikat z tytułu jakości świadczonych usług, w tym z tytułu ograniczenia wielkości mocy umownej oraz niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców.

Przedsiębiorstwa sieciowe udostępniają uczestnikom rynku zatwierdzone przez Prezesa URE taryfy zawierające stawki opłat za świadczone usługi wraz z warunkami ich stosowania. Ponadto na stronach internetowych podmioty te udostępniają informacje na temat zasięgu ich sieci, rodzajów przesyłanych bądź dystrybuowanych paliw gazowych, punktach obsługi klienta, oddziałach, dane kontaktowe, wzory wniosków i umów. Dodatkowo OSD udostępniają na stronach internetowych średnie miesięczne wartości parametrów jakościowych dystrybuowanego przez nie gazu, określone na podstawie cyklicznie przeprowadzanych przez nie pomiarów jakości gazu w wybranych punktach sieci.

W 2008 r. dystrybucyjne przedsiębiorstwa gazowe poinformowały o 2 378 zarejestrowanych przypadkach odmów przyłączenia do sieci³³⁾. Natomiast średni czas przerw w dostawach w przeliczeniu na odbiorcę został obliczony na podstawie informacji zebranych z przedsiębiorstw prowadzących działalność dystrybucyjną (tab. 4.4.).

Tabela 4.4. Przerwy w dostawach paliw gazowych przedsiębiorstw dystrybucyjnych

Rok	Przerwy					
	awarie			prowadzone prace planowe		
	czas trwania	liczba odbiorców wyłączonych	średni czas	czas trwania	liczba odbiorców wyłączonych	średni czas
	min.	szt.	min./odb.	min.	szt.	min./odb.
2005	43 341 809,10	109 571	395,56	79 411 583,60	194 219	408,88
2006	89 518 594,80	123 361	725,66	76 721 978,40	153 386	500,19
2007	46 707 750,34	89 218	523,52	78 061 416,00	153 083	509,93
2008	110 416 057,40	104 108	1 060,62	131 395 059,60	130 673	1 005,53

Źródło: URE.

Bilansowanie

Bilansowanie systemu przesyłowego gazu realizowane jest przez Gaz-System SA na zasadach określonych w kodeksie sieciowym. W porównaniu do 2007 r. nie zaszły zmiany w charakterystyce mechanizmu.

Zestawienie informacji o bilansowaniu i opłatach przedstawione jest w tab. 4.5.

Tabela 4.5. Bilansowanie – charakterystyka

Wskaźnik	Opis
Okres	1 doba
Obszar	Bilansowanie odbywa się w jednym obszarze - na poziomie krajowego systemu przesyłowego
Godzina zamknięcia bramki	12:00 doba n-1
Zależność limitów od wielkości mocy zamówionej	Przyjęto kryterium $K_m=15\ 000\ m^3/h$ dla określenia wielkości dopuszczalnych limitów niezbilansowania jako sumę mocy umownych zamówionych przez ZUP na punktach wyjścia Wielkości w nawiasach dla K_m odpowiednio powyżej i poniżej $5\ 000\ m^3/h$ różnicowanie limitów ma służyć ochronie drobnych uczestników rynku oraz jego nowych uczestników

³³⁾ Art. 7 ust. 1 u-Pe.

<p>OPŁATY: niezbilansowanie dobowe</p>	<p>Niezbilansowanie w dobie gazowej Jest to różnica pomiędzy ilością przekazaną do przesyłu i odebraną z systemu przesyłowego w ciągu pojedynczej doby gazowej. Dla doby gazowej określone zostały dwa limity dopuszczalnego niezbilansowania Dobowy Limit Niezbilansowania (5% i 15%) Graniczny Dobowy Limit Niezbilansowania (15% i 45%) Ich wartości odniesione są do ilości przekazanej na wejściach w danej dobie Obsługa niezbilansowania w zakresie DLN wliczona jest w opłatę przesyłową Przekroczenie odpowiednio DLN i GDLN wiąże się z odpowiednimi opłatami dodatkowymi</p>
<p>maksymalna narastająca ilość niezbilansowania (MNIN)</p>	<p>Niezbilansowanie narastające to suma niezbilansowania dobowego w kolejnych dobach gazowych Wartość MNIN jest określona względem (20% / 40%) wartości średniej doby w danym miesiącu gazowym, wyliczanej na podstawie ilości miesięcznych dla danego miesiąca w Nominacji Rocznej W przypadku przekroczenia w trakcie miesiąca MNIN wprowadzona została dodatkowa opłata motywująca w celu zapewnienia stabilnej pracy systemu</p>
<p>opłata za niedotrzymanie dobowej nominacji powyżej limitów</p>	<p>Naliczane osobno dla każdego z punktów wejścia i wyjścia w przypadku przekroczenia limitu 10%</p>
<p>opłaty i bonifikaty za niedotrzymanie parametrów jakościowych przesyłanego paliwa</p>	<p>Naliczane osobno dla każdego z punktów wejścia i wyjścia w przypadku niedotrzymania ciepła spalania i innych parametrów jakościowych</p>

Źródło: URE.

4.1.3. Efektywny unbundling

Regulacje prawne zawierające wymagania w zakresie unbundlingu zostały szczegółowo omówione w części dotyczącej energii elektrycznej. Formalnie proces unbundlingu OSD – pod względem formy prawnej i organizacyjnej – został zakończony pod koniec 2008 r. Obecnie funkcjonuje sześciu operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych wyznaczonych przez Prezesa URE do końca okresu ważności danych koncesji na dystrybucję paliw gazowych.

Tabela 4.6. Charakterystyka unbundlingu, stan na 31 grudnia 2008 r.

Wyszczególnienie	Ilość	
OSP – rozdział właścicielski	1	* Według stanu na 31 grudnia 2008 r. majątek własny OSP stanowiło 6 768,2 km sieci przesyłowych, 507 stacji gazowych i 13 tłoczni gazu, natomiast na podstawie Umowy Leasingu Operacyjnego zawartej z PGNiG SA OSP zarządzał 2 906,9 km sieci przesyłowych oraz eksploatował 316 stacji gazowych i 1 tłocznię gazu.
OSD – rozdział właścicielski	0	
OSP – wyodrębnienie prawne, posiadanie majątku (sieci)	0	
OSP – wyodrębnienie prawne, brak majątku (sieci)	1*	
OSD – wyodrębnienie prawne, posiadanie majątku (sieci)	6	
OSD – wyodrębnienie prawne, brak majątku (sieci)	0	

Źródło: URE.

Gaz-System SA kontynuował proces sukcesywnego wykupu od PGNiG SA poszczególnych elementów leasingowanego majątku przesyłowego. Pod koniec 2008 r. majątek własny OSP stanowił 84% całości zarządzanego systemu przesyłowego.

31 grudnia 2008 r. na okres 27 lat Prezes URE wyznaczył PGNiG SA na operatora systemu magazynowania (OSM). Dzięki temu Regulator będzie mógł egzekwować od operatora obowiązki wynikające m.in. z u-Pe, dotyczące publikacji danych dotyczących zdolności magazynowych oraz zasad zarządzania ograniczeniami systemowymi. Prezes URE, zatwierdzając taryfy na usługi magazynowe, będzie mógł również sprawdzać efektywność kosztową prowadzenia działalności przez OSM i sposób wykorzystania pojemności magazynowych.

4.2. Zagadnienia konkurencji [art. 25(1)(h)]

4.2.1. Charakterystyka rynku sprzedaży hurtowej

W 2008 r. całkowite zużycie gazu ziemnego w Polsce wyniosło 157,3 TWh/rok, z czego blisko 29% pochodziło ze źródeł krajowych, których całkowite zdolności wydobywcze wyniosły 61,5 TWh/rok. Produkcja krajowa dopełniana było dostawami z importu, który wyniósł prawie 110 TWh/rok. W porównaniu z 2007 r. całkowite zużycie gazu wzrosło o 3,2%, import o ok. 7% natomiast wydobycie krajowe zmalało o 4,7%.

Techniczne możliwości polskiego systemu gazowego zostały przedstawione w tab. 4.7.

Tabela 4.7. Krajowe zdolności wydobywcze w 2008 r.

Zdolności wydobywcze [w mld m ³ /rok]	Zdolności wydobywcze [w mln m ³ /doba]
Gaz naturalny	
5,61	17,23
Gaz przeliczony na wysoki metan	
4,44	13,5

Źródło: PGNiG SA.

W 2008 r. dostawy zagraniczne obejmowały import z Rosji, Ukrainy i krajów środkowoazjatyckich oraz dostawy z Niemiec i Czech. Największą część importu stanowił import z Rosji realizowany w ramach długoterminowego kontraktu zawartego pomiędzy PGNiG SA a Gazprom Export. W 2008 r. na jego podstawie zakupiono 77,4 TWh, co stanowi 68 % całkowitego przywozu gazu na terytorium Polski, z kolei tranzyt paliwa gazowego przesyłanego polskim odcinkiem gazociągu Jamał-Europa wyniósł 303,9 TWh/rok. W formie skroplonej gazu ziemnego sprzedaje się niewielkie ilości – ok. 22,5 tys. ton.

Tabela 4.8. Struktura dostaw gazu w 2008 r.

Wyszczególnienie	Ilość [w mln m ³]
Import, w tym:	10 264,2
- Kontrakt „jamalski”	7 056,7
Nabycie wewnątrzwspólnotowe / kraj pochodzenia	
a) Czechy	0,2
b) Niemcy	847,3
Pozostały import / kraj pochodzenia	
a) Ukraina	4,8
b) Turkmenistan	2 377,2
Wydobycie własne	4 073,9
Magazyny gazu (zmiana zapasów)	+ 11,8

Źródło: PGNiG SA.

Wysoki poziom koncentracji na hurtowym rynku gazu powoduje, że udział aktywnych, niezależnych uczestników rynku jest znikomy i nie przekracza 2% (tab. 4.9.). Podmioty te w przeważającej części zakupują gaz od PGNiG SA.

Tabela 4.9. Liczba i udziały rynkowe największych przedsiębiorstw w 2008 r.

Liczba przedsiębiorstw o udziale w danym rynku gazu ziemnego przekraczającym 5%	Udział trzech największych przedsiębiorstw w podaży paliwa gazowego [w %]	Udział trzech największych przedsiębiorstw obrotu [w %]	Liczba przedsiębiorstw z kapitałem zagranicznym aktywnych na rynku	Udział w rynku przedsiębiorstw z kapitałem zagranicznym [w %]
1	100	97,4	12	1,34

Źródło: URE.

Obrót gazem realizowany jest wyłącznie w ramach kontraktów dwustronnych. Nie funkcjonuje giełda gazu ani obrót paliwem gazowym w węzłach wymiany handlowej. Ceny paliwa gazowego nie są różnicowane w zależności od faktu wykorzystania gazu na potrzeby własne odbiorcy bądź wykorzy-

stania do dalszej odsprzedaży – o cenie decyduje moc zamówiona, brana pod uwagę odrębnie dla każdego z punktów odbioru. Wolumen sprzedaży nie jest czynnikiem bezpośrednio różnicującym ceny.

100% pojemności podziemnych magazynów gazu znajduje się w posiadaniu PGNiG SA. Spółka w ramach dwustronnej umowy udostępnia 50 mln m³ na rzecz Gaz-System SA, w związku z wykonywaniem przez to przedsiębiorstwo funkcji operatora systemu przesyłowego. Pozostała część pojemności była wykorzystywana na potrzeby własne i nie była udostępniana innym przedsiębiorstwom³⁴⁾.

W 2008 r. pojemność czynna podziemnych magazynów gazu wynosiła ok. 18,2 TWh. Ich charakterystykę przedstawia tab. 4.10.

Tabela 4.10. Podziemne magazyny gazu

Lp.	Nazwa magazynu	Rodzaj magazynu	Pojemność czynna [w mln m ³]	Ilość gazu pobrana z magazynu [w mln m ³]	Ilość gazu zatłoczona do magazynu [w mln m ³]	Stan magazynowy minimalny [w mln m ³]	Stan magazynowy maksymalny [w mln m ³]	Stan na koniec okresu sprawozdawczego [w mln m ³]
1	Wierzchowice	sczerpane złożo gazu	575,00	346,465	470,005	130,077	575,000	473,451
2	Brzeźnica	sczerpane złożo gazu	65,00	41,148	63,842	1,158	65,000	55,135
3	Strachocina	sczerpane złożo gazu	150,00	77,215	103,287	46,501	150,027	106,312
4	Swarzów	sczerpane złożo gazu	90,00	74,578	87,180	2,833	90,000	66,360
5	Husów	sczerpane złożo gazu	400,00	192,013	287,989	112,021	400,010	380,505
6	Mogilno	kawerny solne	380,17	205,713	240,306	159,379	380,170	374,764
RAZEM			1 660,17	937,132	1 252,609	451,969	1 660,207	1 456,527

Źródło: PGNiG SA.

