NR 1
2006

2 stycznia 2006

# BIULETYN URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze m.in.:

- Raport Komisji Europejskiej
- Harmonizacja zasad bilansowania
- Energetyka odnawialna
- Komisje kwalifikacyjne

NR 1 (45) 2 stycznia 2006 ISSN 1506-090X cena zł 12 (w tym 0% VAT)

*Szanowni Państwo, Drodzy Czytelnicy*

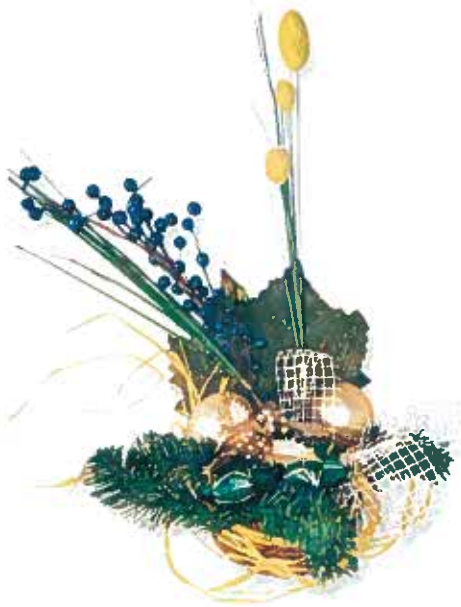
*Tradycyjnie już, jak każdego roku o tej porze, mam przyjemność składać Państwu życzenia Noworoczne.*

*I tym razem, w Nowym 2006 Roku, życzę Państwu nie tylko osobistego szczęścia i wszelkiej pomyślności w życiu zawodowym, ale także dużo pozytywnej energii, tak bardzo nam potrzebnej do realizacji naszych małych i wielkich marzeń oraz życiowych celów.*

*Mam głęboką nadzieję, że rok 2006 okaże się dla Państwa pomyślny i obfitujący w szczęśliwe chwile, czego Drogim Czytelnikom z całego serca życzę.*

*Leszek Juchniewicz*

*Prezes*
*Urzędu Regulacji Energetyki*



*Szanowni Państwo*

*Wielokrotnie na łamach Biuletynu URE publikowaliśmy artykuły, w których odnoszono się do realizacji przesłanek dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady: elektroenergetycznej i gazowej, regulujących odpowiednio wspólne zasady rynku wewnętrznego energii elektrycznej i gazu ziemnego. Pierwsze dyrektywy, które skierowały państwa członkowskie na drogę ku integracji wszystkich rynków krajowych, zostały w 2003 r. zastąpione nowymi aktami obowiązującymi od 1 lipca 2004 r. Ponieważ minął już rok, odkąd państwa te zobowiązane zostały do implementacji tych dyrektyw, a do pełnego otwarcia na konkurencję rynków pozostało już niewiele czasu, Komisja Europejska przygotowała Raport nt. stanu postępu w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz rynku gazu, stanowiący próbę oceny aktualnej sytuacji przy jednoczesnym zidentyfikowaniu dziedzin wymagających usprawnień i dalszego ich doskonalenia. Komunikat Komisji w sprawie powyższego Raportu zamieściliśmy w bieżącym numerze Biuletynu.*

*„Świadomość społeczna dotycząca korzyści wynikających z produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych jest coraz większa, ponieważ współczesne społeczeństwa zaczynają zdawać sobie sprawę z konieczności coraz oszczędniejszego wykorzystania paliw kopalnych, a jednocześnie w coraz szerszym zakresie widzą potrzebę ograniczenia emisji do powietrza gazów cieplarnianych." Jednocześnie ustawa – Prawo energetyczne nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne obowiązek zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii oraz uzyskania i przedstawienia do umorzenia odpowiedniej liczby świadectw pochodzenia tej energii. Ponieważ rozliczenie ww. obowiązku przysparza wiele trudności interpretacyjnych, również ze względu na częste zmiany przepisów, problem ten przybliża w swoim artykule Zdzisław Muras.*

*Ostatnia nowelizacja Prawa energetycznego oraz nowela rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy dotycząca szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci, wprowadziły długo oczekiwane rozwiązania w sprawie działalności komisji kwalifikacyjnych. Na temat tych nowych regulacji prawnych: rezultatach ich wprowadzenia, propozycjach na przyszłość, zadaniach i uprawnieniach komisji kwalifikacyjnych i zespołów egzaminacyjnych – pisze Marek Krawczyński.*

*W październiku i listopadzie ub.r. w siedzibie Urzędu Regulacji Energetyki zorganizowano kolejne spotkania członków Zespołu ds. Interdyscyplinarnej Współpracy Międzynarodowej oraz Zespołu Ekspertów ds. Współpracy Europejskiej zajmujących się energią elektryczną i gazem ziemnym. Podczas tych spotkań przedstawiono wiele ważnych problemów regulacyjnych, technologicznych i organizacyjnych, jakie pojawiają się w toku wdrażania konkurencyjnych rynków energii. Zachęcamy Państwa do zapoznania się z tekstami, będącymi szczegółowymi ilustracjami zagadnień przedstawianych na tych spotkaniach, w tym m.in. na temat usług bilansowych i harmonizacji zasad bilansowania, tworzenia i funkcjonowania regionalnych rynków energii elektrycznej Europy Środkowo-Wschodniej, wdrażania Kodeksu sieci w Wielkiej Brytanii, wspólnotowego rynku gazu, a także standaryzacji właściwości fizyko-chemicznych gazu.*

***Redakcja***

## SPIS TREŚCI


**Kodeks sieci na wspólnotowym rynku gazu** 2

**Pierwszy rok stosowania Dyrektyw 2003/54/WE i 2003/55/WE w ocenie Komisji Europejskiej** 7

**Zintegrowany mechanizm bilansujący na wspólnym europejskim rynku energii elektrycznej. Prace Grupy Europejskich Regulatorów Rynków Energii i Gazu** 18

**Podstawowe informacje dotyczące ilościowego i jakościowego rozliczania gazu ziemnego. Harmonizacja jakości gazu w UE** 25

**Rozwój regionalnego rynku energii elektrycznej w Europie Środkowo-Wschodniej. Istotne zmiany w 2005 r.** 28

**LNG – ile to kosztuje?** 31

**Energetyka odnawialna – dwa reżimy prawne, jedno rozliczenie** 35

**Działalność komisji kwalifikacyjnych w świetle nowelizacji Prawa energetycznego i rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy** 41

**Rynek odbiorcy – wybrane aspekty** 47

**Technologia współspalania paliw konwencjonalnych z biomasą i biogazem** 51

**Avoided costs as a method to calculate effective investments in electricity** 59

**Risk management in the electricity market from the side of TPA client (end user case)** 63

**Informacje i komunikaty** 69



Nota copyright © do artykułów zamieszczonych w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki przysługuje autorom tych artykułów.



**BIULETYN URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**

Wydawca: Urząd Regulacji Energetyki

Adres Redakcji: 00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64, tel 661 62 22, fax 661 62 24

Skład i łamanie, organizacja druku i kolportaż: PPGK SA, 01-943 Warszawa, ul. Pstrowskiego 10, tel. 864 27 12

Oddano do druku 22 grudnia 2005 r. Nakład: 1800 egzemplarzy. ISSN 1506-090X Cena zł 12 (w tym 0% VAT)

Materiały fotograficzne wykorzystano za zgodą właścicieli praw autorskich. Informacji o warunkach prenumeraty udzielamy pod numerem tel. (022) 661 62 22

Numer konta bankowego do wpłat za prenumeratę: NBP O/O Warszawa 58101010100028732231000000, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE)

www.ure.gov.pl

# KODEKS SIECI NA WSPÓLNOTOWYM RYNKU GAZU

Piotr Staręga

Przygotowując się w Urzędzie do wdrożenia nadzoru regulatora nad zasadami zarządzania ograniczeniami sieciowymi oraz bilansowania przesyłowych sieci gazu ziemnego[1] warto zaprezentować doświadczenia rynku brytyjskiego, który należy obecnie do najbardziej liberalnych.[2] Powszechne stosowanie zasady TPA spowodowało masowe zjawisko zmiany dostawcy. Powstaje jednak pytanie, czy tak szeroki zakres zmian świadczy o dynamice mechanizmów dostosowawczych, czy jest może sztuką dla sztuki, wywołaną przez agresywny marketing konkurujących *shipperów*?

Należy założyć, że powszechność stosowania zasady TPA spowodowana jest dążeniem odbiorców do racjonalnego gospodarowania środkami przeznaczonymi na zakup energii. Oszczędności poczynione z tego tytułu zostaną wykorzystane bardziej racjonalnie, jeśli nie będą marnowane na opłacenie zbyt wysokich rachunków. Optymalnie działające strony muszą widzieć sens zmiany dostawcy wyrażający się wzrostem ich dobrobytu teraz lub w przyszłości. Wzrost liczby powiązań gospodarczych świadczy o dynamice mechanizmów dostosowawczych. Poprawia płynność rynku. Umożliwia również kształtowanie wartościowych sygnałów cenowych, które stanowią istotną wskazówkę dla licznych uczestników obrotu.

Polityka promowania konkurencji, poprzez powszechne wdrażanie zasady TPA, jest podstawowym narzędziem dynamizowania zmian rynkowych, co przyczynia się do wzrostu konkurencyjności całej gospodarki. Liczba transakcji zależy nie tylko od ilości uczestników obrotu, ale także od kosztów ich zawarcia, jak również – ceny usług sieciowych. Aby więc utrzymać wysoki poziom dynamiki zmian na rynku energii, należy rozwiązać problem kosztów przesyłu i dystrybucji. Dokonanie dostawy zamówionej elektryczności lub paliwa gazowego jest podstawowym warunkiem zrealizowania transakcji zawartych na spotowym rynku energii[3]. Nie można więc marzyć o płynności obrotu w warunkach istotnych trudności związanych z wykonaniem dostaw zamówionej energii, o czym decyduje przepustowość sieci. Do jej newralgicznych elementów należy oczywiście bilansowanie oraz ściśle z nim związana problematyka opomiarowania.[4] Również zarządzanie ograniczeniami sieciowymi, czy też zasady bilansowania nie powinny stanowić bariery, która utrudnia wejście na rynek nowym podmiotom. Ceny oraz dostępność usług związanych z elastycznością[5] funkcjonowania infrastruktury nie powinny przeszkadzać drobnej konkurencji w dostępie do klienta.

Rozwiązanie powyższych problemów w poszczególnych państwach członkowskich nie oznacza jednak automatycznej poprawy funkcjonowania wspólnotowego rynku oraz optymalizacji wykorzystania jego olbrzymiego potencjału. Ujednolicenie polityki energetycznej powinno być – zdaniem premiera Wielkiej Brytanii Tony'ego Blaira[6] – wiodącym kierunkiem globalnej polityki unijnej w tym zakresie. Wyraźną zapowiedzią podjęcia działań w tym samym kierunku jest również, przygotowana przez Komisję Europejską przy współpracy z CEER-em, *Strategia rozwoju infrastruktury jednolitego rynku gazu*[7].

1) Do Urzędu Regulacji Energetyki wpłynął, poddany wcześniej szerokiej konsultacji, projekt Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowych przygotowany przez państwowego monopolistę OGP GAZ-System Sp. z o.o. Obowiązek uzyskania akceptacji Prezesa URE dla wybranych części proponowanego dokumentu wynika z władczego wpływu operatora sieci na funkcjonowanie podmiotów, które z niej korzystają. Z tego właśnie względu nie może on samodzielnie decydować o najważniejszych zagadnieniach w zakresie zarządzania infrastrukturą.

2) Obecnie 64% konsumowanego gazu jest dostarczane przez dostawców innych niż dotychczas (tj. przez dostawców zmienionych). Na rynku gospodarstw domowych także 50% konsumentów zmieniło dotychczasowego dostawcę od czasu otwarcia rynku tj. od roku 1998.

   Źródło: Raport na temat postępu wdrażania wspólnotowego rynku energii elektrycznej i gazu przygotowany w 2005. Aneks techniczny do raportu Komisji Europejskiej dla Rady i Parlamentu Europejskiego.

3) Rynek dostaw natychmiastowych ma na celu pozyskanie energii. Prawa pochodne oferują natomiast zabezpieczenia finansowe przed skutkami zmiany cen. W wyniku nieproporcjonalnie dużych wahań cen instrumentów pochodnych w stosunku do zmian ceny instrumentów bazowych powstaje szerokie pole do spekulacji. Z tego powodu instrumenty pochodne nie skutkują dostawami energii, a tylko i wyłącznie rozliczeniem w formie pieniężnej różnicy ceny oczekiwanej przez strony transakcji w momencie otwarcia pozycji oraz notowań rzeczywistych – w momencie wygaśnięcia instrumentu.

4) Więcej na temat liczników energii elektrycznej w kontekście zmiany dostawcy w artykule dr. inż. Rafała Gawina w Biuletynie URE nr 6/2005.