Współpraca regionalna Gaz-System SA odbywa się na podstawie zawartych porozumień międzyoperatorских, tj.: z operatorem ukraińskim „Ukrtransgaz-em”, niemieckim Ontras-VNG Gastransport GmbH oraz białoruskim „Bieltransgaz-em”.

W 2008 r. nastąpiło połączenie spółek MOW Sp. z o.o. i EWE energia Sp. z o.o. Zasięg prowadzonej działalności powołanej Spółki obejmuje tereny województwa lubuskiego, dolnośląskiego, świętokrzyskiego, opolskiego i lubelskiego.

4.2.2. Charakterystyka rynku detalicznego

Rynek detaliczny jest nadal rynkiem jednego sprzedawcy. Poza PGNiG SA handlem detalicznym zajmuje się kilkadziesiąt innych podmiotów odsprzedających gaz ziemny – nabywany od PGNiG SA – odbiorcom końcowym, jednakże ich udział w rynku wynosi ok. 2%. Przeważająca większość z tych przedsiębiorstw prowadzi sprzedaż gazu za pośrednictwem własnych, lokalnych sieci dystrybucyjnych. Do największych, pod względem wolumenu sprzedaży, należą: ENESTA SA, G.EN. Gaz Energia SA, Media Odra Warta Sp. z o.o., KRI SA i EWE energia Sp. z o.o.

Najliczniejszą grupę odbiorców PGNiG SA stanowią gospodarstwa domowe – 99,6% ogółu odbiorców. Ich udział w wolumenie sprzedaży w 2008 r. wyniósł 26,1%. Największy udział w wolumenie sprzedaży gazu ziemnego przez PGNiG mieli odbiorcy przemysłowi – 61,1%, wśród których dominowały zakłady azotowe oraz firmy rafineryjne i petrochemiczne. Ponadto PGNiG SA sprzedaje gaz do Gaz-System SA i operatorów systemów dystrybucyjnych PGNiG SA – na potrzeby własne i bilansowania systemu. W 2008 r. potrzeby technologiczne (straty i zużycie własne) Gaz-System SA oraz opera-

³⁴⁾ W 2008 r. Prezes URE prowadził postępowanie w sprawie wniosku o zwolnienie PGNiG SA z obowiązku świadczenia usług magazynowania na zasadach TPA. Odmowna decyzja w tej sprawie została wydana w styczniu 2009 r., po wyznaczeniu PGNiG SA operatorem systemu magazynowania.

torów dystrybucyjnych grupy kapitałowej PGNiG SA wynosiły 264,77 mln m³. Wielkość i strukturę sprzedaży gazu do odbiorców końcowych zamieszczono w tab. 4.11.

Tabela 4.11. Wielkość i struktura sprzedaży do odbiorców końcowych

Wyszczególnienie	Ilość	Liczba odbiorców
RAZEM	13 862,1	6 548 900
1. Odbiorcy hurtowi*, z tego	212,1	71
z Grupy kapitałowej PGNiG	0,0	0
spoza Grupy kapitałowej PGNiG	212,1	71
2. OSP – (OGP Gaz-System SA)	79,7	3
3. OSD	128,8	10
4. Eksport	36,7	2
5. Odbiorcy końcowi – Przemysł, z tego	8 461,0	35 150
zakłady azotowe	2 420,1	17
elektrownie i elektrociepłownie	1 032,5	357
ciepłownie	239,5	1 643
inni mali odbiorcy (o zużyciu do 1 mln m ³ /rok)	872,7	32 507
inni średni odbiorcy (o zużyciu powyżej 1 mln m ³ do 25 mln m ³ /rok)	1 879,0	599
inni duzi odbiorcy (o zużyciu powyżej 25 mln m ³ /rok)	2 017,2	27
6. Odbiorcy końcowi – handel i usługi, z tego	1 321,4	145 636
mali odbiorcy (o zużyciu do 1 mln m ³ /rok)	1 173,8	145 503
średni odbiorcy (o zużyciu powyżej 1 mln m ³ do 25 mln m ³ /rok)	147,6	133
duzi odbiorcy (o zużyciu powyżej 25 mln m ³ /rok)	0,0	0
7. Gospodarstwa domowe	3 622,4	6 368 028

* Odbiorcy kupujący w celu dalszej odsprzedaży.

Źródło: PGNiG SA.

Realizacja wariantu centralizacji obrotu detalicznego przez PGNiG SA z jednoczesnym utrzymaniem działalności poszukiwawczej i wydobywczej – oznacza utrzymanie *status quo* i osiągnięcie przez monopolistę nieuzasadnionych korzyści. Dlatego też w tych warunkach rynkowych trudno mówić o realnych możliwościach zmiany sprzedawcy. Formalnie odbiorca może w ciągu roku dwukrotnie zmienić sprzedawcę paliw gazowych natomiast sama procedura jest wolna od opłat.

Obecna struktura rynku gazu determinuje również rodzaje umów, jakie PGNiG SA zawiera z odbiorcami końcowymi. Dominują zatem tzw. umowy kompleksowe zawierające postanowienia umów sprzedaży, świadczenia usług przesyłania i dystrybucji, a także świadczenia usług magazynowania. Zawarte są w nich m.in. obowiązki sprzedawcy i odbiorcy paliwa gazowego, sposób rozliczeń oraz tryb składania reklamacji finansowych. Dla małych odbiorców warunki kontraktów są standardowe. Jedynie umowy z dużymi odbiorcami gazu zawierają postanowienia wynikające z negocjacji. Wszyscy odbiorcy za dostarczane paliwo gazowe i świadczone usługi przesyłu i dystrybucji rozliczani są według cen i stawek opłat właściwych dla grup taryfowych zawartych w zatwierdzanych taryfach dla paliw gazowych. Umowy kompleksowe z reguły są kontraktami długoterminowymi z trzyletnim okresem wypowiedzenia.

Ceny paliw gazowych

W 2008 r. nastąpiła dwukrotna zmiana cen paliw gazowych na rynku detalicznym. Pierwsza zmiana taryfy, jaka miała miejsce 25 kwietnia 2008 r., skutkowałą wzrostem cen paliw gazowych, jako towaru oraz stawki opłat za dostawę tych paliw, które pokrywają koszty ich transportu sieciami operatorów oraz koszty magazynowania. Jednocześnie obniżone zostały stawki opłat za dostawę paliw gazowych do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej. W skali całego kraju, biorąc pod uwagę zarówno dostawy do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej, jak i dystrybucyjnej – wzrost średniej ceny dostawy gazu wysokometanowego wyniósł 14,3%. Natomiast stawki opłat sieciowych dla odbiorców zaopatrywanych z sieci przesyłowej uległ zmniejszeniu dla gazu wyokometanowego o 11,3%.

Kolejna zmiana taryfy, która nastąpiła 1 listopada 2008 r., spowodowała podwyżkę cen gazu o 7,9% na rachunku odbiorcy końcowego. Zatwierdzona przez Prezesa URE taryfa oznaczała wzrost rachunków za gaz średnio o: 4,5% dla odbiorców, którzy zużywają gaz wyłącznie do przygotowywania posiłków; 5,8% dla odbiorców zużywających gaz do przygotowywania posiłków i podgrzania wody oraz 6,8% dla odbiorców korzystających z gazu na potrzeby przygotowania posiłków, podgrzania wody oraz ogrzania mieszkania. Należy nadmienić, że PGNiG SA wnioskowało o podwyżkę cen gazu w wysokości 24,20% (17,37% na rachunku odbiorcy końcowego), co uzasadniło wysokim wzrostem

cen ropy naftowej (w lipcu jej notowania osiągnęły najwyższy kurs w historii – 147 dolarów za baryłkę) oraz osłabionym kursem złotego, w której to walucie PGNiG płaci za import gazu. Jednakże w opinii Prezesa URE podwyżka w wysokości 7,9% była wystarczająca, aby pokryć uzasadniony wzrost kosztów funkcjonowania PGNiG, przy jednoczesnym uwzględnieniu interesu odbiorcy końcowego.

Zważywszy na kontekst polskiego rynku gazu, Regulator dąży do wyposażenia odbiorców gazu w możliwość wykorzystania kalkulatora cenowego. W związku z tym podpisano kontrakt na przygotowanie kalkulatora cenowego, który umożliwi odbiorcom w gospodarstwach domowych porównywanie ofert dostępnych na rynku, cen energii, w tym gazu ziemnego. Kalkulator będzie uruchomiony w połowie 2009 r. Równolegle URE prowadzi ogólnopolską infolinię dla konsumentów oraz infolinię lokalne w Oddziałach URE, gdzie konsumenci mogą uzyskać informacje na temat zasady TPA, sposobu zmiany sprzedawcy oraz praw odbiorców energii.

Skargi i zapytania ofertowe

Zestawione w tabelach skargi i zapytania ofertowe odbiorców gazu są kierowane do wydzielonego w strukturze URE stanowiska Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii, bądź do terytorialnych oddziałów Urzędu. Sprawy odbiorców gazu są analogicznie załatwiane jak odbiorców energii elektrycznej. Szerzy opis znajduje się w części dotyczącej energii elektrycznej, rozdziale 3.2.2.

Tabela 4.12. Skargi

Wyszczególnienie	Liczba przypadków
Fakturowanie	192
Układy pomiarowe – opomiarowanie	11
Odłączenie od sieci	5
Myląca reklama	0
Praktyki komercyjne	0
Warunki umowy	218
Zmiana sprzedawcy	0
Obsługa odbiorców	118
Inne	704

Źródło: URE.

Tabela 4.13. Zapytanie ofertowe

Wyszczególnienie	Liczba przypadków
Fakturowanie	280
Układy pomiarowe – opomiarowanie	14
Odłączenie od sieci	0
Myląca reklama	0
Praktyki komercyjne	0
Warunki umowy	11
Zmiana sprzedawcy	3
Obsługa odbiorców	17
Inne	50

Źródło: URE.

W zestawieniach spraw zwraca uwagę duża liczba spraw umieszczonych w pozycji „Inne”. W tej pozycji zawarte są odmowy do sieci gazowej. Takie odmowy mają miejsce na obszarach, na których nie ma rozbudowanych w dostatecznym stopniu sieci dystrybucyjnych i ewentualnie realizacja przyłączeń jest ekonomicznie nieopłacalna (wysokie koszty realizacji podłączenia do sieci, przy określonej w przepisach ograniczonej wysokości opłaty wnoszonej przez wnioskującego o przyłączenie). W pozycji „Fakturowanie” umieszczone zostały przypadki dotyczące poprawności wystawienia faktur, stosowanych stawek i cen oraz dotyczących zasad taryfowania. Pozycja „Obsługa odbiorcy” obejmuje sprawy dotyczące zarówno złej obsługi odbiorców, jak i niedotrzymania parametrów jakościowych dostarczanego gazu. W porównaniu z 2007 r. w tych dwóch ostatnich pozycjach zarejestrowany został stosunkowo duży wzrost liczby skarg i zapytań, co było efektem nagłośnienia medialnego i mylnych informacji, wskazujących organ regulacyjny, jako właściwą instytucję do kierowania reklamacji wystawianych przez przedsiębiorstwa faktur.

4.2.3. Środki zapobiegające nadużyciu pozycji dominującej na rynku właściwym

PGNiG SA jest spółką publiczną, notowaną na giełdzie papierów wartościowych w Warszawie. Z faktem tym wiążą się obowiązki informacyjne wynikające z przepisów ustaw regulujących rynek finansowy, tj. zobowiązanie do publikowania raportów okresowych (kwartalnych, półrocznych oraz rocznych) zawierających sprawozdania z działalności spółki oraz dane finansowe. Ponadto PGNiG SA ma również obowiązek niezwłocznego upublicznienia raportów bieżących, które powinny zawierać informacje o charakterze produkcyjnym. Nadzór nad realizacją obowiązków informacyjnych przez wszystkie spółki publiczne wykonuje Komisja Nadzoru Finansowego.

Ze względu na to, że ok. 98% działalności wydobywczej realizowane jest przez PGNiG SA, przyjęte zasady kalkulacji taryf dla paliw gazowych (średnioważona kosztów zakupu gazu z importu i kosztów krajowego wydobycia), charakter umów importowych, które PGNiG SA podpisał z Gazpromem – dostępność gazu dla przedsiębiorstw „nie zasiedziały” lub nowych podmiotów na rynku hurtowym jest mocno ograniczona. W praktyce nie stosuje się również transakcji SWAP. Ponadto we wdrażania „programu uwalniania gazu z kontraktów długoterminowych”, Polska nie ma żadnych doświadczeń. Zarówno Prezes URE, jak i Prezes UOKiK nie mają uprawnień by drogą decyzji administracyjnej nałożyć taki środek na jakiegokolwiek przedsiębiorstwo energetyczne.

Współpraca Prezesa URE z Prezesem UOKiK polega na przekazywaniu spraw według właściwości, zgłaszaniu naruszeń prawa, zgodnie z zakresem kompetencji urzędów, wymiany informacji i wiedzy, a także uczestnictwa we wspólnych szkoleniach.

W 2008 r. Prezes UOKiK prowadził jedno postępowanie w sprawach praktyk ograniczających konkurencję oraz cztery postępowania wyjaśniające.

Postępowanie antymonopolowe dotyczyło narzucenia w umowach o przyłączenie do sieci gazowej zobowiązania, zgodnie z którym przyszli odbiorcy gazu, zobowiązani są do wpłacenia zaliczki z tytułu opłaty za przyłączenie stanowiącej 100% jej wysokości, co może przynieść spółce nieuzasadnione korzyści. Z kolei postępowania wyjaśniające zostały wszczęte w celu wstępnego ustalenia czy działania OSD w zakresie warunków zawierania i realizacji umów o przyłączenie do sieci gazowej nie naruszają przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów.

W 2008 r. Prezes UOKiK nie wydał żadnej decyzji z zakresu koncentracji z udziałem przedsiębiorstw działających na rynku gazu ziemnego.

5. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW

Bezpieczeństwo dostarczania paliw i energii stanowi podstawowy filar bezpieczeństwa energetycznego. Bezpieczeństwo to zostało zdefiniowane w dokumencie *Polityka energetyczna Polski do 2025 r.* jako zapewnienie stabilnych dostaw paliw i energii na poziomie gwarantującym zaspokojenie potrzeb krajowych i po akceptowanych przez gospodarkę i społeczeństwo cenach, przy założeniu optymalnego wykorzystania krajowych zasobów surowców energetycznych oraz poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw ropy naftowej, paliw ciekłych i gazowych

Poziom bezpieczeństwa energetycznego zależy od wielu czynników. Ich znaczenie dla zrównoważenia popytu i podaży na energię i paliwa zależy zarówno od wewnętrznych czynników danego kraju, jak i od sytuacji na rynkach światowych. Ważnym elementem jest zróżnicowanie struktury nośników energii tworzących bilans krajowy, stopień zdwersyfikowania źródeł dostaw, stan techniczny i sprawność urządzeń i instalacji systemów przesyłania oraz dystrybucji paliw i energii.

5.1. Energia elektryczna [art. 4]

Bezpieczeństwo elektroenergetyczne zależy przede wszystkim od możliwości zaspokojenia zapotrzebowania szczytowego na energię i jej moc oraz bieżącej i przyszłej struktury zużycia paliw w procesie wytwarzania energii elektrycznej. Z oczywistych względów wszystkie tego rodzaju elementy stanowią przedmiot szeroko pojętego monitoringu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i gazu, warunkującego podjęcie stosownych działań o charakterze regulacyjnym.

Sytuacja na rynku energii elektrycznej oraz prognozowany przez OSP rozwój zapotrzebowania na moc przedstawiono w tab. 5.1.

Tabela 5.1. Popyt szczytowy w latach 2008-2013

Rok	Popyt szczytowy [w GW]
2008	25 120
2009*	25 626
2010*	26 149
2011*	26 578
2012*	27 013
2013*	27 456

* Prognoza.

Źródło: PSE Operator SA.

W tabeli poniżej przedstawiono prognozowane zapotrzebowanie na energię elektryczną w latach 2008-2013.

Tabela 5.2. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w 2008 r. oraz prognoza zapotrzebowania dla KSE w latach 2009-2013

	Rok					
	2008	2009*	2010*	2011*	2012*	2013*
Energia elektryczna [w TWh]	154,9	158,1	159,9	162,8	165,7	168,5

* Prognoza wg scenariusza oczekiwanego.

Źródło: PSE Operator SA.

Według danych Ministerstwa Gospodarki poziom mocy wytwórczych zainstalowanych w systemie wyniesie ma 36 684 MW w 2010 r. oraz 38 973 MW w 2015 r.

Tabela 5.3. Stan mocy elektrycznej osiągalnej na koniec roku

Wyszczególnienie	Grudzień		Indeks dynamiki [w %]
	2007 r.	2008 r.	
	[w MW]		
Elektrownie zawodowe ¹⁾	32 620,1	32 614,4	99,98
węgiel kamienny	20 691,9	20 446,5	98,81
węgiel brunatny	8 819,0	9 053,0	102,65
gaz	846,9	850,4	100,41
wodne:	2 258,3	2 260,5	100,10
szczytowo-pompowe ²⁾	1 406,0	1 406,0	100,00
przepływowe	852,3	854,5	100,25
Elektrownie przemysłowe	2 086,4	2 084,4	99,90
węgiel kamienny	1 979,7	1 966,1	99,31
gazowe	73,5	83,6	113,74
biogazowe	1,2	1,2	100,00
na biomasę	31,5	33,0	104,76
wodne	0,5	0,5	100,00
Elektrownie niezależne pozostałe	422,8	679,0	160,61
wodne	73,2	78,0	106,52
wiatrowe	306,2	544,2	177,70
biogazowe	40,5	45,5	112,22
na biomasę	2,8	10,6	377,58
inne źródła odnawialne	-	0,8	x
Razem	35 129,3	35 377,8	100,71

1) Elektrownie sektora elektroenergetycznego oraz elektrownie niezależne ciepłne.

2) Jako elektrownie szczytowo-pompowe przyjmuje się: Żar, Żarnowiec, Żydowo.

Źródło: Agencja Rynku Energii SA.

Analizując dane zawarte w powyższych tabelach można powiedzieć, że Polsce nie grozi w najbliższych latach deficyt mocy wytwórczych, w związku z czym krajowe zapotrzebowanie na moc i energię będzie mogło być pokryte – przynajmniej w normalnych stanach pracy KSE.

Inwestycje w nową infrastrukturę sieciową

Istotnym elementem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest wielkość **przepustowości sieci elektroenergetycznych oraz ich stan techniczny**. Dlatego niezmiernie istotne są przede wszystkim inwestycje realizowane przez operatora systemu przesyłowego. 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. Wykaz zadań inwestycyjnych w zakresie budowy i rozbudowy stacji i linii elektroenergetycznych (o wartości powyżej 10 mln zł) ujętych w projekcie planu rozwoju OSP na lata 2006-2020 uzgodnionym z Prezesem URE na lata 2008-2009 przedstawia poniższa tabela.

Tabela 5.4. Rodzaje i terminy zadań inwestycyjnych OSP

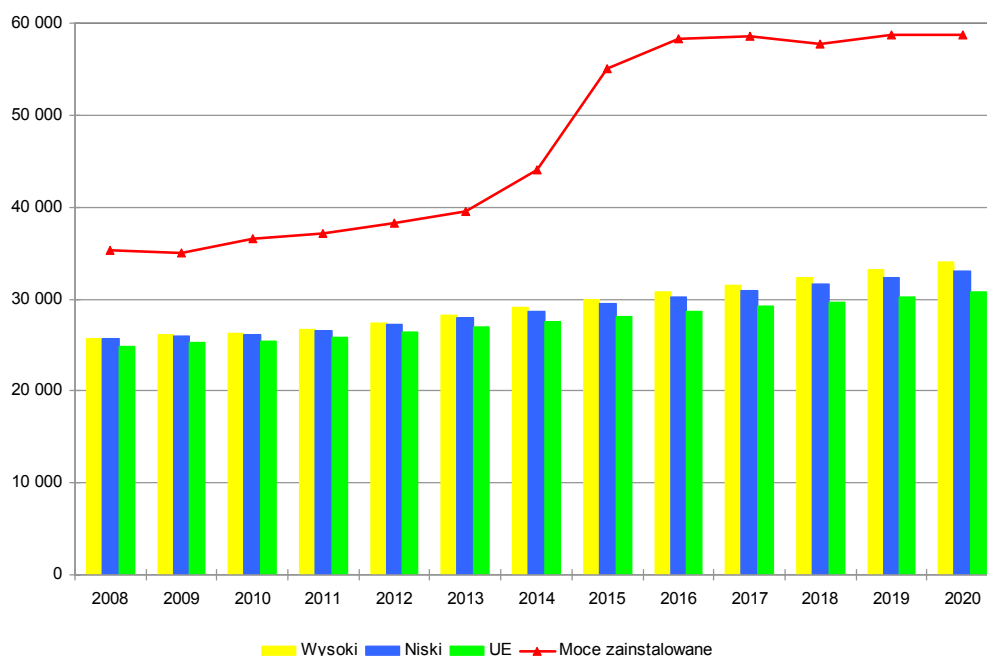
Lp.	Nazwa przedsięwzięcia	Rok rozpoczęcia /zakończenia inwestycji
1	Budowa rozdzielni 400 kV w stacji Pątnów	2008/2008
2	Budowa rozdzielni 400 kV w stacji Buczyna	2006/2009
3	Budowa linii 400 kV od stacji Ostrów do linii Rogowiec-Trębaczew	2004/2008
4	Budowa linii 400 kV w relacji Pasikurowice-Świebodzice	2006/2011
5	Budowa linii 400 kV Kromolice-Pątnów	2006/2009
6	Budowa rozdzielni 400 kV w stacji Morzyczyn	2006/2009
7	Instalacja ATR 220/110 kV w stacji Lubocza	2009/2009
8	Budowa linii 220 kV w relacji Glinki-Reclaw-Morzyczyn	2008/2013
9	Instalacja ATR 400/110 kV w stacji Krajnik	2010/2010
10	Budowa linii 400 kV w relacji Pątnów-Grudziądz	2008/2015

11	Instalacja dodatkowych ATR NN/110 w KSP	2006/2009
12	Rozbudowa i modernizacja węzła Łagisza	2007/2009
13	Program budowy systemów regulacji poziomu napięcia w sieci przesyłowej	2007/2010
14	Budowa stacji 400/220/110 kV Ołtarzew	2009/2011
15	Budowa linii 400 kV od stacji 400/110 kV Czarna do stacji 220/110 kV Polkowice	2009/2015
16	Rozbudowa i modernizacja Stacji Moszczenica	2008/2009
17	Instalacja transformatora 400/110 kV w stacji Płock	2009/2009

Źródło: Projekt planu rozwoju OSP.

Inwestycje w nowe moce wytwórcze

Zmiana sytuacji gospodarczej złagodziła niedobory mocy wytwórczych, jakie miały miejsce w 2007 r. i na początku 2008 r. Ponadto do końca grudnia 2008 r. firmy zgłosiły Ministerstwu Gospodarki zamierzenia budowy około 25 000 MW mocy w energetyce opartej na węglu. Sytuacja ta ma niewątpliwie związek z zasadami przydziału darmowych uprawnień do emisji CO₂ tj. dla instalacji istniejących oraz dla tych, w których proces inwestycyjny został fizycznie rozpoczęty przed 31.12.2008 r. Uważając, że będzie to traktowane, jako rozpoczęcie budowy, firmy występowały do PSE Operatora o uzyskanie warunków przyłączenia. Zakończenie części projektów planowane jest na 2015 r. (rys. 5.1.)



Rysunek 5.1. Przyrost mocy wytwórczych zainstalowanych w stosunku prognoz zapotrzebowania mocy do 2020 r. (Źródło: opracowano w URE na podstawie danych otrzymanych od PSE Operator SA oraz przedsiębiorstw wytwórczych)

Tabela 5.5. Inwestycje w nowe moce wytwórcze znajdujące się w realizacji, które ukończone zostaną w okresie najbliższych trzech lat oraz wycofania mocy planowane w tym okresie

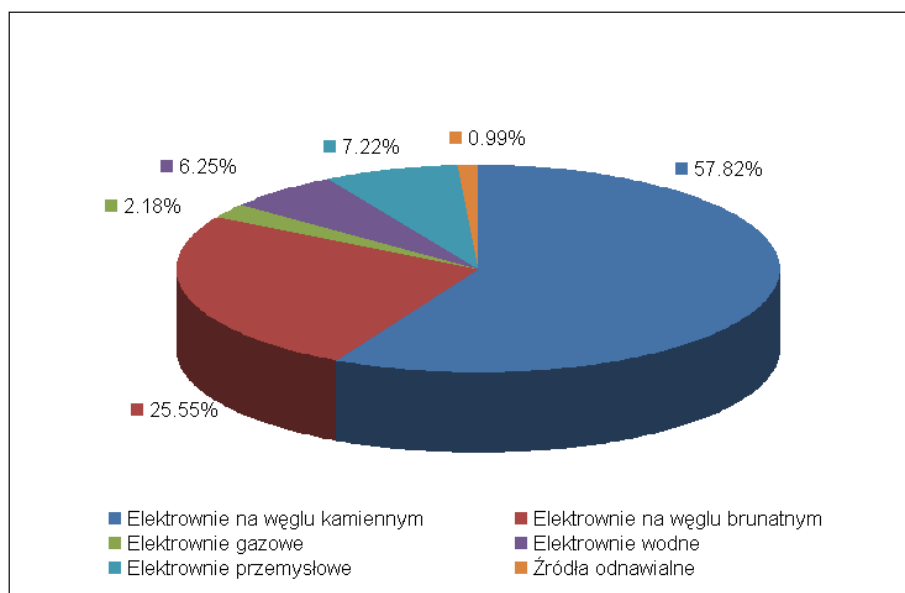
JWCD	Moc osiągalna [MW]	Paliwo	Termin	Uwagi
El. Bełchatów	10	w. brunatny	od 1.01.2011	podniesienie mocy
El. Łagisza	25	w. kamienny	od 1.01.2009	podniesienie mocy
El. Łagisza	-110	w. kamienny	1.03.2009	planowana likwidacja
El. Siersza	-120	w. kamienny	1.03.2009	planowana likwidacja
El. Turów	-206	w. brunatny	1.09.2010	planowana likwidacja
El. Bełchatów	858	w. brunatny	1.10.2010	wejście bloku do eksploatacji
El. Łagisza	460	w. kamienny	1.04.2010	wejście bloku do eksploatacji
SUMA	917			

Źródło: PSE Operator SA.