5) Usługi związane z zapewnieniem elastyczności mają duże znaczenie dla spółek obrotu wchodzących dopiero na rynek ze względu na większe ryzyko niezbilansowania. W zupełnie innej sytuacji są dostawcy dominujący, którzy dysponują bardziej ustabilizowaną bazą odbiorców. Pozwala to na zapewnienie bardziej przewidywalnego profilu poboru energii, co ułatwia planowanie jej zużycia oraz utrzymanie zbilansowania we własnym zakresie.

   Por.: *Roadmap for a competitive single gas market in Europe.*

6) Por.: Tony Blair o priorytetach Prezydencji Brytyjskiej, http://www.europarl.eu.int/news/expert/infopress_page/004-2005--307-11-44-901-20051103IPR02004-03-11-2005-2005--false/default_pl.htm.

7) Por.: *Roadmap for a competitive single gas market in Europe.*

Przygotowana *Strategia* wzoruje się na niebagatelnych osiągnięciach brytyjskiego rynku gazu. Wydaje się, że jest to słuszne podejście – pomimo rożnego stopnia zaawansowania procesu liberalizacji rynków w poszczególnych krajach członkowskich – ponieważ to Wielka Brytania jest liderem w dziedzinie demonopolizacji obrotu tym nośnikiem energii.[8] Kamieniem milowym na drodze promowania konkurencyjności było wdrożenie w marcu 1996 r. Kodeksu sieciowego operatora Transco[9]. Stanowi on podstawę działania użytkowników tej sieci. Jego wdrożenie w Wielkiej Brytanii zajęło dwa lata w porównaniu do 10 lat potrzebnego na implementację o wiele prostszego kodeksu w USA.[10] W Wielkiej Brytanii koncesje na usługi przesyłu otrzymało 12 innych firm przesyłowych (ang. *Gas Transporters*).[11] Każda z nich jest zobowiązana do przygotowania własnego kodeksu. Jednak w 2005 r. – po dokonaniu sprzedaży przez Transco czterech lokalnych sieci dystrybucyjnych – kodeks tego operatora został poddany większemu sformalizowaniu i przekształceniu we Wzorcowy kodeks sieci (ang. *Unified network code*), który stanowi wzór przydatny dla wszystkich operatorów.

Dokument tego typu ma fundamentalne znaczenie dla rozwoju rynku. W procesie liberalizacji energetyki sieciowej trzeba zawsze zmierzyć się z problemem monopolu naturalnego, który jest nierozerwalnie związany z kosztownymi inwestycjami w infrastrukturę. Rozdzielenie handlu nośnikami energii od usług jej przesyłu wymaga unormowania zasad współpracy operatorów sieci z podmiotami, które z niej korzystają lub również obsługują – w ramach outsorsingu – funkcjonowanie infrastruktury. W tym kontekście warto przedstawić zasady funkcjonowania Kodeksu sieci.

Spółki, które handlują tym paliwem, zobowiązane są do podpisania Kontraktu ramowego (ang. *Framework Agreement*) z operatorem przesyłu. Ponieważ działają w warunkach pluralizmu, poddane są silnej presji konkurencyjnej. To właśnie dla nich stworzono Kodeks sieci, pomimo że ich działalność nie musi być związana z posiadaniem infrastruktury. Szczegółowe określenie warunków korzystania z sieci jest bowiem niezbędnym warunkiem minimalizacji ryzyka ich działalności.

Spółki obrotu hurtowego (ang. *shippers*) kupują gaz od producentów lub importerów. Zakupione paliwo sprzedają dostawcom detalicznym (ang. *suppliers*), którzy obsługują odbiorców końcowych na poziomie sieci dystrybucyjnej. Dostawcy mogą jednak łączyć działalność prowadzoną zarówno na poziomie hurtowym, jak i detalicznym. Aby zrealizować zamówienie, obrotowiec musi podjąć następujące działania:

- wdrożyć procedury operacyjne zgodnie z Kodeksem sieci,
- zinwentaryzować punkty zaopatrzenia odbiorców i zarejestrować je u operatora,
- zapewnić dostawy paliwa gazowego do systemu przesyłowego,
- dokonać rezerwacji mocy na wejściu i wyjściu z systemu oraz wystąpić o nominacje; albo też zakupić je na rynku wtórnym i dokonać renominacji,
- wdrożyć oprogramowanie do współpracy z operatorem sieci.

*Shipper* pozyskuje niezbędny przydział mocy w trybie aukcyjnym. Celem organizowanych przetargów jest rozdysponowanie ograniczonej przepustowości w danym punkcie sieci zgodnie z logiką mechanizmu rynkowego. Korzystniejszy cenowo jest zakup mocy w systemie miesięcznym na aukcjach, które odbywają się co pół roku. Aukcje dzienne pozwalają natomiast na uzupełnienie zakupionego portfolio.

W celu dokonania dostaw *shipper* zgłasza nominacje, aby otrzymać alokację mocy w punktach wejścia do sieci przesyłowych z terminala nadmorskiego (ang. *sub-terminal*) albo złóż lądowych (ang. *on-shore field)*. Transco dokonuje nominacji w imieniu *shiperów* na punktach wyjścia z sieci przesyłowej oraz w ramach Lokalnej strefy dystrybucyjnej (ang. *Local Distribution Zone*) w cyklu dziennym – w przypadku liczników tradycyjnych (ang. *Non Daily Meter*) lub miesięcznym – w przypadku liczników nowoczesnych (ang. *Daily Meter*). Akceptacja nominacji przez operatora oznacza zobowiązanie do uiszczenia opłat przesyłowych. Transco może jednak odkupić moce przydzielone w przypadku braku możliwości transportu.

Nominacje znajdują swoje odzwierciedlenie w module grafikowania przepływów. W większości przypadków istnieje wiele alternatywnych szlaków przesyłu paliwa pomiędzy danym punktem wejścia i wyjścia. Odcinek sieci może zostać wyłączony z użycia również z powodu konserwacji. W rezultacie gaz w danym kierunku pokonuje rożne długości rurociągów. Dla *shippera*, który wprowadza gaz do systemu NBP, droga fizycznego przepływu paliwa (w tym użycie stacji kompresorów oraz konieczność uwzględnienia ograniczeń przesyłowych) nie mają znaczenia. Dostawca wprowadza paliwo do zintegrowanej sieci *National Balancing Point*.

Dostawy przerywane są podstawowym elementem zarządzania ograniczeniami sieciowymi. Ich stosowanie jest dopuszczalne w przypadku zaistnienia ograniczeń przepustowości albo powstania ryzyka naruszenia zapasów magazynowych przeznaczonych na sezon grzewczy. Procedury związane z nimi są wyrazistym przykładem troski o niedyskryminacyjne traktowanie wszystkich podmiotów. Dobór miejsc dostawy przerywanej nie może bowiem wykazywać cech dyskryminacji lub preferencji dla jakiejkolwiek grupy odbiorców. Umiejscowienie wyłączeń odbywa się oczywiście zgodnie z technicznymi

8) Stopień zaawansowania konkurencji na rynku brytyjskim najlepiej określa liczba ponad sześćdziesięciu koncesji wydanych na działalność obrotową.
Por.: http://www.nationalgrid.com/uk/Gas/About/Who+Supplies+Gas/, http://www.investis.com/ngt/ara_2005/ofr_ukgd.html.

9) Pełna nazwa firmy brzmi National Grid Transco plc.

10) Por.: Network Code – the summary.

11) Por.: http://www.ofgem.gov.uk/temp/ofgem/cache/cmsattach/10407_Bestpracticecons1.doc?wtfrom=/-ofgem/work/index.jsp&section=/areasofwork/gasgovernance.

potrzebami systemu, ale średnioroczna liczba dni wyłączeń nie może wskazywać na odmienne traktowanie punktu wyjścia lub *shipperów*. W celu wyeliminowania ewentualnej dyskryminacji Transco stara się uzyskać zgodę dostawców na dostawy przerywane w punktach wyjścia z codziennym sczytywaniem pomiaru. Mogą oni wnosić o dokonanie zmian w planach wyłączeń. Operator składa więc *shipperom* alternatywne propozycje w tym zakresie. W zamian za zgodę na dostawy przerywane, obrotowiec zostaje zwolniony z części opłat. Zobowiązuje jednak swoich klientów do zaniechania odbioru przez określoną liczbę dni w roku. Brak zastosowania wyłączeń spotyka się z sankcjami finansowymi lub nawet odcięciem przyłącza i opłatami za dokonanie ponownego przyłączenia.

Odrębną metodą zarządzania ograniczeniami sieciowymi jest dokonywanie zakupu przepustowości na rynku wtórnym w punktach wejścia albo wyjścia. *Shipper* z nadwyżką mocy może w ten sposób odzyskać poniesione koszty z korzyścią dla dostawcy, który dokonuje jej zakupu, ponieważ nie ma innej możliwości przesyłania zakontraktowanego gazu. Efektywny rynek wtórny mocy przesyłowych pozwala na optymalne wykorzystanie całego systemu gazowniczego.

Obrót gazem, który został wprowadzony do systemu, stanowi kolejny sposób na ominięcie ograniczeń sieciowych. *Shipper* z nadmiarem zarezerwowanych zdolności przesyłowych na punkcie wejścia wprowadza gaz do systemu, aby go potem sprzedać dostawcy, który uzyskał nominacje na punktach wyjścia. Jest to profil działalności typowy dla hurtownika: wprowadza on gaz do systemu i sprzedaje go innym uczestnikom obrotu.

Obrót gazem może być również pomocny w zrównoważeniu systemu poprzez dokonanie obrotu niezbilansowaniami o przeciwnej wielkości. Taka sama transakcja może zostać przeprowadzona w danym fragmencie sieci. Umożliwia to pominięcie ograniczeń systemowych w przesyle gazu, który jest niezbędny dla celów pokrycia różnic związanych z nierównowagą lokalną. Ma to sens zwłaszcza w przypadku, gdy gaz wędruje przez różne fragmenty sieci nawet kilkanaście godzin.

British Gas projektował sieć do pracy w warunkach równowagi. W tej sytuacji nie ma możliwości taniego zbilansowania. Transco jest obecnie odpowiedzialny za zbilansowanie techniczne. Koszty niezbilansowania ponosi jednak dostawca. Obowiązkiem operatora jest dokonywanie zakupu brakującego paliwa lub też upłynnienie nadwyżek po cenie najkorzystniejszej dla uczestników rynku bilansującego. Spełnienie tego warunku jest najprostsze w przypadku wykorzystania giełdy gazu dla potrzeb bilansowania.

Rynkowe mechanizmy bilansowania zostały zastosowane po raz pierwszy w październiku 1999 roku. *Shipperzy* proponują dostawę lub zakup paliwa gazowego, którego ilości wynikają z aktualnego nie zrównoważenia systemu. Zakupy paliwa na ten cel dokonywane są więc po transparentnych cenach giełdowych. Ułatwia to bilansowanie handlowe, którego skutki ponoszą dostawcy. Jego koszty są raportowane zainteresowanym w rytmie dobowym.

W przypadku braku ofert podażowych operator może skorzystać, dla celów bilansowania, ze zgromadzonych zapasów paliwa. Odpowiedzią na zmienność zużycia są więc również podziemne magazyny gazu. Operator magazynów gazu (ang. *Top-up manager*) jest odpowiedzialny za zapewnienie zimowych zapasów paliwa gazowego. Może on dokonywać zakupów w celu dopełnienia zbiorników. Po zapewnieniu poziomu rezerw niezbędnych na sezon grzewczy może on również gromadzić zapasy związane z ogólnym bezpieczeństwem energetycznym. Niezbędne rezerwy operacyjne oraz zasady ich użycia zawarte są w Kodeksie sieci.

Bezpieczeństwo pracy systemu jest dodatkowo zapewnione poprzez zapasy zgromadzone z użyciem technologii LNG, co pozwala zabezpieczyć się przed następującymi problemami wynikającymi w trakcie eksploatacji sieci:

- nagłe wahania popytu,
- braki w dostawach ze złóż podmorskich,
- problemy z dostawami dla spółek obrotu,
- awarie stacji kompresorów oraz wycieki z rurociągów.

Magazyny LNG położone są najczęściej blisko centrów zużycia. Pozwala to na błyskawiczne zaspokojenie popytu bez zbędnych inwestycji w rurociągi. Tego typu funkcja określona jest w języku angielskim jako *Constrained Storage Facilities*. Operatorem instalacji LNG jest spółka powiązana z Transco. Ich pojemność może być również oferowana *shipperom*. Dostawcy, którzy dokonują rezerwacji zdolności magazynowych, otrzymują również nominacje, które pozwalają zatłaczać i wytłaczać gaz z magazynów do sieci.

Ze względu na szybkość obsługi zbiorników możliwe jest zaspokojenie popytu w szczytach zapotrzebowania. Każdy z nich może być zatłoczony i wytłoczony w ciągu 5 dni. Szybka interwencja operatora magazynów stabilizuje ceny paliw, mimo że gaz z tych magazynów jest sprzedawany po bardzo wysokich cenach na rynku. Stanowi to silną motywację dla *shipperów* do pozostawania zbilansowanym.