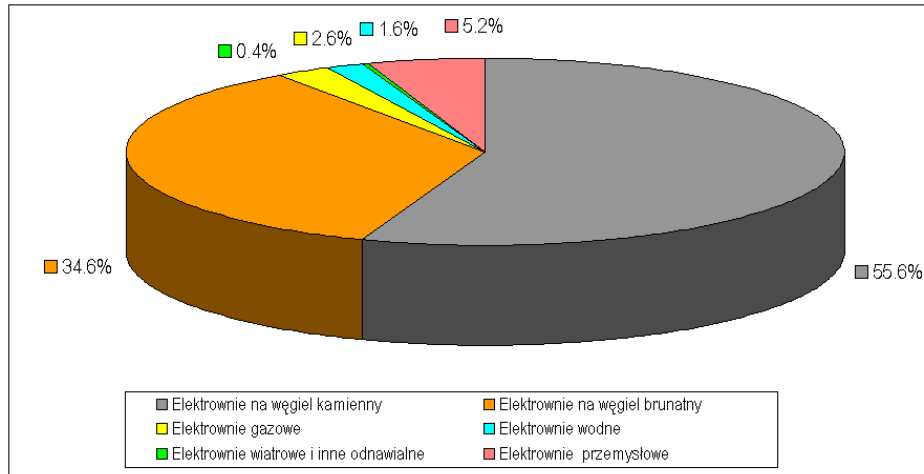
Biorąc pod uwagę inwestycje w toku (tab. 5.5.) oraz zakładając, że większość spośród zadeklarowanych inwestycji zostanie zrealizowana oraz przyjmując, iż założenia Rządu RP w zakresie rozwoju energetyki jądrowej zostaną zrealizowane, to z dużym prawdopodobieństwem przyjąć można, że bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych nie będzie zagrożone w rozpatrywanym okresie.

2007 rok zamknął się zdecydowanym spadkiem nadwyżki mocy dyspozycyjnych w stosunku do maksymalnego krajowego zapotrzebowania mocy. Podobna sytuacja miała miejsce na początku 2008 r. Trend ten zmienił się jednak w drugiej połowie 2008 r., z jego znacznym nasileniem pod koniec roku. Zmiana ta, skutkująca nagłym pojawieniem się nadwyżek mocy wytwórczych dostępnych dla OSP i rynku, została spowodowana spowolnieniem ekonomicznym, które wywołało obniżenie zapotrzebowania na energię elektryczną. Według szacunków OSP zapotrzebowanie odbiorców końcowych w grudniu 2008 r. było niższe nawet o 12% w stosunku do analogicznego okresu 2007 r. W tym kontekście zagrożenie kraju niedoborem mocy wytwórczych (w efekcie konieczność wprowadzenia przez OSP ograniczeń w poborze mocy) zmniejszyło się dając tym samym nieco więcej czasu na realizację inwestycji w nowe moce wytwórcze.

Produkcja energii elektrycznej opiera się głównie na węglu kamiennym i brunatnym, które to paliwa mają pozostać w przyszłości głównymi nośnikami energii wykorzystywanymi do produkcji energii elektrycznej. Nowym kierunkiem działań będzie wprowadzenie w Polsce energetyki jądrowej. Oprócz zalet w postaci braku emisji CO₂, ta metoda produkcji energii pozwoli uzupełnić bilans energetyczny, niezależnie od typowych kierunków pozyskiwania surowców energetycznych, a co za tym idzie poprawić poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju. Według założeń przyjętych w projekcie *Polityki energetycznej Polski do 2030 r.* moce wytwórcze energii elektrycznej brutto [MW] w źródłach jądrowych będą wynosiły: 1 600 MW w 2020 r., 3 200 MW w 2025 r. i 4 800 MW w 2030 r.

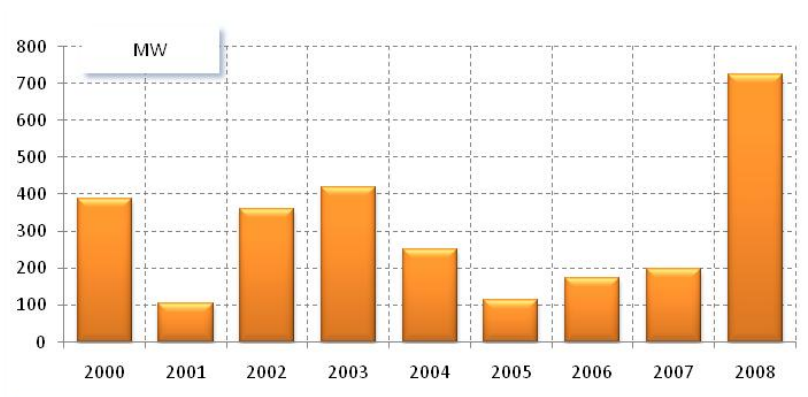


Rysunek 5.2. Struktura mocy zainstalowanej w KSE wg źródeł, stan na 31.12.2008 r. (Źródło: PSE Operator SA)



Rysunek 5.3. Struktura krajowej produkcji energii elektrycznej wg rodzajów elektrowni (Źródło: PSE Operator SA)

Na rys. 5.4. przedstawiono informacje o wielkości mocy przekazanych do eksploatacji w ostatnich latach.



Rysunek 5.4. Moce przekazane do eksploatacji w Polsce (Źródło: Agencja Rynku Energii SA)

Struktura zainstalowanych w elektroenergetyce (bez OZE) mocy ze względu na technologię produkcji (paliwo), w podziale na moce wprowadzone i wycofane z eksploatacji w 2008 r., zawarta jest w tab. 5.6. i 5.7.

Tabela 5.6. Moce zainstalowane oddane do eksploatacji w 2008 r.

Moce zainstalowane oddane do eksploatacji	[w MW]
węgiel/ ropa	550,3
gaz	1,5
inne	0,0
Razem	551,8

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.

Tabela 5.7. Moce zainstalowane wycofane z eksploatacji w 2008 r.

Moce zainstalowane wycofane z eksploatacji	[w MW]
węgiel/ ropa	-533,8
gaz	-30,0
inne	0,0
Razem	-563,8

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.

W 2008 r. poziom nowych mocy zainstalowanych w źródłach odnawialnych zwiększył się o ok. 155 MW w stosunku do 2007 r. Największe przyrosty nowych mocy odnotowano w elektrowniach wiatrowych. W 2008 r. nie stwierdzono żadnego przypadku wycofania z eksploatacji źródeł odnawialnych.

Rola i uprawnienia Regulatora w promowaniu CHP i OZE

Prezes URE udziela koncesji (promesy koncesji) na wytwarzanie energii, w której jest zawarte zobowiązanie do informowania o zmianie zakresu i warunków prowadzonej działalności, co z kolei wymaga zmiany koncesji.

W 2008 r. Prezes URE udzielił 126 koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, w tym 116 na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii.

Prawo energetyczne zobowiązuje każde przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające energię elektryczną w źródłach odnawialnych lub w kogeneracji, niezależnie od mocy zainstalowanej, do wystąpienia z wnioskiem do Prezesa URE o udzielenie koncesji na prowadzenie takiej działalności gospodarczej. W celu ułatwienia przedsiębiorcom przystąpienia do wykonywania działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej, na stronie internetowej urzędu opublikowane zostały materiały informacyjne, które posłużyć mają usprawnieniu procesu koncesjonowania).

Na stronie internetowej URE publikowane są również liczne opinie i komunikaty mające na celu przypomnienie przedsiębiorstwom energetycznym o ciążyących na nich obowiązkach oraz wyjaśniające wątpliwości co do sposobu ich realizacji. Zostały zamieszczone także wzory wniosków o wydanie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji, a także wskazania jakie niezbędne załączniki należy dołączyć do wniosków aby uzyskać świadectwa pochodzenia (OZE) i świadectwa pochodzenia z kogeneracji (CHP).

W 2008 r. poziom nowych mocy zainstalowanych w źródłach odnawialnych zwiększył się o ok. 155 MW w stosunku do 2007 r. Największe przyrosty odnotowano w elektrowniach wiatrowych. W 2007 r. nie stwierdzono żadnego przypadku wycofania z eksploatacji źródeł odnawialnych.

Tabela 5.8. Moce zainstalowane w OZE

Rodzaj OZE	2007 r.	2008 r.
	Moc zainstalowana [w MW]	Moc zainstalowana [w MW]
Elektrownie biogazowe	45,699	54,615
Elektrownie biomasowe	255,390	231,990
Elektrownie wiatrowe	287,909	451,090
Elektrownie wodne (w tym szczytowo-pompowe)	934,779	940,576
Razem	1 523,777	1 678,271

Źródło: URE.

W Polsce nie występują obecnie sformalizowane mechanizmy wsparcia budowy nowych mocy wytwórczych, sprzyjające podejmowaniu decyzji inwestycyjnych. Wyjątek stanowią preferencyjne zasady przyłączania odnawialnych źródeł energii oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW – za przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów – polegające na partycypacji w nakładach inwestycyjnych w 50% przez OSD lub OSP. Pozostali wytwórcy ponoszą opłatę kalkulowaną na podstawie 100% nakładów ponoszonych na realizację przyłączeń.

Realizowane przez OSP działania inwestycyjne w zakresie krajowej sieci przesyłowej służą realizacji dwóch podstawowych celów: zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zwiększeniu 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 podstawie przeprowadzonych analiz, podlega uzgodnieniu z Prezesem URE. Koszty wynikające z inwestycji przedstawionych w uzgodnionym projekcie planu są pod-

stawą do uwzględniania ich jako element kosztów uzasadnionych, przyjętych do kalkulacji taryfy przesyłowej OSP (więcej na temat planów rozwoju OSP – pkt 2 oraz pkt 5.1).

Wymiana międzysystemowa z krajami trzecimi w 2008 r. była realizowana na połączeniu transgranicznym z Ukrainą i Białorusią i wyniosła 1 319,55 GWh. Wielkość ta dotyczy importu energii elektrycznej i obejmuje realizację dostaw liniami 220 kV Zamość – Dobrotwór oraz linią 110 kV Wólka Dobrzyńska-Brześć. Połączenia międzysystemowe z krajami trzecimi nie są udostępniane dla uczestników rynku na zasadach rynkowych, przy czym wielkość importu energii z krajów trzecich stanowiła ok. 0,85% całkowitego krajowego zużycia energii brutto. W związku z niewielką skalą importu energii z krajów trzecich ma on ograniczone konsekwencje socjalne i środowiskowe.

5.2. Gaz [art. 5] oraz 2004/67/WE [art. 5]

Prognozy zużycia gazu

W 2008 r. udział gazu ziemnego w bilansie paliw pierwotnych stanowił w Polsce ok. 13% łącznego zużycia energii, co pozostaje znacznie poniżej średniej unijnej, która wynosi ok. 25%. Jednakże przewiduje się, że jego rola w krajowym bilansie energetycznym będzie rosła wraz z wykorzystaniem tego nośnika w produkcji energii elektrycznej, przewidywanym rozwojem wysokosprawnych źródeł w technologii parowo-gazowej oraz w powiązaniu z systematycznym wzrostem zużycia gazu przez odbiorców końcowych.

W 2008 r. całkowite zużycie gazu ziemnego wyniosło 14 338,1 mld m³ (13,5 Mtoe). Prognozowane zapotrzebowanie do 2020 r. przedstawia tab. 5.9.

Tabela 5.9. Prognoza zapotrzebowania na gaz ziemny w latach 2010-2020

Rok	Prognozowane zapotrzebowanie na gaz ziemny	
	[w mld m ³]	[w Mtoe]
2010	14,9	14,05
2015	16,2	15,28
2020	17,9	16,88

Źródło: Obwieszczenie Ministra Gospodarki z 7 maja 2009 r. w sprawie sprawozdania z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny (M. P. z 25 maja 2009 r.)

W 2008 r. Gaz-System wykonał usługę przesyłu gazu wysokometanowego w wielkości 12,3 mld m³ i wolumenie 1,4 mld m³ gazu zaazotowanego. Tab. 5.10. przedstawia prognozę OSP dotyczącą wzrostu ilości przesyłanego gazu w latach 2009-2018³⁵⁾.

Tabela 5.10. Prognoza zapotrzebowania na gaz ziemny w latach 2010-2020

	Rok	[w Mtoe]	[w mld m ³]
Wolumen przesłanego gazu	2008	887	1 375
	2009	887	1 375
Wartość oczekiwana popytu	2010	913	1 416
	2011	941	1 459
	2018	1 060	1 644

Źródło: Gaz-System SA.

OSP prognozuje wzrost ilości dostarczanego paliwa gazowego w związku z ciągłym procesem przyłączenia nowych odbiorców do sieci dystrybucyjnych, głównie małych przedsiębiorstw oraz dużych odbiorców przemysłowych do sieci przesyłowej. Do końca 2014 r. przewidywany wzrost przesyłu paliwa gazowego w systemie pokrywany będzie głównie dostawami z istniejących punktów „wejścia” gazu z importu.

³⁵⁾ Wolumen przesłanego w 2008 r. paliwa gazowego, jak i prognoza na kolejne lata nie obejmują ilości przesłanego gazu do i z podziemnych magazynów gazu. Ilości oczekiwane przedstawiono zgodnie z prognozą wykonaną na potrzeby planu rozwoju OSP na lata 2009-2014. Podziału dokonano proporcjonalnie do przepływów, jakie były w 2008 r. Zgodnie z planem rozwoju – do końca września 2009 r. – przesył paliwa gazowego podgrupy Ls powinien być zastąpiony przesyłem paliwa gazowego grupy E.

Zasoby, wydobycie krajowe, import

Na koniec 2008 r. stan zasobów gazu ziemnego³⁶⁾ wynosił 93,3 mld m³. W porównaniu z 2007 r. ich poziom spadł o 2 proc. Oznacza to, że przy obecnym poziomie produkcji gazu ziemnego krajowe zasoby gazu wystarczą na ok. 25 lat.

W 2008 r. wydobycie krajowe wyniosło 4,1 mld m³ gazu (27,6 mln boe), w tym 2,6 mld m³ gazu wysokometanowego i 1,5 mld m³ gazu zaazotanowego, co stanowi ok. 30% jego rocznego zużycia. Uzupełniające dostawy PGNiG SA realizował importując gaz w ilości 10,3 mld m³, w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów, tj. długoterminowego kontraktu importowego z Rosji oraz trzech kontraktów średnioterminowych na dostawy – odpowiednio z Niemiec i krajów Azji Środkowej:

- wieloletniego kontraktu na dostawy gazu rosyjskiego z 25 września 1996 r. z OOO „Gazprom Eksport”, obowiązującego do 31 grudnia 2022 r. W 2008 r. roczna ilość kontraktowa wynosiła 7 056,7 mln m³ wg PN,
- umowy na import gazu z 17 sierpnia 2006 r. z VNG-Verbundnetz Gas AG, obowiązującej do 1 października 2016 r. W ciągu pierwszych dwóch lat dostawy wyniosą do 500 mln m³ rocznie, natomiast w okresie od 1 października 2008 r. do 1 października 2016 r. dostawy gazu będą realizowane w ilości 400 mln m³ rocznie,
- umowa podpisana z RosUkrEnergo AG na import gazu środkowoazjatyckiego. Dostawy rozpoczęły się 1 stycznia 2007 r. w ilości 2,5 mld m³ (wg GOST) i zakładały ich realizację w ustalonej rocznej wielkości do 1 stycznia 2010 r. włącznie z możliwością przedłużenia okresu dostaw o kolejne 3 lata³⁷⁾.

Ponadto, w ramach lokalnych dostaw dla regionu Hrubieszowa, PGNiG SA importuje gaz na podstawie długoterminowej umowy z 26 października 2004 r. z NAK „Naftogaz Ukrainy”, obowiązującej do 2020 r.

Drugim importerem gazu ziemnego jest Media Odra Warta Sp. z o.o., która w 2008 r. sprowadziła z Niemiec ok. 33,3 mln m³ gazu na podstawie umowy zawartej 27 września 2004 r. z EWE AG, obowiązującej do 30 września 2009 r.

Perspektywy wydobycia gazu

Zgodnie z przyjętą strategią w 2008 r. PGNiG SA planuje zwiększenie wydobycia gazu ziemnego do poziomu ok. 6,2 mld m³ rocznie. Będzie to możliwe przez zwiększenie krajowych zdolności produkcyjnych do ok. 4,5 mld m³, a także rozpoczęcie wydobycia gazu ziemnego z zagranicznych złóż w 2011 r.

W 2008 r. realizowano zagospodarowywanie złoża gazu ziemnego Jasionka I Stobierna-Terliczka. Wydobycie gazu wysokometanowego z tego złoża osiągnęło 150 mln m³. Zakończenie inwestycji planowane jest w 2009 r. wraz z zagospodarowaniem złoża Jasionka I (etap II). W 2009 r. przewiduje się włączenie do eksploatacji złoża Cierpisz, Luchów, Wola Różaniecka, Kaleje oraz Sędziszów.

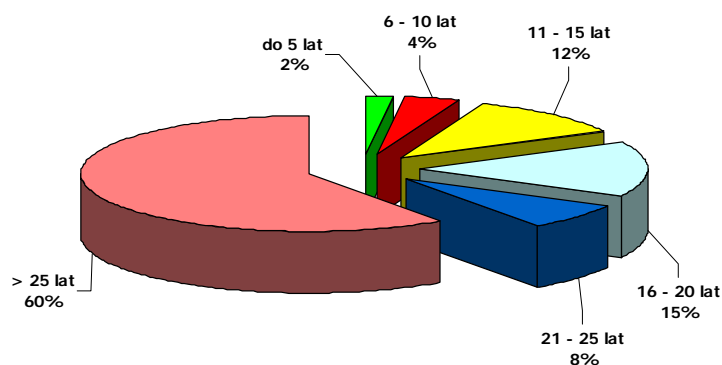
Szczególnie istotnym zadaniem inwestycyjnym będzie projekt zagospodarowania do 2012 r. złóż gazu ziemnego Lubiaków-Międzychód-Grotów. Udokumentowane zasoby gazu ziemnego wynoszą ok. 5 mld m³. Ponadto do 2009 r. planowane jest zakończenie zagospodarowywania złóż Rudka, Sarzyna, Jeżowa, Zalesie i Pantalowice, gdzie obecnie opracowywana jest dokumentacja inwestycyjna bądź rozpoczęto prace budowlano-montażowe.

Infrastruktura i planowane inwestycje zwiększające bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych (dywersyfikacja źródeł)

Kluczowe znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych ma stan techniczny infrastruktury przesyłowej. W 2008 r. funkcjonowanie systemu przesyłowego nie budziło zastrzeżeń, jednakże jego struktura wiekowa – rys. 5.5. – oraz znaczne wyeksploatowanie w przyszłości może być zagrożeniem dla ciągłości dostaw bądź generować wysokie koszty jej eksploatacji, a także uniemożliwić nowoczesne zarządzanie siecią przesyłową.

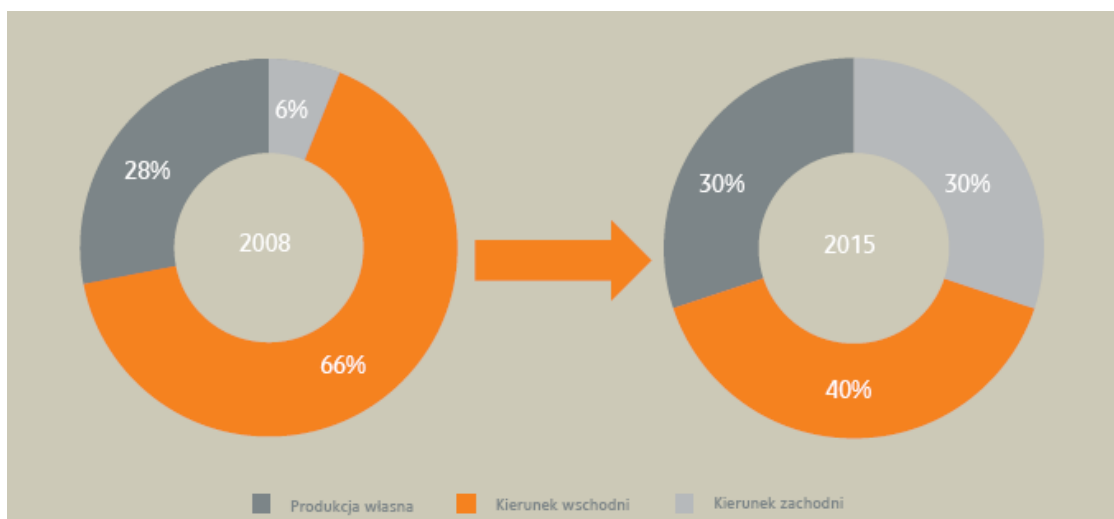
³⁶⁾ W przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

³⁷⁾ Wydarzenia związane z „kryzysem gazowym” z przełomu 2008/2009 i brak realizacji od 1 stycznia 2009 r. kontraktu przez spółkę ROSUKRENERGO AG spowodowały konieczność poszukiwania innej możliwości uzupełnienia deficytu gazu poprzez zawarcie kontraktu z innym dostawcą.



Rysunek 5.5. Struktura wiekowa gazociągów przesyłowych (Źródło: Gaz-System SA)

Zadaniem priorytetowym w krajowej strategii bezpieczeństwa dla przemysłu gazowego jest uniezależnienie się od wschodniego kierunku dostaw.



Rysunek 5.6. Obecna struktura dostaw oraz pożądana w 2015 r. (Źródło: PGNiG SA)

OSP i PGNiG SA wpisują się w tę strategię projektami budowy nowych systemowych źródeł gazu – terminalu LNG w Świnoujściu oraz układu tranzytowego Baltic Pipe (gazociąg bałtycki)³⁸⁾. Dla odbioru i rozprowadzenia gazu z tych źródeł niezbędne jest wybudowanie gazociągów: Świnoujście – Szczecin (DN 800), Szczecin – Lwówek (DN 700) oraz Szczecin – Gdańsk (DN 700). Ponadto istnieje konieczność modernizacji układu przesyłowego, łączącego polski system przesyłowy z systemem niemieckim w rejonie Zgorzelca. W tym celu OSP planuje do 2012 r. rozbudować punkt rozliczeniowo-pomiarowy w Lasowie oraz zbudować węzeł gazociągowy Jeleniów – tłocznia gazu Jeleniów (DN 500), gazociąg Jeleniów – Dziwiszów (DN 500) oraz gazociąg Taczalin – Radakowice – Gałów (DN 500).

Realizacja projektu budowy gazociągu południowego (do 2012 r.) łączącego polski i czeski system przesyłowy znacząco poprawi stopień integracji z systemami gazociągów europejskich i umożliwi dostawy gazu do Polski na poziomie ok. 0,5 mld m³ gazu rocznie. W tym celu OSP planuje ułożenie gazociągu wysokiego ciśnienia w rejonie Podbeskidzia (DN 500 o długości ok. 23 km na terytorium Pol-

³⁸⁾ W początkowym etapie eksploatacji terminal LNG pozwoli na odbiór 2,5 mld m³ gazu ziemnego rocznie. W kolejnych etapach, w zależności od wzrostu zapotrzebowania na gaz, możliwe będzie zwiększenie zdolności wysyłkowej do 5, a nawet do 7,5 mld m³. Oddanie do eksploatacji gazociągu Baltic Pipe umożliwi przesyłanie docelowo 3 mld m³ gazu rocznie.

ski w gminach: Cieszyn, Hażlach, Dębowiec i Skoczów), budowę punktu pomiarowo-rozliczeniowego w rejonie Cieszyna oraz współpracę z RWE Transgasnet przy budowie ok. 10 km odcinka gazociągu na terytorium Czech.

Krajowy system przesyłowy wymaga także inwestycji likwidujących tzw. „wąskie gardła”, czyli miejsca występowania ograniczeń przepustowości. Aktualnie, największe trudności z przesyłaniem gazu wysokometanowego i zwiększaniem mocy odbiorów gazu w punktach „wyjścia” z systemu przesyłowego, występują w północno-zachodniej części Polski. OSP wydaje warunki przyłączenia z zastrzeżeniem, że w przypadku występowania ekstremalnych temperatur, usługi przesyłowe będą mogły być świadczone na zasadach przerywanych.