Pozyskiwanie wiarygodnych danych pomiarowych jest podstawą procesu fakturowania. Operator układów pomiarowych (ang. *Meter reading agent*) – odczytuje liczniki dla spółek obrotu detalicznego. *Supplier* przedstawia wyniki odczytu Transco w celu rozliczenia opłat dystrybucyjnych.

Oszacowany lub odczytany stan licznika jest również niezbędny w celu zmiany dostawcy. Umożliwia to otwarcie rozliczeń z nowym podmiotem.[12] Dopuszczalne jest orientacyjne ustalenie stanu licznika w przypadku trudności z pozyskaniem odczytu. W przyszłości nowy

12) Więcej na temat zmiany dostawcy w artykule Marioli Juszczuk: *Odbiorca detaliczny na rynku energii. Doświadczenia brytyjskie wyzwaniem dla Polski ...*, opublikowanym w Biuletynie URE nr 6/2005.

dostawca będzie jednak nadal korzystał z usług lokalnej firmy pomiarowej.

Optymalizacja nakładów na urządzenia pomiarowe spowodowała ich następujący podział. Punkty odczytu sporadycznego obejmują drobnych odbiorców gazu. Są odczytywane co parę miesięcy i nie oferują naliczania narastającego w rytmie dobowym (ang. *Non-Daily Metered*). Pozostałe punkty wyjścia są odczytywane na żądanie z zachowaniem dobowego rytmu rejestracji poborów paliwa gazowego (ang. *Daily Metered*). Odbiorcy z danego regionu grupowani są w strefy dwojakiego rodzaju: Lokalne strefy dystrybucyjne (ang. *Local Distribution Zone*) oraz Strefy wyjścia (ang. *Exit Zone*).

Odbiór z sieci przesyłowych do Lokalnych stref dystrybucyjnych (ang. *Local Distribution Zone*) rejestrowany jest w rytmie dobowym. Strefy grupują również te punkty odbioru, które nie są odczytywane dobowo (ang. *Non-Daily Metered*). W celu obciążenia *shipperów* za dystrybucję dla tej grupy klientów zostały utworzone Lokalne strefy dystrybucyjne (ang. *Local Distribution Zone*) z sieci przesyłowej (ang. *National Transmission System*).

W normalnych dniach funkcjonowania sieci odbiorca może zostać zasilony z użyciem dowolnego fragmentu sieci dystrybucyjnej, która go zaopatruje. Na szczęście pomiary dobowe na punkcie wyjścia z sieci przesyłowej (ang. *National Transmission System*) pozwalają jednak na określenie dobowego zużycia całkowitego danej strefy. Po uwzględnieniu pomiarów nielicznych odbiorców o dobowym odczycie (ang. *Daily Metered*), którzy również są zaopatrywani w danym regionie, łatwiej jest kalkulować opłaty sieciowe. W tym celu różnica pomiędzy całkowitym zużyciem strefy a ściśle określonym pomiarem dobowym (ang. *Daily Metered*) u największych odbiorców jest przypisywana dostawcom, zgodnie z umownymi współczynnikami. Pozwala to rozliczyć w sposób uproszczony koszty dostarczenia paliwa do odbiorców o tradycyjnych licznikach.

W dniach szczytowego obciążenia sieci dystrybucyjnej istnieje natomiast pewność co do obciążenia poszczególnych fragmentów sieci dystrybucyjnej. W takiej sytuacji optymalizacja przepływów narzuca bowiem tylko jedną konfigurację obciążenia nominacjami *Shipperów* danego punktu wyjścia z sieci przesyłowej. Wiadomo również, który fragment sieci dystrybucyjnej zaopatruje każdy punkt poboru (ang. *Supply point*). Punkty poboru obsługiwane w szczycie zapotrzebowania przez ściśle określone punkty wyjścia z sieci przesyłowej oraz wskazane fragmenty sieci lokalnej są grupowane w Strefy wyjścia (ang. *Exit zone*). Gwarantuje to wysoką precyzję obliczenia kosztów dystrybucji dla każdego odbiorcy, niezależnie od rodzaju posiadanego licznika.

***

Rozpoznanie szczegółowych zasad Kodeksu pozwala odpowiedzieć na pytanie, czy dokument ten realizuje założenia *Strategii dochodzenia do ujednoliconego rynku gazu* przygotowanej przez CEER? Czy warto wzorować się na jego założeniach, liberalizując polski rynek gazu?

Omówiona w artykule treść Kodeksu wskazuje na zaawansowany stopień realizacji zasad, które – zdaniem CEER-u – powinny charakteryzować lokalny rynek paliw gazowych. Oczywiście *Strategia* obejmuje o wiele szerszy zakres zagadnień. Jest to konieczne, aby zaprezentowana wizja była spójna i kompletna. Zakłada ona, że wyznacznikiem realizacji tej idei będą przede wszystkim następujące kryteria funkcjonowania obrotu i przesyłu:

- płynność rynku, która generuje wiarygodne sygnały cenowe;
- niedyskryminacyjna alokacja mocy przesyłowych;
- zapewnienie elastyczności systemu;
- udrożnienie przesyłu paliw gazowych poprzez eliminację wąskich gardeł, co wymaga jednak właściwego klimatu inwestycyjnego;
- dobowy rytm bilansowania oraz zmotywowanie dostawców do zbilansowania swych pozycji we własnym zakresie;
- opłaty oparte na kosztach świadczenia usług;
- bezpieczeństwo systemu gazowniczego oraz stabilność jego funkcjonowania;
- efektywny system komputerowy, który musi wspomagać funkcjonowanie sieci.

W procesie uwalniania sektora energetyki sieciowej należy zawsze zmierzyć się z problemem monopolu naturalnego, który jest nierozerwalnie związany z kosztownymi inwestycjami w infrastrukturę. Pomimo istnienia tego problemu, operatorzy sieci przesyłowych nie powinni utrudniać odbiorcom końcowym zmiany dostawcy. Należy wyeliminować wykorzystywanie powiązań w zakresie grupy kapitałowej (ang. *unbundling*).

Co więcej: rozdzielenie handlu nośnikami energii od usług ich przesyłania wymaga unormowania zasad współpracy operatorów sieci z podmiotami, które z niej korzystają lub również obsługują – w ramach outsorsingu – ruch sieciowy. Jakkolwiek może to wywołać problemy związane z jakością wykonywanych prac i przepływem informacji, to jednak wejście konkurencji szerokimi drzwiami, które otwiera dobrze przygotowany Kodeks sieci, pozwala zmniejszyć koszty usług przesyłowych na przykład poprzez redukcję zatrudnienia i wynajęcie firm outsorcingowych.[13)]

Jakość obsługi musi być standaryzowana, a prowizje za dokonane transakcje oraz stawki za przesył – ściśle określone. Nie mogą mieć one jednak charakteru zaporowego, aby nie załamywać płynności obrotu zrażając jego drobnych uczestników. Prawidłowe funkcjonowanie rynku paliw i usług sieciowych oparte jest bowiem na przejrzystych i nie dyskryminacyjnych zasadach działania. Równe traktowanie wszystkich uczestników ruchu sieciowego jest konieczne w celu promowania rozwoju rynku.

13) Miało by to w Polsce ogromne skutki społeczne ze względu na fakt, że przedsiębiorstwa infrastrukturalne stanowią wiodącego pracodawcę również na terenach gospodarczo zaniedbanych. Pojawienie się konkurencji pozwala wejść na rynek dużej ilości firm outsorcingowych, które obsługują sieć, a także firm świadczących usługi w zakresie poprawy jakości energii elektrycznej, czy też doradztwa w zakresie efektywności energetycznej i to one właśnie tworzą nowe miejsca pracy.

Zwiększenie ilości podmiotów, obok zagwarantowania nadwyżki podaży paliwa oraz efektywnej infrastruktury przesyłowej, jest podstawowym warunkiem zapewnienia konkurencyjności. Jedynie wzrost ich liczby jest gwarancją ograniczenia zachowań monopolistycznych oraz spadku znaczenia dotychczasowych operatorów dominujących, którzy działają w ramach pionowo zintegrowanych monopoli gazowniczych. Najlepszym rozwiązaniem problemu nadużywania siły rynkowej jest zaprojektowanie Kodeksu sieci w taki sposób, aby promował pluralizm, zwiększał zaufanie odbiorców energii oraz stabilizował warunki działania nowych uczestników rynku. Operator przesyłu musi zapewnić swobodę kształtowania warunków obrotu oraz elastyczną pracę systemu, który gwarantuje jednocześnie bezpieczeństwo dostaw.

*Huby* w sposób znakomity obniżają krańcowy koszt obsługi sprzedaży, czy też zakupu jednostki paliwa gazowego. Ścisła współpraca platformy obrotu z operatorem systemu przesyłowego jest drugą zaletą sprawnie działającego centrum handlu gazem. Dostęp do mocy przesyłowych dla wszystkich uczestników rynku korzystających z zasady TPA nie może pozostawać na papierze. Jej praktyczna realizacja wymaga skutecznego systemu preferencji dla nowych inwestycji w infrastrukturę. Dwoista natura *huba*, który łączy platformę transakcyjną z infrastrukturą przesyłową, czyni rolę Kodeksu sieci bardzo istotną. Na tej właśnie zasadzie funkcjonuje *National Balancing Point*.

Przestawiony zakres Kodeksu sieci Transco definiuje kryteria, które zdaniem CEER-u powinien spełniać lokalny rynek gazu. A Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowych – po uwzględnieniu zmian, nad którymi pracują obecnie eksperci Urzędu Regulacji Energetyki – powinna wkomponować polski system przesyłowy w infrastrukturę wspólnotowego rynku energii, którego potencjał podkreślał premier Wielkiej Brytanii Tony Blair.

*Autor jest pracownikiem Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE*

**Literatura:**

1. Network Code – the summary, http://www.transco.co.uk/publish/netcode/modhome.asp.
2. Roadmap for a competitive single gas market in Europe, http://www.ergeg.org-/pls/econtrol/docs/FOLDER/ERGEG_PC/GAS_ROADMAP/E05-SEM-13-03_GASROADMAP_PC.PDF.

*Elektrownia Kozienice – maszynownia*

# PIERWSZY ROK STOSOWANIA DYREKTYW 2003/54/WE I 2003/55/WE W OCENIE KOMISJI EUROPEJSKIEJ

Traktat Europejski[1] ustanawiający Unię Europejską wskazał kierunek jej rozwoju, tj. dążenie do pełnej integracji państw członkowskich. Zostały w nim zapisane podstawowe swobody ułatwiające funkcjonowanie jednolitego rynku, tj. zasada swobodnego przepływu osób, towarów, usług, kapitału, prowadzenia i zakładania przedsiębiorstw. Regulacje Traktatu wspierane są rozporządzeniami, dyrektywami i innymi aktami wydawanymi przez organy Unii.

Traktat włączył (art. 3(1)(u)) do polityk wspólnotowych również energetykę, co w praktyce oznacza szczególne zainteresowanie Wspólnoty, a w szczególności Komisji Europejskiej, tą dziedziną. Rozwój bowiem sektora energii elektrycznej i gazu oraz bezpieczeństwo funkcjonowania ma bardzo duży wpływ na gospodarki państw członkowskich, ich konkurencyjność wobec zglobalizowanej gospodarki światowej. Pierwsze dyrektywy kierujące państwa członkowskie na drogę liberalizacji rynków[2] zostały zastąpione w 2003 roku nowymi aktami[3], które zaczęły obowiązywać od 1 lipca 2004 r. Dyrektywy energetyczne ustanowiły generalne ramy i wprowadziły zasady konkurencji na rynku energii, ale zgodnie z zasadą subsydiarności, pozostawiły wiele szczegółowych kwestii o charakterze wykonawczym i technicznym do interpretacji państwom członkowskim. Powoduje to zawsze wiele trudności, szczególnie jeżeli wiąże się to z przypisaniem krajowym instytucjom regulacyjnym zróżnicowanych zakresów kompetencyjnych.

Dyrektywy tworzące ramy prawne funkcjonowania jednolitego rynku energii elektrycznej oraz gazu nakładają na Komisję szereg obowiązków, co w połączeniu z uprawnieniami Komisji wynikającymi z Traktatów założycielskich doprowadziło do funkcjonowania tego organu jako swoistego *administratora, czy też może raczej regulatora posiadającego głównie funkcje kontrolno-analityczne*.[4] Przyznanie Komisji ww. uprawnień okazało się konieczne, gdyż – jak pokazały dotychczasowe doświadczenia – nie tylko same przedsiębiorstwa dążą do zachowania *status quo*, problemy z implementacją dyrektyw i stosowaniem prawa występują również po stronie organów państw członkowskich.