Przygotowany przez OSP program likwidacji ograniczeń w systemie obejmuje:

- zwiększenie kontraktowych mocy odbioru gazu z Systemu Gazociągów Tranzytowych w węźle Lwówek do wielkości 270-280 tys. m³/h, przy jednoczesnym zachowaniu warunków przesyłu gazu do Mallnow,
- budowę tłoczni gazu w rejonie Goleniowa,
- budowę gazociągu Szczecin-Gdańsk,
- zakończenia budowy gazociągu DN 500 Gustorzyn-Gdańsk-Wiczlino,
- zakończenia budowy gazociągu DN 500 Lubliniec-Częstochowa,
- zakończenia budowy gazociągu DN 400 Mory-Piotrków,
- modernizacji tłoczni Jarosław.

Pojemności magazynowe

PGNiG SA eksploatuje sześć podziemnych magazynów gazu o pojemności czynnej 1,66 mld m³. Magazyny zlokalizowane są w różnych strukturach geologicznych (zarówno w kawernach solnych, jak i w szcerpanych złożach gazu ziemnego). Charakteryzują się one różnymi mocami zatłaczania i odbioru gazu. Pozwalają na utrzymanie odpowiedniego poziomu rezerw na wypadek krótkotrwałych przerw w dostawach gazu, w wyniku awarii lub ograniczeń dostaw surowca. Ponadto magazyny zapewniają utrzymanie stałego poziomu wydobycia w ciągu roku – w okresach zmniejszonego zapotrzebowania odbiorców na gaz następuje zatłaczanie gazu do magazynów, a w okresach szczytowego zapotrzebowania (gdzie wydobycie ze złóż nie jest w stanie go pokryć) – jego odbiór. Stan magazynów od 1.10.2008 r. do 28.02.2009 r. oraz charakterystykę techniczną przedstawia tab. 5.11.

Tabela 5.11. Charakterystyka pracy podziemnych magazynów gazu

	Wierzchowice	Brzeźnica	Strachocina	Swarzów	Husów	Mogilno	Razem
Pojemność czynna [w mln m ³]	575,000	65,000	150,000	90,000	400,000	380,170	1 660,170
Stan pojemności czynnej magazynu na 1.10.2008 r. [w mln m ³]	548,9	65,0	149,8	90,0	400,0	380,2	1 633,9
Stan pojemności czynnej magazynu na 28.02.2009 r. [w mln m ³]	213,9	18,2	46,7	18,9	158,6	314,1	770,4
Moc odbioru [w mln m ³ /dobę]	4,8 – 0,42	0,84 – 0,22	1,24 – 0,76	1,0 – 0,3	5,76 – 0,8	20,64 – 1,0	

Źródło PGNiG SA.

Standardy bezpieczeństwa dostaw

Zgodnie z ustawą o utrzymywaniu zapasów gazu ziemnego i zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa dostaw³⁹⁾ przedsiębiorstwa obrotu oraz importerzy zobowiązani są do utrzymywania zapasów paliwa gazowego na terytorium Polski w ilości odpowiadającej 30 dniom przywozu gazu ziemnego w okresie dwunastu miesięcy liczonych od 1 kwietnia roku ubiegłego do

³⁹⁾ Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym – z 16 lutego 2007 r. (Dz. U. z 2007 r. Nr 53, poz. 343).

31 marca danego roku. Wielkość zapasów weryfikowana jest przez Prezesa URE w oparciu o prognozę przywozu na najbliższy rok. Ponadto przedsiębiorstwa te zobowiązane są do przygotowania odpowiednich procedur na wypadek zagrożeń w ciągłości dostaw oraz wczesnego zawiadomienia OSP.

Przewidziano trzy fazy działań w sytuacji poważnego zaburzenia dostaw:

- pierwsza faza – reakcje przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, podmiotów dokonujących przywozu gazu ziemnego oraz operatorów systemów gazowych,
- druga faza – jeżeli środki pierwszej fazy okazałyby się niewystarczające, państwa członkowskie powinny podjąć środki zmierzające do złagodzenia skutków tych zaburzeń. Ma temu służyć kompetencja ministra właściwego do spraw gospodarki odnośnie uruchomienia zapasów obowiązkowych oraz wnioskowanie do Rady Ministrów o wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego, które mogą być uruchomione równocześnie lub w sposób sekwencyjny. Określono rodzaje podmiotów objętych ograniczeniami w poborze gazu ziemnego. Kryterium stanowi wielkość mocy umownej, w ten sposób wykluczono możliwość objęcia ograniczeniami gospodarstw domowych i małych i średnich przedsiębiorstw,
- trzecia faza – środki na poziomie wspólnotowym.

Ustawa określa zasady i tryb uruchamiania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, zadania przedsiębiorstw w tym zakresie oraz zasady dokonywania rozliczeń. Wprowadza również obowiązki sprawozdawcze dotyczące informowania organów administracji o poziomie utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz uprawnienia do przeprowadzania kontroli i weryfikacji stanu zapasów.

W ocenie Prezesa URE przy wprowadzeniu obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych pominięta została kwestia deficytu pojemności magazynowych w krajowym systemie gazowym, w stosunku do potrzeb narzucanych ustawą. Nie przewidziano również możliwości zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych w przypadku rozpoczynania działalności w zakresie przywozu gazu. O stosowne zwolnienie może ubiegać się podmiot już prowadzący działalność, ale dodatkowo musi spełnić dwa wymogi: liczba jego odbiorców nie może przekroczyć stu tysięcy a sprzedaż gazu ziemnego w ciągu roku nie może wynieść ponad 50 mln m³.

Takie rozwiązanie prawne negatywnie wpływa na możliwość rozpoczęcia i rozwoju działalności w zakresie sprzedaży gazu, a tym samym na rozwój konkurencji. W 2008 r. do Ministerstwa Gospodarki wpłynęło dwanaście wniosków o zwolnienie z utrzymywania zapasów obowiązkowych jednakże w żadnym z przypadków Minister Gospodarki nie wydał pozytywnej decyzji w sprawie zwolnienia.

Zachęty do podejmowania nowych inwestycji

Regulacje krajowe przewidują odpowiedni zestaw działań (zachęt) dla podejmowania nowych inwestycji. U-Pe zawiera mechanizm pozwalający Prezesowi URE zwolnienie przedsiębiorstw z obowiązków świadczenia usług na zasadach TPA oraz przedkładania taryf do zatwierdzenia. Zwolnienie dotyczy usług świadczonych w oparciu o nową infrastrukturę i jest udzielane po spełnieniu szeregu warunków wymienionych w ustawie.

W definicji zachęty do podejmowania nowych inwestycji mieści się również współfinansowanie funduszami pomocowymi pochodzącymi z Unii Europejskiej. Komisja Europejska zatwierdziła Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko na lata 2007-2013. Wielkość środków unijnych zaangażowanych w realizację programu wynosi prawie 28 mld euro. W ramach programu realizacją objętych jest 15 priorytetów, z których dwa obejmują sektor gazowy: są to priorytet IX – Infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku i efektywność energetyczna – 1 403,0 mln euro oraz priorytet X – Bezpieczeństwo energetyczne, w tym dywersyfikacja źródeł energii – 1 693,2 mln euro.

Inny mechanizm został zawarty w ustawie o utrzymywaniu zapasów gazu ziemnego, który umożliwia pokrycie kosztów uzasadnionych w ramach budowy, rozbudowy bądź modernizacji magazynów paliw gazowych, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność, w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 6%. W ocenie Prezesa URE skala utrudnień w realizacji nowych inwestycji kilkakrotnie przewyższa liczbę bodźców. Istniejące bariery zwiększają koszty – ostatecznie przenoszone na odbiorców końcowych – wydłużają czas realizacji inwestycji lub też mogą doprowadzić do zaniechania ich realizacji.

Przykładem może być sposób naliczania podatku od nieruchomości. Jest on naliczany od początkowej wartości inwestycji, a nie od stopnia jej wykorzystania. W efekcie inwestor musi odprowadzać znaczące kwoty, niezależnie od ilości transportowanego gazu danym odcinkiem sieci.

Ponadto, utrudnienia zawarte są w ustawie o drogach publicznych. Przewidziano znaczące opłaty za umieszczanie urządzeń infrastruktury technicznej w gruntach, a także za zajęcie pasa drogi na czas budowy. Regułą jest zakaz lokalizowania w pasie drogi obiektów budowlanych i umieszczanie urządzeń nie związanych z potrzebami zarządzania drogami i potrzebami ruchu drogowego, a zgoda zarządcy drogi jest udzielana w szczególnie uzasadnionych przypadkach. Również w samym procesie inwestycyjnym występują przeszkody wynikające z prowadzenia wielu procedur lokalizacyjnych dla jednej inwestycji w przypadku budowy linii przesyłowej przebiegającej przez tereny kilku starostw i gmin.

Prezes URE stale podejmuje inicjatywy mające na celu stopniowe eliminowanie wskazanych barier, m.in. poprzez sporządzanie stosownych analiz oraz informowanie organów administracji odpowiedzialnych za poszczególne obszary.

Regulacje krajowe dotyczące tzw. „nowej infrastruktury”

Przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem, dystrybucją, czy też magazynowaniem paliw gazowych są zobowiązane zapewnić wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych – na zasadzie równoprawnego traktowania – świadczenie usług przesyłania, dystrybucji oraz magazynowania paliw gazowych. Jednakże przepisy ustawy dopuszczają sytuacje, w których możliwe jest zwolnienie przedsiębiorstwa energetycznego z obowiązku świadczenia tego rodzaju usług. Prezes URE, na uzasadniony wniosek zainteresowanego przedsiębiorstwa energetycznego (art. 4i u-Pe), 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 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 dostaw,
- 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.

Prezes URE udziela koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych oraz wyznacza, na wniosek właściciela instalacji magazynowania paliw gazowych, operatorów systemów magazynowania paliw gazowych. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się magazynowaniem paliw gazowych jest obowiązane 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) 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.

W 2008 r. toczyło się jedno postępowanie w sprawie czasowego wyłączenia z obowiązku świadczenia zasady TPA – dot. art. 22 dyrektywy gazowej. Jednakże w związku ze zmianami własnościowymi w Polskim LNG Sp. z o.o., przedsiębiorstwo wycofało swój wniosek, a postępowanie administracyjne w URE zostało umorzone.

Projekty infrastrukturalne w ramach transeuropejskich sieci energetycznych (Decyzja 1364/2006/WE)

Aneks nr 1 do Decyzji 1364/2006/WE zawiera dwa polskie projekty infrastrukturalne „będące w interesie Europy”, tj. terminal LNG oraz drugą nitkę gazociągu Jamał-Europa.

Planuje się, że budowa terminalu LNG w Świnoujściu zostanie ukończona w 2014 r. Początkowa zdolność odbioru terminalu ma wynosić 2,5 mld m³ gazu ziemnego rocznie. W zależności od popytu na gaz ziemny możliwe będzie zwiększenie zdolności jego odbioru do 5-7,5 mld m³. Inwestorem projektu jest Polskie LNG Sp. z o.o., która rozpoczęła działalność w maju 2007 r., a jej właścicielem jest Gaz-System SA. 30 czerwca 2008 r. spółka otrzymała stosowną promesę koncesyjną na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie skraplania i regazyfikacji gazu ziemnego.

Budowę drugiej nitki gazociągu Jamał-Europa przewiduje porozumienie rządów Polski i Rosji o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez polskie terytorium podpisane 25 sierpnia 1993 r. Jednakże do tej pory nie zapadły żadne wiążące decyzje określające termin budowy tego gazociągu.

Relacje z państwami „trzecimi” producentami i eksporterami gazu

W poprzednich latach miały miejsce – w 2008 r. pojawiały się informacje dotyczące możliwości wystąpienia – zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego. Z uwagi na złożone relacje pomiędzy głównym dostawcą gazu a krajami tranzytowymi (Ukrainą i Białorusią), podobne zdarzenia mogą mieć miejsce w przyszłości, czego dowodem był kryzys gazowy ze stycznia 2009 r.

Od 2006 r. PGNiG SA zaangażowana jest w działalność wydobywczą na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. W 2008 r. projekt wkroczył w fazę wykonawczą (zagospodarowania złoża), a rozpoczęcie wydobywania gazu ziemnego przewidywane jest na drugą połowę 2011 r. Wielkość złóż szacowana jest na 41,5 mld m³. Ściśle z tym związany jest projekt „Skanled”, który obejmuje budowę gazociągu z terminalu gazowego w Karsto (Norwegia) do Szwecji i Danii oraz powiązany z tym zadaniem projekt gazociągu bałtyckiego „Baltic Pipe”. Rozpoczęcie funkcjonowania całego układu gazociągów planowane jest na 2014 r.

Wnioski

Analiza poszczególnych działań prowadzonych w 2008 r. przez przedsiębiorstwa energetyczne działające na rynku gazu pozwala stwierdzić, że bezpieczeństwo dostaw gazu do odbiorców nie było zagrożone. Sprawność systemu nie budziła zastrzeżeń. Wszystkie podmioty odpowiedzialne za dostawy gazu wypełniały nałożone na nie prawem obowiązki – prowadziły prace modernizacyjne i inwestycyjne w celu dalszego usprawniania pracy systemu, wywiązywały się z obowiązkowych zapasów paliw. Zatwierdzone plany ograniczeń w pełni spełniły swoją rolę, gdyż nie odnotowano żadnego przypadku nagłego wstrzymania dostaw do odbiorców. Kluczowe spółki sektora gazowego zanotowały poprawę wyników finansowych, co umożliwi im przeznaczenie dodatkowych środków finansowych na inwestycje. Odnotowano również podejmowanie działań nakierowanych na wykorzystanie unijnych środków pomocowych przy realizacji inwestycji.

Kontynuowane były działania mające na celu dywersyfikację dostaw gazu. W opinii Regulatora konieczna jest rozbudowa infrastruktury, szczególnie zwiększenie pojemności czynnej podziemnych magazynów gazu ziemnego, które zapewniają ciągłość dostaw w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach. Ciągłej rozbudowy wymaga system przesyłowy, szczególnie w regionach, gdzie występują ograniczenia przepustowości. Ponadto, niezbędne jest też kontynuowanie prac związanych ze zwiększeniem wydobywania krajowego.

6. ZAGADNIENIA Z ZAKRESU USŁUG O CHARAKTERZE UŻYTECZNOŚCI PUBLICZNEJ [ART. 3(9) DLA ENERGII ELEKTRYCZNEJ I ART. 3(6) DLA GAZU]

Kwestie usług użyteczności publicznej stanowią centralny punkt liberalizacji rynków energii elektrycznej i gazu. Podstawowe cele usług o charakterze publicznym, takie jak: zapewnienie bezpieczeństwa dostaw, niezawodność sieci, odpowiednia jakość i ceny usług, a także respektowanie zobowiązań z zakresu ochrony środowiska naturalnego oraz poprawy efektywności energetycznej przedsiębiorstw są spełnione dzięki nałożeniu na uczestników rynku energii i paliw gazowych w Polsce zarówno przepisami prawa (u-Pe oraz przepisy wykonawcze), jak i warunkami koncesji określonych obowiązków. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne nie przestrzega warunków wykonywania działalności określonych w koncesji, to zgodnie z art. 56 ust. 1 pkt 12 u-Pe podlega karze pieniężnej, którą wymierza Prezes URE. Ponadto, jeżeli przedsiębiorca rażąco narusza warunki określone w koncesji lub inne warunki wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej, określone przepisami prawa, to zgodnie z art. 41 ust. 3 u-Pe Prezes URE cofa takiemu przedsiębiorcy koncesję.

Fakt pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii jest potwierdzany przez Prezesa URE wydawanymi świadectwami pochodzenia energii elektrycznej. System wydawania (a następnie umarzania) świadectw pochodzenia energii elektrycznej w pełni funkcjonuje od początku 2005 r. (art. 9a i 9e u-Pe). Jest regulacją, umożliwiającą znakowanie energii elektrycznej z OZE z podziałem na następujące ww. technologie wytwarzania. Świadectwa pochodzenia wydawane są przez Prezesa URE na podstawie wniosku wytwórcy (posiadacza koncesji), potwierdzonego przez operatora systemu elektroenergetycznego w zakresie wielkości produkcji za dany okres.

Tabela 6.1. Produkcja energii elektrycznej oraz świadectwa pochodzenia w latach 2007-2008. Stan na 29.04.2009 r.

Rodzaj OZE	2005 r.	2006 r.
	ilość energii [w MWh]	ilość energii [w MWh]
Elektrownie na biogaz	161 767,939	220 882,924
Elektrownie na biomasę	545 764,936	515 044,320
Elektrownie wiatrowe	472 116,429	790 287,701
Elektrownie wodne	2 252 659,312	2 153 863,135
Współspalanie	1 797 217,058	2 538 746,824
Łącznie	5 229 525,674	6 218 824,904

Źródło: URE.

System świadectw pochodzenia z kogeneracji

W systemie polskim funkcjonują dwa rodzaje świadectw pochodzenia poświadczające wytworzenie energii elektrycznej w kogeneracji: 1) świadectwa pochodzenia energii wytworzonej w jednostkach opalanych paliwami gazowymi lub o mocy zainstalowanej poniżej 1 MW (tzw. certyfikaty niebieskie), oraz 2) świadectwa energii wytworzonej w pozostałych źródłach kogeneracyjnych (tzw. certyfikaty czerwone).

Tabela 6.2. Produkcja energii elektrycznej oraz świadectwa pochodzenia CHP w II połowie 2007 r. i 2008 r. Stan na 28.02.2009 r.

Rodzaj jednostki kogeneracji	II połowa 2007 r.	2008 r.
	ilość energii [w MWh]	ilość energii [w MWh]
„Niebieskie”	1 112 971,930	2 950 316,867
„Czerwone”	9 405 003,581	20 589 988,208

Źródło: URE.

Wytwórcy, którzy uzyskali świadectwa pochodzenia lub świadectwa pochodzenia z kogeneracji mogą odsprzedać je za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii SA podmiotom zobowiązanym, zyskując w ten sposób dodatkowy przychód z działalności polegającej na wytwarzaniu energii.

System wsparcia OZE i CHP jest „domknięty” przez zapisy ustawy umożliwiające wymierzenie kary pieniężnej przedsiębiorstwom, które nie wypełniły obowiązku umorzenia odpowiedniej ilości świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej.

Obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji lub wniesienia opłaty zastępczej został nałożony na przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną i sprzedające tę energię do odbiorców końcowych).

W celu wypełnienia obowiązku przedsiębiorstwa zobowiązane mogą:

- umorzyć odpowiednie świadectwa pochodzenia,
- uiścić opłatę zastępczą na konto Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, która przeznaczona powinna być na wspieranie odnawialnych źródeł energii i źródeł kogeneracyjnych znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

Zgodnie z ustawą, do zadań Prezesa URE należy kontrola przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne ww. obowiązków. Jest ona przeprowadzana po zakończeniu każdego roku kalendarzowego (po 31 marca).

Kryteria Aneksu A dyrektyw 2003/54/WE i 2003/55/WE

Większość z kryteriów zamieszczonych w tych Aneksach została wprowadzona jako rozwiązania rangi ustawowej. Niemniej jednak szczegółowość tych kryteriów powoduje, że efektywne ich stosowanie przez przedsiębiorstwa energetyczne będzie możliwe dopiero po wprowadzeniu odpowiednich zapisów do rozporządzeń wykonawczych u-Pe.

Taryfy socjalne

Formy pomocy odbiorcom wrażliwym społecznie „vulnerable customers”. Wypracowanie definicji „odbiorcy wrażliwego społecznie”, czy też „ubóstwa energetycznego” oraz modelu pomocy tym grupom odbiorców nie należy bezpośrednio do zakresu działań Prezesa URE. Na gruncie polskim nie została dotychczas wypracowana ani definicja odbiorcy wrażliwego społecznie/słabego ekonomicznie, ani definicja gospodarstwa domowego w sytuacji ubóstwa energetycznego.

W celu podjęcia próby rozwiązania problemu odbiorców wrażliwych społecznie w 2008 r. w URE rozpoczął pracę specjalny Zespół do Spraw Prac Badawczych nad Problematyką Odbiorców Wrażliwych Społecznie⁴⁰. Zespół zakończył pracę przygotowanym projektem modelu pomocy odbiorcom wrażliwym społecznie oraz przygotowaniem założeń do projektu zmian legislacyjnych niezbędnych do wdrożenia programu. W pracach Zespołu uwzględniono także zagadnienie pozyskania środków finansowych przeznaczonych na pomoc odbiorcom wrażliwym społecznie.

Przedstawiona w 2008 r. propozycja rozwiązania problemu odbiorców wrażliwych zakładała uznanie energii elektrycznej za podstawowe dobro cywilizacyjne konieczne do zaspokojenia podstawowych potrzeb. W propozycji tej ciężar pomocy tym grupom odbiorców spoczywa na gminie poprzez istniejące ośrodki pomocy społecznej oraz wydziały mieszkaniowe. Zaproponowano zatem, aby fundusze na ten cel pozyskać z budżetu państwa (poprzez obniżenie akcyzy na prąd i VAT-u), a także z kar pieniężnych wymierzanych przez Prezesa URE, wpływy z których zasiliłyby fundusze gmin.

Wdrożenie propozycji URE wymagałoby zmian w kilku ustawach: o pomocy społecznej, o dodatkach mieszkaniowych, Prawo energetyczne oraz o podatku akcyzowym.

W I połowie 2008 r. podjęła prace „Grupa robocza do opracowania projektów aktów prawnych zapewniających odbiorcom słabym ekonomicznie właściwy poziom ochrony na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej oraz nadających Prezesowi URE odpowiednią rolę i narzędzia regulacyjne na takim rynku”. W pracach grupy uczestniczyły następujące organy administracji rządowej: Ministerstwo Pracy i Polityki Społecznej, Ministerstwo Finansów oraz Ministerstwo Infrastruktury, a także UOKiK. Organy te nie zaakceptowały w całości przedstawionej przez URE propozycji ochrony odbiorcy wrażliwego. Jako jedyne możliwe do przyjęcia rozwiązanie wskazano przy tym pomoc odbiorcom słabym ekonomicznie poprzez system taryf socjalnych.

W Polsce system taryf socjalnych nie funkcjonuje, a Prezes URE jest przeciwny jego wprowadzenia, ponieważ powoduje on subsydiowanie skrośne pomiędzy grupami odbiorców. System taryf socjalnych zakłóca transparentność cen oraz przerzuca ciężar ochrony odbiorców wrażliwych na pozostałych odbiorców, pogarszając tym samym ich sytuację ekonomiczną.

⁴⁰ Zespół powołany na podstawie Decyzji Nr 31/2007 Prezesa URE z 30 listopada 2007 r.

Raport z działalności Grupy Roboczej został we wrześniu 2008 r. przekazany Ministrowi Gospodarki. Podczas prac Grupy Roboczej została nawiązana współpraca z Instytutem Pracy i Spraw Socjalnych. Efektem tej współpracy jest unikalna próba oszacowania wpływu podwyżek cen energii na skalę wzrostu ubóstwa. Zgodnie z przeprowadzonymi analizami, wzrost cen energii o 10% powoduje wzrost liczby gospodarstw domowych w sytuacji ubóstwa do powyżej 1 miliona⁴¹⁾.

Sprzedawcy z urzędu – obowiązki, sposób wyboru (procedura przetargowa czy decyzja administracyjna)

Od 1 lipca 2007 r. na rynku energii elektrycznej pojawiły się przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wyłącznie dystrybucją energii elektrycznej, wyodrębnione z 14 największych spółek zajmujących się dotychczas dystrybucją i obrotem energią. Prezes URE decyzjami administracyjnymi wyznaczył ich operatorami systemów dystrybucyjnych (OSD). W wyniku tych zmian na rynku energii elektrycznej rozpoczęli działalność sprzedawcy, którzy powstałi po wyodrębnieniu operatorów sieci dystrybucyjnej (14 podmiotów z przedsiębiorstw zasiedziały), jako strona umów kompleksowych. Pełnią oni aktualnie funkcję sprzedawców z urzędu wobec odbiorców komunalno-bytowych, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy. Na rynku działają także inni sprzedawcy, nie pochodzący ze struktur zakładów energetycznych. Ok. 200 innych sprzedawców to pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej, realizujące usługi sprzedaży i usługi dystrybucyjne. Zgodnie z u-Pe sprzedawca z urzędu wybierany jest w drodze przetargu. Do czasu ogłoszenia przetargu funkcję tę pełnią sprzedawcy „zasiedziali”. W 2008 r. nie odbył się żaden przetarg.

Dane dotyczące liczby odłączeń odbiorców z tytułu niepłacenia rachunków przedstawia poniższa tab. 6.3.

Tabela 6.3. Ilość odłączeń odbiorców

Rok	Energia elektryczna			Gaz		
	ilość odłączeń	ilość odbiorców ogółem	[w %]	ilość odłączeń	ilość odbiorców ogółem	[w %]
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
2006	190 936	15 817 289	1,2	33 815	6 396 234	0,53
2007	160 860	16 064 750	1,0	31 006	6 493 775	0,48
2008	174 445	16 201 598	1,1	43 319	6 594 867	0,66

Źródło: URE.