Komisja Europejska monitoruje i dokonuje przeglądu stosowania ww. dyrektyw, jednocześnie jest zobowiązana do przedkładania – Parlamentowi Europejskiemu i Radzie – sprawozdań obejmujących ściśle określone kwestie związane z funkcjonowaniem rynku, postępów we wprowadzaniu konkurencji, problemów opóźniających funkcjonowanie wspólnego rynku energii elektrycznej i gazu (art. 28 Dyrektywy 2003/54/WE oraz art. 31 Dyrektywy 2003/55/WE).

Zamieszczony poniżej *Raport* jest już piątym raportem o realnych efektach otwierania krajowych rynków energii na wspólnotę przygotowanym przez Komisję[5]. Jednak tym razem przy jego sporządzaniu Komisja zebrała opinie nie tylko regulatorów i przedsiębiorców energetycznych, ale również konsumentów, co niewątpliwie wzbogaciło całość.

Szczególna rola w dostarczeniu informacji o stanie poszczególnych rynków spoczęła na regulatorach. Regulatorzy otrzymali z Komisji Europejskiej określony porządek i treść pytań dotyczących kwestii będących przedmiotem szczególnego zainteresowania Komisji z prośbą o wykorzystanie. Przygotowania do właściwego wywiązania się z tego obowiązku toczyły się na forum ERGEG-u[6]. W lipcu 2005 r. regulatorzy poszczególnych państw członkowskich przedstawili tzw. raporty krajowe, opublikowanie których miało nastąpić po ogłoszeniu

1) OJ z dnia 24.12.2002 C 235/1.
2) Dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 grudnia 1996 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, *OJ L 027, 30/01/1997 P. 0020 – 0029* oraz Dyrektywa 98/30/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 22 czerwca 1998 r. dotycząca wspólnych zasad w odniesieniu do rynku wewnętrznego gazu ziemnego, *OJ L 204, 21/07/1998 P. 0001 – 0012*.
3) Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca Dyrektywę 96/92/WE, *OJ L 176, 15/07/2003 P. 0037 – 0056* oraz Dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca Dyrektywę 98/30/WE, *OJ L 176, 15/07/2003 P. 0057 – 0078*.
4) A. Dobroczyńska, Z. Janiszewska: *Od krajowego regulatora energetyki do panaeuropejskiego?*, Biuletyn URE nr 1/2004.
5) Całość Raportu, łącznie z tzw. Aneksem Technicznym, jest zamieszczona w książce pt. „Stan konkurencji na rynku energii elektrycznej i rynku gazu: raporty porównawcze Komisji Europejskiej", Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – Biblioteka Regulatora, grudzień 2005.
6) ERGEG – European Regulators Group for Electricity and Gas (Grupa Europejskich Regulatorów dla Energii Elektrycznej i Gazu) ustanowiona Decyzją Komisji 2003/79/WE z dnia 11 listopada 2003 r., *OJ L 296 1, 4.11.2003 P. 34*.

unijnego raportu[7]. Do raportu Komisji została w części włączona również ocena stanu liberalizacji rynku sporządzona przez samych regulatorów[8].

Przedstawiając Czytelnikom Biuletynu URE omawiany Raport i zachęcając do lektury całości, łącznie z niezwykle obfitą, a zarazem metodycznie uporządkowaną faktografią, należy postawić pytanie, jakie najważniejsze wnioski i nauki nasuwają się po lekturze raportu? Wydaje się bezdyskusyjny związek pomiędzy liberalizacją a pożądanymi skutkami mierzonymi chociażby realnym obniżeniem poziomu cen (na razie dotyczy e.e.). Regulowanie sektora energii po drodze do konkurencji ma obecnie szczególne dwa ważne zadania: rozwój infrastruktury energetycznej oraz prawidłową alokację korzyści płynących z otwarcia rynków. Jednocześnie bardzo mocno podkreśla się potrzebę konsekwentnego przestrzegania wielu warunków to zabezpieczających i ciągłego poszukiwania dalszych narzędzi sprzyjających postępowi na drodze do wspólnotowego konkurencyjnego rynku energii, pokonując autonomię rynków krajowych. Doświadczenia państw członkowskich Unii Europejskiej w poddawaniu sektora energetycznego regułom rynkowym, pokazują dobitnie związek, jaki istnieje pomiędzy postępem w liberalizacji a stosowanymi regulacjami. Jest on nie do przecenienia, dlatego tak wielką wagę organy unijne przypisują charakterowi, jakości i stylowi działania instytucji nimi operujących.

7) Raport Krajowy Prezesa URE jest zamieszczony – patrz przypis nr 5.

8) Raport stanowiący wspólną opinię Regulatorów Europejskich nt. postępu liberalizacji został opracowany przez ERGEG i przedłożony Komisji Europejskiej.

*dr Agnieszka Dobroczyńska*
*pełni obowiązki zastępcy dyrektora Departamentu*
*Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE*

# Komisja Wspólnot Europejskich

Bruksela, xxx
COM (2005) yyy końcowy

**Komunikat Komisji Europejskiej**
w sprawie
*Raportu na temat stanu postępu w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz rynku gazu*

(SEC(2005) zzzz)

## A. KONTEKST ORAZ GŁÓWNE KONKLUZJE

Europa poszukuje obecnie środków umożliwiających intensyfikację dotychczasowych osiągnięć gospodarczych, tj. takich, które spowodują podniesienie poziomu wzrostu ekonomicznego Wspólnoty oraz zwiększenie konkurencyjności gospodarki. Urzeczywistnienie tych dążeń warunkowane jest niezawodnością zaopatrzenia w energię elektryczną i gaz po cenach społecznie akceptowanych, a także właściwą alokacją korzyści z realizacji wydajnych i sprawnych dostaw energii, tak aby ich beneficjentami byli i przedsiębiorcy i gospodarstwa domowe. Takie są właśnie kluczowe elementy programu rozwoju Europy zawarte w Strategii Lizbońskiej.

Dla realizacji powyższych celów, Unia Europejska (UE) podjęła decyzję o stopniowym wdrażaniu reguł pełnej konkurencji do sektora energetycznego, analogicznie do urynkowionych już dziś dziedzin gospodarki Wspólnoty. Działając na podstawie drugiej Dyrektywy Elektroenergetycznej oraz drugiej Dyrektywy Gazowej[1], Unia stoi obecnie przed unikalną możliwością stworzenia zintegrowanych, konkurencyjnych i największych na świecie jednolitych rynków: energii elektrycznej oraz gazu. Podczas szczytu Rady Europejskiej w Hampton Court szczególnie mocno zaakcentowano fakt, że w UE nie można dziś pozwolić sobie na to, by z tej szansy nie skorzystać.

Minął rok od granicznej daty, do której państwa członkowskie powinny były wypełnić obowiązek implementacji dyrektyw, i pozostaje półtoraroczny okres do pełnego otwarcia rynków energetycznych na konkurencję. Niniejszy *Raport* stanowi zatem próbę oceny aktualnej sytuacji przy jednoczesnym zidentyfikowaniu dziedzin wymagających usprawnień i dalszego ich doskonalenia.

1) Dyrektywa 2003/54/WE oraz Dyrektywa 2003/55/WE, regulujące odpowiednio wspólne zasady funkcjonowania wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz wewnętrznego rynku gazu.

Główny wniosek *Raportu* sprowadza się do stwierdzenia, że wstępna faza otwarcia rynków energetycznych – pomimo ostatnich wzrostów cen takich surowców, jak ropa naftowa, gaz ziemny czy węgiel – w znacznym stopniu zakończyła się sukcesem, w tym m.in. obniżeniem cen energii elektrycznej, których obecny poziom realny jest niższy niż w roku 1997. Jest jednak jeszcze wiele zadań do podjęcia i realizacji, w tym zwłaszcza intensyfikacja rozwoju infrastruktury energetycznej, a także prawidłowa alokacja korzyści płynących z otwarcia rynków, tak by zarówno przemysł, jak i obywatele stali się ich beneficjentami w jak najpełniejszym zakresie. Pogląd ten podzielają nie tylko organy regulacyjne, ale również wszystkie zainteresowane podmioty, badane w toku prac nad *Raportem*.

Najważniejszym, a zarazem ciągle utrzymującym się, mankamentem krajowych rynków energetycznych jest brak ich wzajemnej integracji. Kluczowe miary w tym zakresie to przede wszystkim brak wyrównania cen na obszarze UE oraz niski poziom handlu transgranicznego. Taki stan rzeczy jest z kolei w przeważającej mierze spowodowany istnieniem barier wejścia na dany rynek, niewłaściwym wykorzystaniem istniejącej infrastruktury oraz – w odniesieniu do energii elektrycznej – niewydolnym i niedostatecznym systemem połączeń międzysystemowych łączących poszczególne państwa członkowskie, co w konsekwencji prowadzi do powstania tzw. „wąskich gardeł". Ponadto na wielu rynkach krajowych ma miejsce wysoki poziom koncentracji przedsiębiorstw sektora energetycznego, hamujący rozwój efektywnej konkurencji. Rynek gazu odczuwa przede wszystkim brak płynności i to zarówno w zakresie dostępności samego surowca, jak również – zdolności przesyłowych. W tym kontekście skutki długoterminowych kontraktów muszą być postrzegane nie tylko jako utrudniające konkurencję, ale także jako ułatwiające wspieranie finansowania głównych przedsięwzięć infrastrukturalnych[2]. Brak rzeczywistej konkurencji na rynkach energetycznych poszczególnych państw członkowskich doskonale obrazują także ograniczone możliwości zmiany sprzedawcy oraz sporadyczne przypadki wyboru nowego – z innego państwa członkowskiego.

Tym samym niniejszy *Raport* dowodzi, że rynki energii elektrycznej i gazu pozostały – z nielicznymi wyjątkami – ograniczone do terytorium państwa. Niedostateczna konkurencja ze strony przedsiębiorstw z innych państw członkowskich uniemożliwia realne ograniczenie znaczenia aktywów oraz pozycji dominującej spółek na rynku krajowym. Ta kwestia powinna zatem stać się przedmiotem szczególnej troski i zaangażowania ze strony Komisji, państw członkowskich, organów regulacyjnych, jak również samego sektora. Niewątpliwie niezbędne i najistotniejsze działania, jakie powinny zostać teraz podjęte, dotyczą całkowitej i skutecznej implementacji drugiej Dyrektywy Gazowej oraz drugiej Dyrektywy Elektroenergetycznej. Fakt, że zdecydowana większość państw członkowskich dokonała implementacji nowych dyrektyw z opóźnieniem, a niektóre z nich w ogóle nie wywiązały się z tego obowiązku, rodzi szczególnie negatywne skutki. Komisja Europejska będzie więc kontynuować politykę zmierzającą do jak najszybszego usunięcia tego rodzaju zaniedbań, stosując tam, gdzie będzie to konieczne, procedurę wszczynaną w sytuacjach naruszenia prawa wspólnotowego. Szczególną uwagę państwa członkowskie powinny skierować nie tylko na literalną implementację przedmiotowych aktów prawnych, ale przede wszystkim na rzeczywiste osiągnięcie ich celów a zatem na prawidłowe oddanie „ducha" – sensu dyrektyw, ze swej istoty wyrażających określone minimum wspólnotowych zasad i środków mających zastosowanie wobec wszystkich państw członkowskich. Ze względu na specyfikę warunków istniejących na poszczególnych rynkach krajowych, w celu zagwarantowania pełnego zintegrowania rynków danego państwa z rynkami sąsiadującymi, konieczne może okazać się zastosowanie działań dodatkowych tj. wykraczających poza regulacje dyrektyw. Historia i rozwój rynku Nordpool dostarcza w powyższym zakresie wielu cennych doświadczeń. Niektóre państwa członkowskie podjęły już podobne działania, na przykład rozszerzają, określone w dyrektywach jako minimalne, środki mające zagwarantować rzeczywisty *unbundling*, wzmacniają uprawnienia i niezależność Regulatorów, uwalniają dotychczasowe i budują nowe połączenia transgraniczne, uruchamiają środki wspierające płynność rynku gazu.

Z tych też przyczyn państwa członkowskie muszą rozważyć w sposób niezwykle staranny wybór metod i środków służących implementacji dyrektyw, tak aby korzystać wyłącznie z takich, które bezpośrednio przyczynią się do zwiększenia obszaru zintegrowanego rynku, jego otwarcia oraz konkurencyjności. Spełnianie wymagań dyrektyw w zakresie niedyskryminacyjnego dostępu do sieci, *unbundlingu* oraz skuteczności działań regulacyjnych, oznacza przede wszystkim podjęcie działań zapewniających właściwe zasady dostępu oraz odpowiedni poziom przepustowości połączeń transgranicznych. Żadne postanowienia dotyczące regulacji cen nie mogą także prowadzić do wyłączenia lub ograniczania konkurencji na rynku. Jednocześnie Komisja oraz krajowe organy regulacyjne zintensyfikują wysiłki, by rozwiązać szereg technicznych problemów związanych z transgranicznym przesyłem i handlem energią czy też z bilansowaniem systemów energetycznych.

Niewątpliwie jest jeszcze zbyt wcześnie, aby decydować, jakiego rodzaju dodatkowe środki legislacyjne należałoby podjąć na poziomie Wspólnoty, tym niemniej Komisja rozważa różnorodne rozwiązania, w tym także te, które zasugerowali respondenci uczestniczący w konsultacjach podczas tworzenia *Raportu*, w tym m.in. dodatkowy *unbundling* czy też dalszą rozbudowę uprawnień Regulatorów krajowych. W pierwszej kolejności należy bowiem dokładnie przeanalizować rzeczywiste

2) Szczegółowe rozważania zostały zawarte w *Commission Staff Working Document, Technical Annexes* (TA) do przedmiotowego Komunikatu Komisji; sekcja 5.

skutki implementacji obowiązujących dyrektyw energetycznych oraz ich oddziaływanie na funkcjonowanie rynku. Komisja podejmie odpowiednie działania w celu przeanalizowania zgodności regulacji prawnych państw członkowskich z postanowieniami dyrektyw oraz oceny skuteczności obowiązujących przepisów i stosowanych środków regulacyjnych wobec uczestników rynku energetycznego. Wnioski Komisji zostaną zaprezentowane w stosownym Raporcie, którego prognozowany termin przedłożenia to najprawdopodobniej koniec roku 2006. Jeżeli będzie to konieczne, w 2007 r. zostaną sformułowane propozycje zmian.

Potrzebne są również inne podejmowane na szeroką skalę działania wspierające. Wdrażanie prawidłowej konkurencji będzie skutkowało niewątpliwie obniżaniem cen energii, tym niemniej nie doprowadzi samoistnie do racjonalnej konsumpcji energii, nie zapewni inwestycji zwiększających efektywność energetyczną itd. na co wskazywała Komisja w wydanej ostatnio Zielonej Księdze w sprawie efektywności energetycznej[3]. W obliczu wspomnianych wyzwań, w grudniu 2003 r. Komisja przedłożyła projekt *Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywnego wykorzystania energii przez odbiorców końcowych oraz usług energetycznych*, ukierunkowaną na zapewnienie efektywnego wykorzystania energii.

Ponadto biorąc pod uwagę rosnący udział energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych, należy dokonać technicznego oraz handlowego zintegrowania tego rodzaju źródeł z rynkiem energii elektrycznej, zwłaszcza za pomocą wydajnej infrastruktury. UE zdecydowała o konieczności pozyskiwania w 2010 roku[4] 21% energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Państwa członkowskie realizują powyższy cel zgodnie z przyjętym w powyższym zakresie harmonogramem. Będzie temu poświęcony oddzielny Raport Komisji. Bez wątpienia potrzebne jest monitorowanie sytuacji oraz zachęcanie do stosowania tzw. *wytycznych w sprawie dobrych praktyk*, tak by udział energii ze źródeł odnawialnych systematycznie wzrastał, osiągając wyznaczony poziom.

W nawiązaniu do polityki związanej z ochroną klimatu, w styczniu 2005 r. została wdrożona możliwość handlu uprawnieniami do emisji zanieczyszczeń. Komisja zapowiada szczegółowy monitoring oraz rozwój tego rynku, który jest przez nią oceniany jako mało stabilny, tak by w połowie 2006 r. przedłożyć Raport na temat funkcjonowania rynku handlu emisjami, jego wpływu na ceny energii, a także, o ile okaże się to konieczne, zaproponować zmiany.

3) Patrz: Szczegółowe rozważania Komisji – *„Zielona Księga w sprawie efektywności energetycznej"* – *„Doing more with less"*; COM (2005) 265.

4) Patrz: Cele wskazane w Dyrektywie 2001/77/WE w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych oraz akty przystąpienia nowych państw członkowskich.

Niniejszy *Raport* oraz dokumenty z nim związane tworzą istotną część spójnej strategii Komisji, ukierunkowanej na zagwarantowanie efektywnego funkcjonowania wewnętrznego rynku energii. Częścią tej strategii jest również badanie, przeprowadzane przez Dyrekcję Generalną ds. Konkurencji Komisji Europejskiej, w celu zbadania stosowania przepisów dot. konkurencji w sektorze energii elektrycznej, którego ostateczne rezultaty zostaną opublikowane w końcu 2006 r.

## B. OBECNY STAN RYNKU WEWNĘTRZNEGO – POSTĘPY W NAJWAŻNIEJSZYCH OBSZARACH I NIEDOSTATKI W LIBERALIZACJI, KTÓRYCH NIE UDAŁO SIĘ USUNĄĆ

### 1. Implementacja nowych dyrektyw

Większość państw członkowskich przekroczyła ostateczny termin transponowania nowych Dyrektyw Elektrycznej i Gazowej wyznaczony na 1 lipca 2004 r. W większości państw członkowskich prawodawstwo implementujące dyrektywy obowiązuje krócej niż rok, a niektóre z nich w ogóle jeszcze go nie wdrożyły[5].

Opóźnienie koliduje to z podjętym przez Komisję Europejską zobowiązaniem do szybkiego wdrożenia wewnętrznego rynku energii. W efekcie wiele istotnych założeń wejdzie w życie później niż to określono w dyrektywach. Szczególnie istotne w tym aspekcie są zasady dotyczące nadzoru ze strony regulatora oraz postanowienia dotyczące *unbundlingu*.

### 2. Integracja rynku

Należy przypomnieć, że celem liberalizacji jest stworzenie jednolitego rynku energii elektrycznej i gazu, nie zaś oddzielne funkcjonowanie 25 rynków krajowych. Trudne i wymagające zadanie integracji wszystkich rynków krajowych nie zostanie jednak zrealizowane w krótkim czasie. Obecnie stopień integracji rynku można uznać za niewystarczający. Do takiej konkluzji skłaniają dwie główne okoliczności:

- znaczące zróżnicowanie cen na obszarze rynku wewnętrznego,
- niski poziom wymiany transgranicznej.

W przypadku sytuacji, gdy na rynku zintegrowanym wymiana handlowa przebiega płynnie, ceny na poziomie Wspólnoty utrzymują się w podobnym przedziale, a ma to miejsce co najmniej w sąsiadujących państwach lub regionach. Nie można jednak powiedzieć, aby tak było w przypadku energii elektrycznej i gazu[6]. Czasami zróżnicowanie cen energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych przekracza 100%. Z drugiej zaś strony w niektórych sąsiadujących ze sobą państwach ceny hurtowe zaczęły się wyrównywać. Pomimo obiecującego poziomu rozwoju rynków regionalnych, integracja na

5) Aneks Techniczny, sekcja 1.

6) Aneks Techniczny, sekcja 4.

poziomie europejskim znajduje się w początkowym stadium rozwoju. Wyjątek stanowi tutaj stosunkowo dobrze rozwinięty nordycki rynek hurtowy energii elektrycznej.

Wymiana transgraniczna wywiera coraz większą presję konkurencyjną na ceny. Należy powiedzieć, że wymiana transgraniczna na rynku wewnętrznym jest niewystarczająca. I tak, na przykład w 2004 r. transgraniczne przepływy energii elektrycznej wyniosły ok. 10,7% całkowitego zużycia[7]; stanowi to wzrost jedynie o ok. 2 punkty procentowe w porównaniu do roku 2000 (8-9%). Mimo że transakcje handlowe nie znajdują pełnego odzwierciedlenia w przepływach, to jednak oczekuje się wzrostu przepływów wraz ze znaczącym wzrostem transakcji handlowych.

Unijne przepisy dotyczące fuzji nie definiują „rynku właściwego" w oderwaniu od rynku krajowego.

W przypadku energii elektrycznej brak integracji rynku wynika z niedostatku mocy przesyłowych pomiędzy wieloma państwami członkowskimi. Braki tego typu utrudniają prawidłową integrację rynków krajowych oraz ograniczają presję konkurencyjną ze strony importu. Ograniczenia sieciowe są częstym zjawiskiem na wielu granicach pomiędzy państwami członkowskimi. W tym kontekście warto przypomnieć, że w 2002 r. w Barcelonie Rada Europejska przyjęła cel zakładający, że każde państwo członkowskie osiągnie poziom połączeń międzysystemowych, stanowiący nie mniej niż 10% krajowego zużycia energii. Cel ten nie został jeszcze osiągnięty. Zamieszczony poniżej rysunek prezentuje zależność, jaką można zauważyć pomiędzy niedostatkami mocy przesyłowych linii transgranicznych a zróżnicowaniem cen na wspólnym rynku[8].

Muszą zostać usunięte występujące obecnie ograniczenia sieciowe, które są skutkiem braków w infrastrukturze elektroenergetycznej. By to osiągnąć, trzeba ustalić stabilne zasady regulacyjne w zakresie inwestycji sieciowych. Rola regulatorów w tym procesie jest niezwykle ważna. Natomiast skutecznie wydzieleni operatorzy systemów przesyłowych muszą wykazywać swoją niezależność i wypełniać rolę „moderatora" rynku poprzez usuwanie ograniczeń sieciowych, tak by prowadziło to do wzrostu konkurencji w podsektorze dostaw energii.

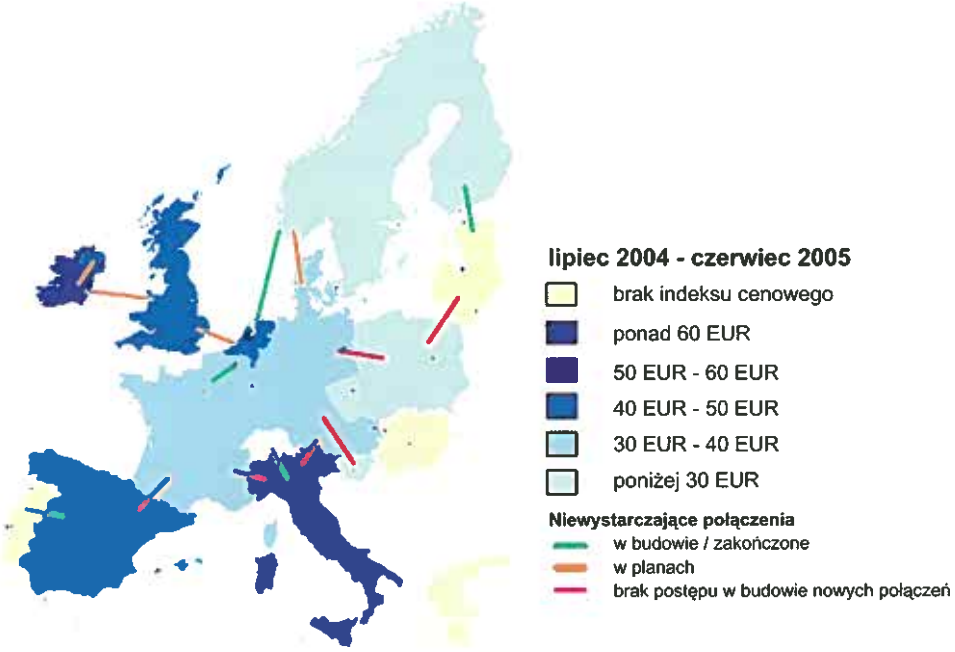
Innym, równie ważnym zagadnieniem są procedury planistyczne. W tym aspekcie państwa członkowskie muszą zapewnić konkurencyjne i bezpieczne dostawy energii obywatelom UE. Istnieje także potrzeba większej innowacyjności oraz zmniejszenia uciążliwości jakie odczuwają społeczności lokalne, np. w przypadku układania linii energetycznych w tunelach kolejowych.

Przedmiotem wsparcia w ramach programu TEN-Energy jest budowa infrastruktury elektroenergetycznej i gazowej o znaczeniu priorytetowym. Program TEN-Energy powinien ulec rozszerzeniu, ponieważ cały czas istnieją braki infrastrukturalne. Komisja zaproponowała znaczący wzrost finansowania tego programu w założeniach budżetowych UE na lata 2007-2013.

Pełne korzyści z tytułu istnienia dostatecznej infrastruktury technicznej nie będą odczuwane, o ile jej przepustowość nie będzie udostępniana uczestnikom rynku na nie dyskryminujących zasadach. Niemniej jednak zagadnienie to często nie jest traktowane priorytetowo[9].

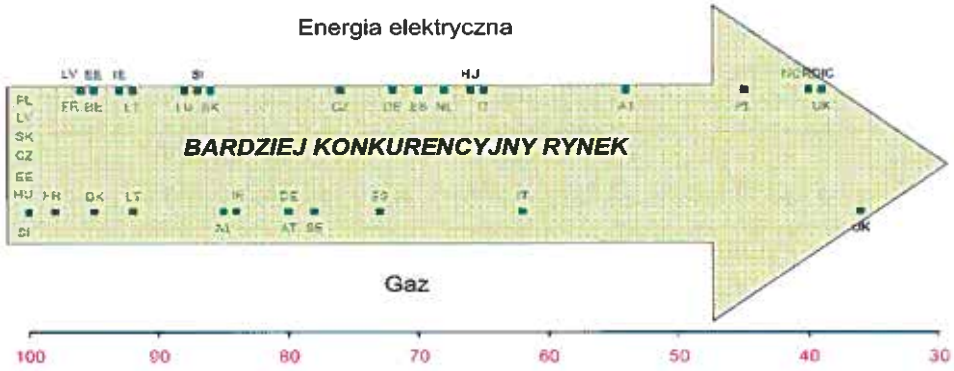
Niezwykle ważną kwestią jest faworyzowanie historycznych kontraktów długoterminowych podczas

*Rysunek 1. Średnia cena na rynku dnia następnego (ang. day-ahead) (lub jej ekwiwalent)*




7) Przepływy pomiędzy państwami należącymi do UCTE.
8) Aneks Techniczny, sekcja 5.
9) Aneks Techniczny, sekcja 6.