Prezes URE od roku podejmuje inicjatywy mające na celu systemowe zapewnienie ochrony grupy odbiorców, którzy z powodu trudności ekonomicznych nie są w stanie regulować należności za energię, proponując objęcie ich systemem opieki społecznej. URE przygotowało projekty rozwiązań, które oczekują obecnie na uregulowanie ustawowe.

U-Pe reguluje kwestie odłączeń odbiorców w przypadku niepłacenia rachunków. Natomiast brak jest regulacji w zakresie odłączeń z tego powodu w okresie zimy.

W 2008 r. zmienił się sposób stanowienia cen dla odbiorców końcowych, który jest kontynuowany w 2009 r. Obowiązek przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej został utrzymany w odniesieniu do odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych „G”, przyłączonych do sieci operatora systemu dystrybucyjnego, którzy nie zmienili sprzedawcy. Grupę tę stanowią głównie gospodarstwa domowe.

Postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryf w obrocie dla grup „G” na rok 2009 rozpoczęły się w listopadzie 2008 r. w odniesieniu do wszystkich 14 przedsiębiorstw – Spółek obrotu – na ich wnioszek. 2 stycznia 2009 r. Prezes URE zatwierdził i opublikował decyzje w sprawie taryf dla energii elektrycznej dla 12 przedsiębiorstw sprzedających energię elektryczną. Taryfy te obowiązują odbiorców w grupach „G” w roku 2009. Średnia cena za energię elektryczną wyniosła 234,55 zł/MWh.

⁴¹⁾ Ogółem w Polsce jest prawie 14 mln odbiorców w gospodarstwach domowych.

Rachunki odbiorców pobierających energię elektryczną w najliczniejszej grupie G11 – czyli odbiorców płacących jednakową cenę energii niezależnie od pory poboru – wzrosły od 5,60 zł do 7,00 zł miesięcznie, przy przeciętnym zużyciu na poziomie 1 777 kWh.

Zmiana zatwierdzonych cen lub stawek opłat może nastąpić na wniosek przedsiębiorstwa lub z urzędu w przypadku zmiany warunków zewnętrznych, które przekładają się na konieczność ich podwyższenia. Czynnikiem wpływającym na zmianę kosztów jest np. wzrost cen energii elektrycznej na rynku hurtowym.

Tabela 6.4. Regulacja cen dla odbiorców końcowych w 2009 r.

Wyszczególnienie	Energia elektryczna				Gaz		
	najwięksi odbiorcy (wg ilości kupowanej energii)	małe i średnie przedsiębiorstwa	gospodarstwa domowe	elektrociepłownie i elektrownie gazowe	najwięksi odbiorcy	średni odbiorcy przemysłowi oraz dystrybutorzy	bardzo małe przed. oraz gospodarstwa domowe
Regulacja taryf obrót (T/N)	N	N	T	T	T	T	T
% odbiorców taryfowych (obróty)	-	-	100	100	100	100	100

Źródło: URE.

W roku 2008 regulacji podlegała zarówno działalność sieciowa związana z dostarczaniem paliw gazowych (przesyłanie i dystrybucja) jak i obrót tymi paliwami. Regulacja odnosiła się nie tylko do małych odbiorców (komunalno-bytowych) ale również do odbiorców dużych. Jednym i drugim bowiem gaz dostarczany był w ramach umów kompleksowych, przy czym ok. 98% sprzedaży dla odbiorców końcowych realizowana była przez jedno przedsiębiorstwo – PGNiG. Ponadto, pozostałe przedsiębiorstwa działające na rynku gazowym w przeważającej mierze w paliwa gazowe również zaopatrują się w PGNiG. W tych okolicznościach Prezes URE nie mógł uznać, iż jakiegokolwiek przedsiębiorstwo zajmujące się obrotem gazem działa w warunkach konkurencji, co upoważniałoby go do zwolnienia tych przedsiębiorstw z taryfowania. Z uwagi na to, że w 2009 r. sytuacja w tym zakresie nie uległa zmianie kontynuowany był proces zatwierdzania taryf dla wszystkich odbiorców.

Jeśli chodzi o ceny gazu ziemnego wysokometanowego, to rekompensują one przedsiębiorstwu gazowniczemu nie tylko koszty jego pozyskania, ale również koszty transportu tego gazu gazociągami przebiegającymi przez granicę Rzeczypospolitej Polskiej, koszty transportu skroplonego gazu ziemnego, w tym transportu kołowego oraz koszty tworzenia i magazynowania obowiązkowych zapasów gazu.

Ceny gazu dla odbiorców PGNiG w 2008 r. zmieniły się dwukrotnie. Raz od 25 kwietnia, drugi raz od 1 listopada. W 2009 r. nowa taryfa PGNiG, a więc i ceny gazu, wprowadzona została w życie 1 czerwca. W ślad za zmianą zmieniły się również taryfy pozostałych przedsiębiorstw gazowniczych.

Z uwagi na liczbę obsługiwanych przez PGNiG odbiorców, w stosunku do wszystkich odbiorców gazu w Polsce, bez większego błędu przyjąć można średnie ceny gazu dla odbiorców tego przedsiębiorstwa jako równoważne średnim cenom gazu dla odbiorców w całym kraju. Poniżej przedstawiono dla gospodarstw domowych średnie ceny w obrocie gazem ziemnym wysokometanowym (GZ-50) oraz średnie ceny dostawy tego gazu (a więc uwzględniające nie tylko gaz jako towar, ale również koszty jego transportu sieciami przesyłowymi i dystrybucyjnymi oraz koszty magazynowania).

Symbol grupy taryfowej	Średnia cena gazu GZ-50 w zł/m ³			
	w okresie:			
	do 24.04.2008 r.	25.04+31.10.2008 r.	od 1.11.2008 r.	od 1.06.2009 r.
	w obrocie			
W-1	1,2329	1,3176	1,4716	1,3867
W-2	0,9586	1,0838	1,1838	1,0945
W-3	0,8448	0,9627	1,0627	0,9669
	łącznie (obrót + transport + magazynowanie)			
W-1	1,8908	2,2343	2,3343	2,3353
W-2	1,4873	1,7405	1,8404	1,8164
W-3	1,2895	1,4977	1,5977	1,5760

W-1 – zużycie roczne nie większe niż 300 m³,

W-2 – zużycie roczne większe niż 300 m³ i nie większe niż 1 200 m³,

W-3 – zużycie roczne większe niż 1 200 m³ i nie większe niż 8 000 m³.

Źródło: URE.

Nie ma uregulowań prawnych, które pozwalałyby na ewentualne rekompensowanie kosztów Sprzedawcy, zobowiązanemu do sprzedaży energii odbiorcom po cenach regulowanych.

Poniżej przedstawiono liczbę odbiorców, dla których sprzedawcą jest sprzedawca z urzędu działający na terenie poszczególnych operatorów sieci dystrybucyjnych (*default supplier*). Należy zaznaczyć, że po uwolnieniu cen energii elektrycznej dla odbiorców instytucjonalnych z 1 stycznia 2008 r., regulacja *ex ante* tych cen nie istnieje nawet w przypadku sprzedawców z urzędu.

Tabela 6.5. Liczba odbiorców i wolumen energii dostarczonej przez sprzedawców z urzędu w 2008 r.

Grupy odbiorców wg kryterium zużycia [w MWh]	Liczba odbiorców w 2008 r.	Energia dostarczona odbiorcom w 2008 r. [w MWh]	Liczba odbiorców obsługiwanych przez sprzedawcę z urzędu	Energia dostarczona odbiorcom obsługiwanym przez sprzedawcę z urzędu [w MWh]
> 2 000	4 457	52 369 909	4 401	43 458 392
50 – 2 000	97 129	21 787 782	97 116	21 720 369
< 50	16 124 129	42 584 619	16 123 208	42 582 573
Razem:	16 225 715	116 742 310	16 224 725	107 761 333

Źródło: URE.

[Inicjatywy Regulatora mające na celu zapewnienie przejrzystości umów na dostawy energii, z uwzględnieniem podziału odpowiedzialności pomiędzy rządem, Regulatorem i innymi instytucjami publicznymi](#)

Realizacja wymagań w zakresie przejrzystości umów na dostawy energii dokonuje się na płaszczyźnie:

- [stanowienia prawa przez organy uprawnione do zgłaszania inicjatywy ustawodawczej rząd, Parlament i Prezydent](#)
Prezes URE uczestniczy w procesie legislacyjnym, nie ma jednak prawa decydowania o ostatecznym kształcie przepisów, nie ma prawa inicjatywy ustawodawczej, uczestniczy jedynie w konsultacjach, zgłasza swoje propozycje, wyraża opinie);
- [stosowania prawa \(w szczególności Prezes URE, Prezes UOKiK, Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów\)](#)

Prawo. Treść umów na dostawy energii elektrycznej i gazu zdeterminowana jest przepisami u-Pe oraz aktów wykonawczych ustawy, tj. rozporządzeń, które precyzują tzw. elementy konieczne tego rodzaju kontraktów.

W 2008 r. Prezes URE nie podejmował żadnych szczególnych działań związanych z zagadnieniem przejrzystości umów. Powyższe wynika przede wszystkim z faktu, iż prawodawstwo polskie przewiduje w tym zakresie stosunkowo wysoki poziom ochrony. Pewne regulacje prawne zawiera w tym względzie ustawa z 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów, która przewiduje m.in. zakaz stosowania w podobnych umowach z osobami trzecimi uciążliwych lub niejednoznacznych warunków umów, zakaz uzależniania zawarcia umowy od przyjęcia lub spełnienia przez

drugą stroną innego świadczenia, nie mającego rzeczowego ani zwyczajowego związku z przedmiotem umowy, narzucania przez przedsiębiorcę uciążliwych warunków umów, przynoszących mu nieuzasadnione korzyści, zakaz bezpośredniego lub pośredniego narzucania innych nieuczciwych postanowień umownych, w tym odległych terminów płatności lub innych warunków zakupu albo sprzedaży towarów. Kontrolę nad przejrzystością umów w tym zakresie sprawuje Prezes UOKiK. Naruszenie powyższych zakazów może zostać zakwalifikowane jako nadużycie pozycji dominującej na rynku względnie jako przejaw porzucenia ograniczającego konkurencję. Ogólne przepisy o zobowiązaniach umownych, w tym wzorcach umownych umieszczone zostały także w Kodeksie cywilnym (od art. 384 do art. 396). Regulują one kwestie umów oraz wzorców umownych. Przepisy te przewidują m.in., iż postanowienia umowy zawieranej z konsumentem nie uzgodnione indywidualnie nie wiążą go, jeżeli kształtują jego prawa i obowiązki w sposób sprzeczny z dobrymi obyczajami, rażąco naruszając jego interesy (niedozwolone postanowienia umowne). Nie dotyczy to postanowień określających główne świadczenia stron, jeżeli zostały sformułowane w sposób jednoznaczny. Sądem właściwym do rozstrzygnięcia sporów w tym zakresie jest sąd powszechny.

Stosowanie prawa. Prawo energetyczne nie wyposażało Prezesa URE w narzędzia kompetencyjne umożliwiające bezpośredni wpływ na treść umów na dostawy energii elektrycznej lub gazu np. przez zatwierdzanie wzorców tych umów, czy też zobowiązanie przedsiębiorstw energetycznych do wprowadzenia odpowiednich zapisów do umów, takich które nie wynikają z przepisów ustawy lecz są tzw. dobrą praktyką. W konsekwencji zasadą jest, że przedsiębiorstwo zobowiązane jest tylko do takich zachowań, jakie wynikają z przepisów prawa.

W jednostkowych sprawach spornych (art. 8 ust. 1 u-Pe), Prezes URE może kształtować umowę między przedsiębiorstwem energetycznym a konsumentem, zawsze jednak w granicach określonych we wniosku o rozstrzygnięcie sporu. Sformułowanie, w takich przypadkach, obowiązków przedsiębiorstwa energetycznego odbywa się też w ramach u-Pe i rozporządzeń wykonawczych. Stosowanie zaś tzw. dobrej praktyki wymagałoby niekiedy wprowadzenia do umów zmian, których zakres wykracza poza uregulowania wynikające wprost z przepisów u-Pe. W 2007 r. Prezes URE rozstrzygnął 62 spraw z zakresu umów na dostawy energii elektrycznej. Należy więc przyjąć, że kryterium przejrzystości umów, mające na celu zapewnienie konsumentom odpowiedniej wiedzy co do wysokości cen, warunków i jakości świadczenia usług lub zmian tych warunków realizowane jest przez przedsiębiorstwa energetyczne z własnej woli, lub też pośrednio przez Prezesa URE – poprzez odpowiednie ukształtowanie taryf lub warunków koncesji.