*Rysunek 2. Udział trzech największych graczy rynkowych w procentowej strukturze podaży*




rezerwowania mocy przesyłowych. Europejski Trybunał Sprawiedliwości uznał w swoim ostatnim orzeczeniu[10], w sprawie rezerwowania mocy w sektorze elektroenergetycznym, że kontrakty długoterminowe deklarowane na podstawie umów historycznych są bez wątpienia traktowane priorytetowo w stosunku do innych aplikacji o rezerwację mocy połączeń międzysystemowych, co jest sprzeczne z zasadą niedyskryminacji. W świetle tego rozstrzygnięcia, legalność stosowanej obecnie praktyki rezerwowania mocy, tak dla energii elektrycznej, jak i dla gazu, musi zostać zrewidowana przez Regulatorów oraz operatorów systemów w porozumieniu z przedsiębiorstwami zaangażowanymi w transakcje tego typu. Komisja Europejska będzie nalegała, by alokacja mocy odbywała się zgodnie z prawem unijnym i opublikuje swoje stanowisko w sprawie konsekwencji wynikających z orzeczenia sądu.

## 3. Koncentracja i konsolidacja branży

Z powodu słabo rozwiniętej konkurencji pomiędzy rynkami krajowymi, należy skupić uwagę na strukturze branży w poszczególnych państwach członkowskich. Przekształcenia na rynku rozpoczęły się w wielu państwach członkowskich od struktur monopolistycznych lub oligopolistycznych. Wprowadzenie konkurencji na szczeblu UE miało w założeniu położyć temu kres, poprzez poddanie przedsiębiorstw energetycznych regułom gry rynkowej. Cel ten na wielu rynkach nie został jeszcze osiągnięty. Koncentracja na niektórych z nich pozostaje wciąż wysoka i, co więcej, pomimo zainicjowania procesu liberalizacji następuje dalsza konsolidacja branży.

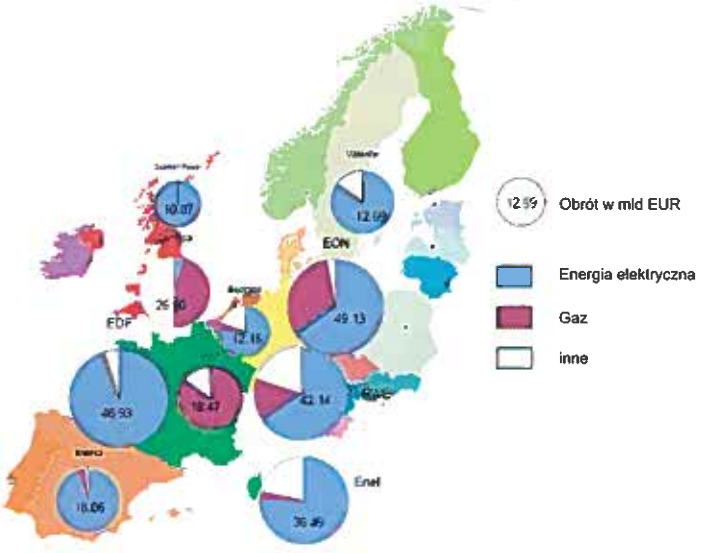
Wciąż brak jest płynności na rynku gazu, głównie wskutek ograniczonego dostępu do zasobów paliwa dla nowych uczestników, jak również ograniczonej możliwości przesyłu gazu w Europie.

Ostatnio zmniejszyła się liczba nowych uczestników rzeczywiście wchodzących na rynek. Ponadto tylko bardzo mała część nowych przedsięwzięć w dziedzinie wytwarzania energii elektrycznej jest realizowana przez inne podmioty niż dotychczasowi potentaci.

Do określenia stopnia konkurencyjności rynków krajowych stosuje się wskaźnik, pokazujący udział trzech największych wytwórców energii elektrycznej i największych sprzedawców gazu (patrz rysunek 2)[11].

Rysunek 3 przedstawia wyniki obrotu największych spółek w Unii Europejskiej.

*Rysunek 3. Największe przedsiębiorstwa energetyczne w UE pod względem obrotów (w miliardach euro)*




10) Sprawa C-17/03.

11) Aneks Techniczny, sekcja 4 i 5.

Oprócz wysokiego stopnia koncentracji na rynkach krajowych, obserwuje się rosnącą ilość połączeń i przejęć firm zagranicznych. Również na niektórych rynkach energii elektrycznej można zauważyć rosnący stopień integracji pionowej, co może pogorszyć płynność rynków hurtowych, ponieważ zwiększa się ryzyko związane z koncentracją. Ponadto zanotowano próby połączeń pomiędzy przedsiębiorstwami zasiedziałymi (ang. *incumbent*), z obszaru energii elektrycznej oraz gazu. Tego typu połączenia mogą zmniejszyć bodźce dla budowy nowych elektrowni wykorzystujących gaz. Komisja uważnie obserwuje powyższe procesy i jeżeli to konieczne, stosuje bez wyjątków przepisy dotyczące połączeń[12]. W przypadku spraw dotyczących konkurencji, Komisja zwraca szczególną uwagę na środki ułatwiające integrację i otwarcie rynku. Komisja jest w trakcie szczegółowego badania stopnia koncentracji i konsolidacji – w ramach szerszej analizy sektora, która trwa od czerwca 2005 r. Konieczne jest rygorystyczne stosowanie reguł konkurencji i łączenia, zarówno na szczeblu krajowym, jak i wspólnotowym. Co więcej, państwa członkowskie powinny rozważyć bardziej aktywne działania mające na celu zwiększanie konkurencji, takie jak właściwie sformułowane programy uwalniania energii elektrycznej i gazu.

Państwa członkowskie powinny wzmocnić nadzór nad złożonym rynkiem energii elektrycznej, ponieważ wysoki stopień koncentracji powoduje wzrost ryzyka manipulacji. Muszą być stosowane odpowiednie zasady dotyczące przejrzystości i otwartego dostępu do istotnych danych, jak np. moc produkcji. Nie można akceptować sytuacji, w której tylko przedsiębiorstwa zasiedziałe mają dostęp do danych, które determinują efektywne działanie na rynku.

UE potrzebuje nowych źródeł gazu w celu dalszego zwiększania konkurencji i wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw. Komisja wraz z regulatorami krajowymi wspiera ostatnie projekty inwestycyjne dotyczące nowych terminali LNG i uważa je za istotny postęp w tej dziedzinie.

## 4. Reakcja odbiorców

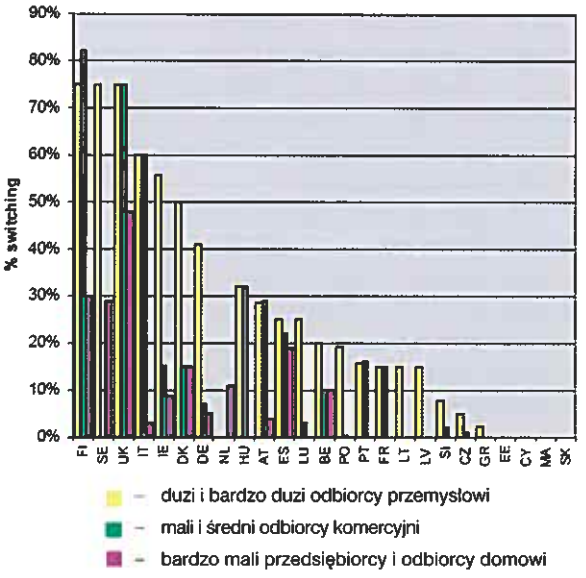
Liczba odbiorców, którzy zmienili dostawcę, jest naturalnym wskaźnikiem efektywności konkurencji. Jeżeli tylko nieliczni odbiorcy dokonują zmiany, to nawet jeżeli weźmie się pod uwagę możliwość renegocjacji warunków z dotychczasowym dostawcą, oznacza to, że najprawdopodobniej rynek nie funkcjonuje poprawnie.

Podczas gdy wśród większych odbiorców energii elektrycznej stale wzrasta udział podmiotów, które zmieniły dostawcę, to uprawnieni odbiorcy gazu, małe i średnie przedsiębiorstwa oraz gospodarstwa domowe niechętnie korzystają z tego prawa[13]. Przyczynia się do tego wiele czynników. W znacznej mierze nie istnieją konkurencyjne oferty lub nie różnią się od siebie wystarczająco, aby rzeczywiście umożliwiały dokonanie jakiegoś wyboru. Dominująca pozycja i niewystarczający rozdział połączonych podmiotów (ang. *unbundling*), zwłaszcza na poziomie dystrybucji, utrudniają skorzystanie z zasady TPA, a zmiana dostawcy wciąż jest postrzegana jako ryzykowne przedsięwzięcie[14].

Poniższe wykresy pokazują zróżnicowanie powyższego wskaźnika dla państw członkowskich.

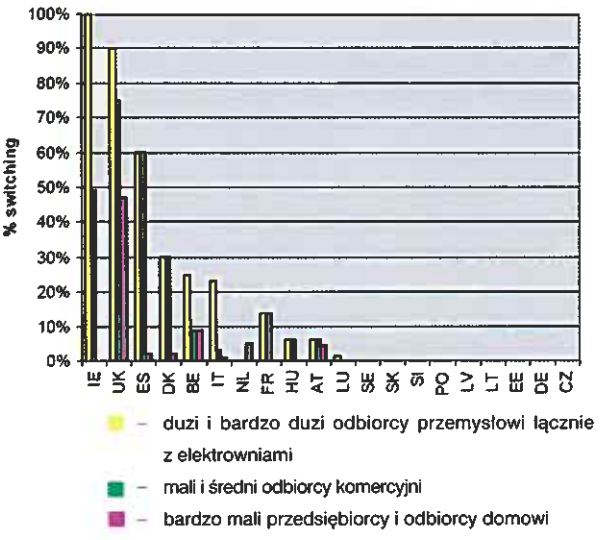
### Energia elektryczna

*Rysunek 4.*




### Gaz

*Rysunek 5.*




12) 3440 EDP/ENI/GDI. Decyzja w sprawie zakazu połączenia została potwierdzona przez Sąd I Instancji w sprawie T-87/05 z 21 września 2005 r.

13) Aneks Techniczny, sekcja 3.

14) Aneks Techniczny, sekcja 3 i 7.

Odbiorcy powinni posiadać rzeczywistą możliwość zmiany dostawcy. Państwa członkowskie oraz regulatorzy krajowi powinni dopilnować, aby istniały odpowiednie zasady informowania, przejrzystość działania oraz proste procedury. Są to warunki niezbędne do uświadomienia odbiorcy jego możliwości podjęcia decyzji o wyborze dostawcy.

## 5. Trendy cenowe

Szczególną uwagę należy zwrócić na ceny energii elektrycznej i gazu na rodzimym rynku energii[15]. Pewne sektory energochłonne wyraziły ostatnio swoje obawy co do wzrastających cen energii, które były szczególnie dotkliwe w niektórych państwach wspólnoty.

Stanowiło to jedną z przesłanek podjęcia przez Komisję w czerwcu 2005 r. decyzji o skierowaniu ankiety do sektora energii elektrycznej i gazu celem dokonania analizy, czy konkurencja jest ograniczana lub zakłócana na wspólnym rynku. Jeżeli kwestionariusze potwierdzą brak prawdziwej konkurencji, to Komisja nie zawaha się użyć stosownych środków.

Należy jednak podkreślić, że pomimo ostatnich wzrostów ceny ich wartość realna spadła w ostatnich 10 latach. Ponadto, w ciągu ostatnich trzech lat, ceny innych paliw, ważnych dla pewnych gałęzi przemysłu, takich jak gaz i ropa naftowa, zanotowały bardziej znaczący wzrost od cen energii elektrycznej. Mimo tego należy jednak podjąć dodatkowe działania niezbędne do zagwarantowania, że obywatele skorzystają z otwarcia rynku.

## 6. Niezależność operatorów systemów

Efektywny rozdział funkcji operatora systemu od innych obszarów działania, które potencjalnie mogą być konkurencyjne, jest niezbędny dla zapewnienia niezależności operatora i tworzenia warunków niedyskryminacyjnego dostępu do sieci dla wszystkich uczestników rynku.

Obecne bardziej restrykcyjne zasady rozdziału zawarte w nowych dyrektywach nie są w praktyce wystarczająco efektywne[15]. W wielu wypadkach proces rozdziału nie został jeszcze zakończony przez operatorów systemów, częściowo z powodu późnej implementacji dyrektyw przez państwa członkowskie. Odnosi się to przede wszystkim do przesyłu gazu i operatorów systemów dystrybucyjnych. Z drugiej strony, w odniesieniu do operatorów systemów przesyłowych, coraz więcej państw członkowskich podejmuje kroki dalej idące niż wynikałoby to z dyrektyw, przeprowadzając rozdział własnościowy. Obecnie mniej więcej w co drugim państwie członkowskim istnieje rozdział własności przesyłu energii elektrycznej i/lub gazu (przedstawia to tabela 1)[17].

15) Aneks Techniczny, sekcja 4 i 5.
16) Aneks Techniczny, sekcja 7.
17) Dyrektywy wymagają, żeby istniała odrębność prawna i funkcjonalna operatorów systemów przesyłowych. Te spośród państw członkowskich, które wymagają rozdziału własności, poszły o krok dalej w zapewnieniu niedyskryminacji przy stosowaniu zasady TPA. W stosunku do państw członkowskich, w których sektor gazownictwa jest zarezerwowany tylko dla państwa, stosowane są odstępstwa od zasady rozdziału.

*Tabela 1. Poziom unbundlingu w krajach UE*

| | Energia elektryczna | Gaz ziemny |
|---|---|---|
| Austria | Prawny | Prawny |
| Belgia | Prawny | Prawny |
| Dania | Właścicielski | Właścicielski |
| Finlandia | Właścicielski | |
| Francja | Prawny | Prawny |
| Niemcy | Prawny | Prawny – częściowy |
| Grecja | Prawny | |
| Irlandia | Prawny | Brak rozdziału |
| Włochy | Właścicielski | Prawny |
| Luksemburg | Prawny | Brak rozdziału |
| Holandia | Właścicielski | Właścicielski |
| Portugalia | Prawny | |
| Hiszpania | Właścicielski | Prawny |
| Szwecja | Właścicielski | Właścicielski |
| Wielka Brytania | Właścicielski | Właścicielski |
| Norwegia | Właścicielski | |
| Estonia | Prawny | Brak rozdziału |
| Łotwa | Prawny | Brak rozdziału |
| Litwa | Właścicielski | Brak rozdziału |
| Polska | Prawny | Brak rozdziału |
| Czechy | Właścicielski | Brak rozdziału |
| Słowacja | Prawny | Brak rozdziału |
| Węgry | Właścicielski | Prawny |
| Słowenia | Właścicielski | Brak rozdziału |
| Cypr | | |
| Malta | | |

Jeśli chodzi o dystrybucję, to w chwili implementacji przepisów dyrektyw dotyczących rozdziału, większość państw członkowskich w pełni skorzystała z dopuszczalnych odstępstw i zwolniła mniejszych dystrybutorów z konieczności rozdziału prawnego oraz funkcjonalnego, a w stosunku do większych dystrybutorów – opóźniło więc rozdział prawny do lipca 2007 r. Ponadto przepisy prawne w państwach członkowskich nie wyszły poza minimalne wymagania stawiane przez dyrektywy. Ta raczej mało ambitna implementacja zasady rozdziału zawartej w dyrektywach nie przyniosła jeszcze pożądanego efektu[18].

W kwestii dotyczącej dostępu do sieci, nadal napływają skargi uczestników rynku, dotyczące związanych z tym wysokich kosztów[19]. W przypadku gazu, nie istnieją klarowne zasady dostępu do sieci, zwłaszcza w przesyle pomiędzy systemami różnych operatorów. Wprowadzenie nowych regulacji dotyczących dostępu do sieci począwszy od lipca 2006 r., przyczyni się do poprawy sytuacji w tym zakresie.

18) Aneks Techniczny, sekcja 7.
19) Aneks Techniczny, sekcja 7.

### 7. Skuteczna regulacja przez instytucje regulacyjne

Od momentu powołania urzędu regulacji w Niemczech w lipcu 2005 r., wszystkie kraje członkowskie Unii posiadają organy regulacyjne. Doświadczenia tych urzędów są na ogół pozytywne; instytucje te zdobyły doświadczenie i umocniły swoją pozycję. Zgodnie z nowymi dyrektywami w sprawie elektryczności i gazu, Regulatorzy utrzymują minimalny poziom uprawnień we wszystkich krajach Unii. Jednakże szczegółowe rozwiązania kwestii regulacyjnych, kompetencje oraz tryb egzekwowania decyzji różnią się w poszczególnych krajach[20]. Niektóre państwa członkowskie powołały kilka instytucji regulacyjnych, na szczeblach regionalnych i krajowych, i przez to w niektórych przypadkach uprawnienia są podzielone między regulatora właściwego dla sektora, urząd antymonopolowy oraz ministerstwo. Komisja będzie dalej uważnie obserwować poziom uprawnień oraz niezależność wszystkich instytucji regulacyjnych w kontekście rozwoju rynków konkurencyjnych.

Decyzje krajowych instytucji regulacyjnych mają wpływ na funkcjonowanie rynku europejskiego jako całości. Dlatego też Regulatorzy muszą być nastawieni proeuropejsko, a współpraca musi się zacieśniać. Rada Europejskich Regulatorów Energii (CEER) czyniła i czyni znaczące postępy w tej kwestii. Ponadto, w grudniu 2003 r., Komisja powołała Europejską Grupę Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG). Podczas dwóch pierwszych lat swego funkcjonowania Grupa ta wniosła znaczący wkład np. w sprawę transgranicznego przepływu energii czy też magazynowania gazu.

Ponadto europejskie fora ds. elektryczności i gazu (znane jako: Forum Florenckie, Forum Madryckie), które stanowią platformę współpracy wszystkich zainteresowanych stron, wykonały doskonałą pracę w zakresie rozwoju nowatorskich rozwiązań kluczowych problemów, jak np. wypracowanie uzgodnień w sprawie warunków dostępu do usług magazynowania gazu.

CEER, ERGEG oraz Forum Madryckie i Forum Florenckie wniosły w ten sposób znaczący wkład w rozwój rynku wewnętrznego, w oparciu o politykę Komisji, która ma na celu promocję współregulacji oraz poprawę jej efektywności.

Regulatorzy muszą mieć określone niezbędne oraz jasno sprecyzowane obowiązki wynikające z ustawodawstwa krajowego, a także właściwy poziom niezależności, który pozwoli je wypełniać. Koordynacja i współpraca pomiędzy nimi musi być nadal zacieśniana.

### 8. Usługi dostarczane użytkownikom/ rozważania nt. odbiorców i usług publicznych

Cel drugiej Dyrektywy Gazowej i Elektrycznej – którym jest utrzymanie i poprawa sytuacji konsumentów – został osiągnięty. Badania dotyczące nastrojów odbiorców energii wskazują, że poziom jakości usług związanych z dostarczaniem elektryczności i gazu jest, ogólnie rzecz biorąc, dobry[21]. Obawy wynikające z wprowadzenia konkurencji, zgodnie z którymi miała ona prowadzić do obniżenia jakości usług albo problemów z bezpieczeństwem dostaw, okazały się bezpodstawne.

Komisja będzie się także zajmować sprawą odbiorców wymagających szczególnej opieki państwa. To właśnie oni powinni korzystać z wyjątkowych procedur, jakie są niezbędne w celu ochrony ich interesów.

Ponadto Komisja pozostanie czuła szczególnie na sprawy socjalne oraz kwestię zatrudnienia w restrukturyzowanych przedsiębiorstwach energetycznych, wpływu konkurencyjnych cen energii na zatrudnienie w sektorze energetycznym oraz ochronę odbiorców przed nieuczciwymi praktykami sprzedawców. Stopień satysfakcji konsumentów powinien być monitorowany, po to, aby wykrywać niedostatki rynku, a państwa członkowskie i Regulatorzy muszą w dalszym ciągu popularyzować problematykę istotną z punktu widzenia konsumentów.

Komisja zamierza zaproponować „Kartę Praw Odbiorców Elektryczności i Gazu", która powinna być przyjęta zanim rynek zostanie w pełni otwarty w całej UE, czyli przed 1 lipca 2007 r.

## C. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW

Nawet jeśli przedsiębiorstwa elektroenergetyczne zredukowały moce dyspozycyjne w związku z wprowadzeniem konkurencji w sektorze, proces dostosowania rynku energii elektrycznej w UE rozwija się zadowalająco od momentu jego otwarcia. Doświadczenia związane ze skutkami gorącego lata 2003 r. zaowocowały tym, że kolejne upalne lato w 2005 r. (szczególnie dotkliwie odczuwane w krajach położonych na południu Europy), nie spowodowało znaczących problemów w dostawach energii elektrycznej[22]. W najbliższym czasie Parlament i Rada przyjmą *Dyrektywę w sprawie bezpieczeństwa dostaw i rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej*, która ma być wdrożona do końca 2007 r. Państwa członkowskie wprowadzą odpowiednie normy regulacyjne w celu wsparcia nowych inwestycji infrastrukturalnych i wytwarzania energii elektrycznej.

UE w znacznym stopniu uzależniona jest od importu źródeł energii pierwotnej. W opublikowanej w 2000 r. Zielonej Księdze, dotyczącej bezpieczeństwa dostaw[23], podkreślono strukturalną słabość unijnych źródeł dostaw i ostrzeżono przed wzrastającym uzależnieniem zwłaszcza od zewnętrznych dostawców gazu. W przypadku energii elektrycznej, UE będzie mogła polegać na produkcji własnej, szczególnie ze źródeł odnawialnych, oraz tych surowcach energetycznych, które można dostarczyć z różnych rynków światowych (węgiel, uran). Jeśli chodzi

20) Aneks Techniczny, sekcja 8.

21) EUROBAROMETR, Prices and quality of services of general interests, September 2005.

22) Aneks Techniczny, sekcja 10.

23) Zielona Księga „ W kierunku strategii bezpieczeństwa dostaw" (2000) 769.

o gaz ziemny, to globalizacja rynku, a w konsekwencji dywersyfikacja źródeł dostaw będzie trudniejsza do osiągnięcia. Obecnie prawie cały import gazu do UE pochodzi z trzech państw: Rosji, Norwegii i Algierii. W obliczu zmniejszania się rezerw gazu i wzrastającej konsumpcji tego surowca, w całym świecie musi zostać przezwyciężone obecne znaczące uzależnienie od kilku państw – dostawców, w szczególności poprzez maksymalizację wykorzystania wewnątrzunijnych źródeł energii, np. poprzez udoskonalany odzysk gazu z ropy naftowej z Morza Północnego i sekwestrację węgla.

Podczas gdy Europa znajduje się z wielu względów na uprzywilejowanej pozycji, ok. 80% światowych rezerw gazu znajduje się w zasięgu transportu gazociągowego do UE, to jednak dostęp do jego nowych źródeł (które stanowią rezerwy o znaczeniu globalnym) wymaga najczęściej budowy nowej infrastruktury transportowej, gazociągów bądź urządzeń do skraplania gazu. W tym względzie UE musi w większej mierze skupić się na relacjach z krajami trzecimi, szczególnie dostawcami, i odpowiedzieć na pytanie, jak mogą oni wpłynąć na funkcjonowanie rynku energii w UE. Należy spojrzeć na ostatnie decyzje podjęte przez inwestorów w kwestii budowy nowych terminali LNG. Inne projekty gazociągowe i LNG powinny być kontynuowane, a dialog z państwami – producentami gazu musi być zintensyfikowany. Import LNG z nowych regionów wydaje się być w wielu przypadkach alternatywą.

Prognozowany wzrost popytu na gaz oraz wzrastająca konkurencja w dostępie do źródeł tego surowca, która przejawia się rozwojem rynku LNG, nie może mieć ujemnego wpływu na konkurencyjność rynku wspólnotowego. Musi on funkcjonować właściwie, mieć odpowiednie i stabilne ramy regulacyjne oraz umożliwiać swobodny przepływ gazu w całej UE, tak aby dostawcy i inwestorzy mogli realizować zyski, na poziomie oferowanym przez rynki konkurencyjne. Dyrektywa w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu powołała specjalną grupę koordynacyjną, w skład której weszli przedstawiciele państw członkowskich, w celu skodyfikowania obowiązujących standardów bezpieczeństwa dostaw na rynku konkurencyjnym.

Energetyka nuklearna wytwarza ponad 1/3 energii elektrycznej w UE. Nigdy przed 2004 r. jej udział nie był większy. Wiele państw członkowskich (np. Francja, Finlandia) zdecydowało się na dalsze inwestycje w energetykę nuklearną, która nie emituje dwutlenku węgla i odgrywa ważną rolę w procesie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw do UE. Komisja Europejska zaproponowała ramy współpracy dla państw UE-25 w kwestii bezpieczeństwa nuklearnego i zarządzania odpadami. Ważne jest, aby państwa członkowskie zaakceptowały tę propozycję, bez względu na to, czy korzystają z energetyki nuklearnej.

24) Dyrektywa 2004/67/WE dotycząca środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego.

## D. KONKLUZJE

Przyjęcie drugiej Dyrektywy Elektrycznej oraz Gazowej stworzyło ramy prawne funkcjonowania wspólnotowego rynku energii. Obecnie zadaniem państw członkowskich jest efektywne wdrożenie dyrektyw oraz wsparcie funkcjonowania rynku w praktyce. Powinno to zostać osiągnięte zgodnie z duchem obu dyrektyw, które mają na celu interes odbiorców energii w UE.

*Raport* wskazuje przyczyny, dla których osiągnięcie powyższego celu jest odległą perspektywą.

Niektóre z państw członkowskich podjęły dodatkowe kroki, realizowane w skali kraju lub regionu, których celem jest poprawa funkcjonowania rynku. Może nim być wdrożenie *unbundlingu* przedsiębiorstw sieciowych[25], programu uwalniania gazu[26], restrukturyzacja dotychczasowych operatorów dominujących[27] albo ustanowienie regionalnego rynku hurtowego[28]. Niestety jednak – co do zasady – państwa członkowskie dążą do spełnienia tylko i wyłącznie minimalnych wymogów dyrektywy[29], aczkolwiek ograniczone kroki w tym zakresie wystarczą do spełnienia jej wymogów. Jednak to państwa członkowskie powinny – we własnym zakresie – podjąć się identyfikacji oraz rozwiązania problemów rynku energii zgodnie z „duchem" dyrektywy.

Ze względu na fakt, że w wielu państwach członkowskich wdrożenie dyrektywy do porządku prawnego nastąpiło w niezbyt odległej przeszłości, niemożliwe jest zbadanie praktycznych rezultatów dokonanych zmian. Właśnie dlatego Komisja nie zamieściła do tej pory w raporcie definitywnej opinii w sprawie konieczności podjęcia zdecydowanych kroków w skali kontynentu. Państwa członkowskie, jak również urzędy regulacji mają więc ważną rolę do spełnienia w zakresie wdrożenia zasad wolnego rynku.

W związku z powyższym Komisja zamierza podjąć następuje kroki:

- szczegółowo monitorować i obserwować poziom wdrożenia zalecanych reguł funkcjonowania rynku w państwach członkowskich oraz harmonizacji zasad ustawodawstwa krajowego; procedury mające na celu wymuszenie usunięcia niezgodności będą podejmowane z miesięcznym wyprzedzeniem;
- prowadzić szczegółowe przeglądy efektywności procesów regulacyjnych oraz ustawodawczych w każdym z państw członkowskich ze wskazaniem – z miesięcznym wyprzedzeniem – dalszych niezbędnych zmian. Komisja wyegzekwuje wprowadzenie koniecznych zmian z użyciem przejrzystych i adekwatnych środków. Przegląd sytuacji pozwoli Komisji na dokonanie oceny ewentualnej konieczności podjęcia działań w skali całej Unii czy też tylko poszczególnych państw członkowskich. Raport finalny na temat rezultatów

25) Patrz tabela na str. 14.
26) Np. w Niemczech, Włoszech, Francji, Austrii i Hiszpanii.
27) Np. we Włoszech.
28) Np. Nordpool.
29) Aneks Techniczny, Streszczenie.

podjętych działań zostanie przedstawiony do końca 2006 r., natomiast ewentualne propozycje zmian zostaną poczynione w 2007 r.;

- zastosowanie właściwych instrumentów przewidzianych w dyrektywie gazowej oraz elektroenergetycznej, których celem będzie pogłębienie stopnia integracji rynku wspólnotowego. Komisja przyjmie wkrótce nowe wytyczne w zakresie zarządzania ograniczeniami sieciowymi, które mają na celu usprawnienie transgranicznego obrotu energią elektryczną. W zakresie, którego nie obejmują obowiązujące regulacje, Komisja zwróci się do krajowych urzędów regulacji, zrzeszonych w ERGEG-u, o wydanie wytycznych w zakresie takich zagadnień, jak np. bilansowanie;
- wywierać wzmożoną presję na państwa członkowskie oraz regulatorów krajowych w celu zwiększenia inwestycji w zakresie infrastruktury przesyłowej oraz likwidacji „wąskich gardeł" w transgranicznych połączeniach elektroenergetycznych;
- kontynuować badania poziomu konkurencyjności, które posłużą do wyciągnięcia wniosków w zakresie dalszych zmian jego funkcjonowania.

*Tłumaczenie: zespół pracowników Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE: Jacek Biedrzycki, Łukasz Godula, Małgorzata Kozak, Samer Masri, Rafał Rosłon, Piotr Seklecki, Piotr Staręga, Katarzyna Szwed-Lipińska*

*Elektrownia Kozienice*

# ZINTEGROWANY MECHANIZM BILANSUJĄCY NA WSPÓLNYM EUROPEJSKIM RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ. PRACE GRUPY EUROPEJSKICH REGULATORÓW RYNKÓW ENERGII I GAZU

**Robert Witkowski**

Warunkiem bezpiecznej i niezawodnej pracy systemu elektroenergetycznego jest istnienie rezerw mocy służących zbilansowaniu systemu. W różnych krajach przyjęto różne rozwiązania dla pozyskiwania takich rezerw. Są to zarówno metody rynkowe jak i administracyjny przymus składania ofert bilansujących.

Komisja Europejska we współpracy z organizacjami skupiającymi europejskich regulatorów rynku energii uznała, że możliwa jest znacząca poprawa funkcjonowania obszaru bilansowania. Można to osiągnąć poprzez harmonizację zasad bilansowania w krajach członkowskich UE, a w perspektywie długoterminowej poprzez zintegrowanie zasad bilansowania w jeden ogólnowspólnotowy mechanizm. Stwierdzono, że jest to warunkiem koniecznym dla stworzenia wspólnego rynku energii elektrycznej.

Prowadzone przez regulatorów europejskich prace dotyczące bilansowania odnoszą się do **ręcznie aktywowanych rezerw**[1)], tzn. rezerw wykorzystywanych na polecenie operatora odpowiedzialnego za bilansowanie. Z zakresu tematycznego wyłączone są rezerwy aktywowane automatycznie. W Polsce, zgodnie z wymaganiami UCTE, należą do nich: regulacja pierwotna (sekundowa) i wtórna (minutowa). Zalicza się je do regulacyjnych usług systemowych (RUS) służących zachowaniu parametrów pracy systemu elektroenergetycznego (stabilności, wymiany międzysystemowej, częstotliwości). W wielu krajach usługi te pozyskuje się na zasadach konkurencji rynkowej (np. kraje skandynawskie). W warunkach polskich w chwili obecnej RUS podlegają procedurze przetargowej i są kontraktowane.

## Mechanizm bilansujący czy rynek bilansujący? Prawodawstwo unijne a uregulowania krajowe

Jedna z definicji słowa *rynek* mówi, iż *jest to swobodna gra podaży i popytu, która wyznacza najniższą możliwą cenę*. Wiele osób uzna zapewne (szczególnie uczestnicy krajowego rynku energii), że działania związane z bilansowaniem energii trudno zaliczyć do działań opartych na zasadach rynkowych. Często spotykanym zamiennie dla pojęcia **rynek bilansujący** jest określenie **mechanizm bilansujący**. Zamieszczona w obecnie obowiązującym Regulaminie Rynku Bilansującego Energii Elektrycznej w Polsce definicja uznaje rynek bilansujący za segment rynkowy. Przedstawiony we wrześniu 2005 r. projekt IRiESP „Bilansowanie Systemu i Zarządzanie Ograniczeniami Systemowymi" mówi już, że rynek bilansujący to mechanizm bilansowania, nie mówiąc nic o rynkowym charakterze tego mechanizmu.

A co o bilansowaniu mówi ustawodawstwo unijne i krajowe? Dyrektywa 2003/54/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. *w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej i uchylenia Dyrektywy 96/92/EC* w preambule mówi, że aby w skuteczny sposób zapewnić wszystkim uczestnikom dostęp do rynku energii, konieczne jest działanie niedyskryminującego i odzwierciedlającego koszty **mechanizmu bilansującego**. W sytuacji, gdy rynek energii jest płynny przyjęte rozwiązania dostawy i zakupu energii bilansującej oparte powinny być na zasadach rynkowych. W przypadku braku płynności, należy zapewnić niedyskryminujące i odzwierciedlające koszty zasady taryfowania usług bilansujących. Ponadto, w celu uniknięcia stwarzania zagrożenia dla pracy systemu, należy stworzyć odpowiednie bodźce do bilansowania energii elektrycznej dostarczanej i odbieranej z sieci.

Jak widać preambuła porusza kluczowe zagadnienia dotyczące bilansowania z punktu widzenia poprawności funkcjonowania konkurencyjnego rynku energii. Artykuł 11 ust. 7 oraz artykuł 14 ust. 6 określają zadania operatorów systemów przesyłowego i dystrybucyjnego (jeżeli OSD jest odpowiedzialny za bilansowanie). W szczególności przyjęte przez nich zasady bilansowania powinny być obiektywne, przejrzyste i niedyskryminujące, w tym zasady opłat dla uczestników rynku za niezbilansowanie. Dodatkowo warunki, na jakich świadczą usługi bilansujące winny odzwierciedlać ponoszone koszty oraz być opublikowane.

Artykuł 23 wyznacza określoną rolę krajowym organom regulacyjnym. Mają one być odpowiedzialne za ustalanie lub zatwierdzanie, przed wejściem w życie,

1) Pojęcie ręcznie aktywowanej rezerwy nie występuje w mechanizmie bilansującym stosowanym w Polsce. Jej odpowiednikiem są rezerwa godzinowa i odtworzeniowa. OSP realizuje bilansowanie poprzez wykorzystywanie ofert bilansujących zgłaszanych przez jednostki wytwórcze działające w obszarze rynku bilansującego. Ich punkt pracy, tzw. Bieżący Punkt Pracy (BPP), ustalany jest w planie BPKD dla każdego 15-minutowego okresu pojedynczej godziny. Wokół niego znajdują się obszary działania regulacji pierwotnej i wtórnej. BPP realizuje zadania regulacji trójnej.

co najmniej metodologii używanej do kalkulacji lub ustalania warunków dostarczania usług bilansujących. Mogą również żądać od odpowiednich operatorów zmiany ww. metodologii lub warunków w uzasadnionych przypadkach. Artykuł określa ponadto, iż uczestnicy rynku wnoszący zastrzeżenia do operatorów sieciowych w zakresie warunków bilansowania mogą zwrócić się do organów regulacyjnych, które są kompetentne rozstrzygać ewentualne spory.

Warto wspomnieć jeszcze o Rozporządzeniu (EC) Nr 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. *w sprawie warunków dostępu do sieci w transgranicznej wymianie energii elektrycznej*. Nie odnosi się ono co prawda bezpośrednio do kwestii bilansowania systemu, jednakże jego zapisy są istotne z punktu widzenia udostępniania zdolności przesyłowych dla wymiany energii bilansującej na zintegrowanym rynku. Można się spodziewać, że w miarę harmonizowania zasad bilansowania w poszczególnych krajach (systemach), rozporządzenie to będzie musiało zostać uzupełnione o zasady regulujące współwystępowanie na tych samych połączeniach międzysystemowych (*interconnectors*) przepływów związanych z komercyjnymi transakcjami i wymianą energii bilansującej.

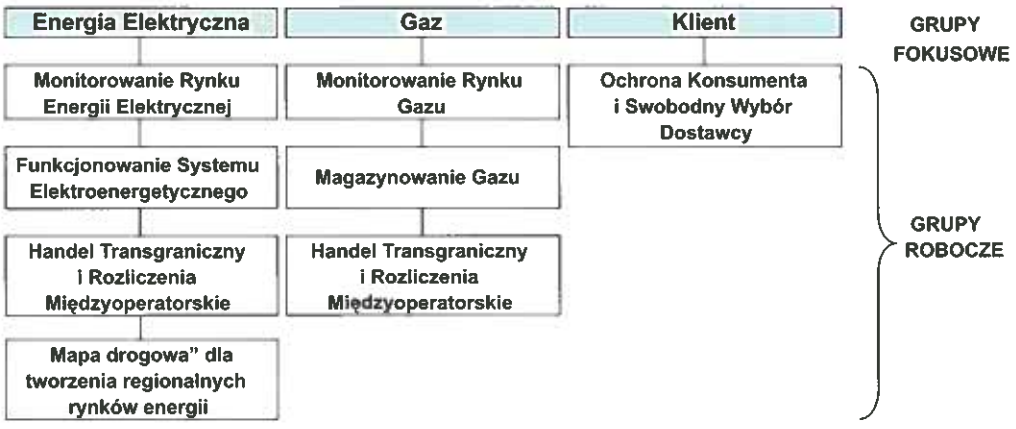
Krajowe uregulowania w sprawie funkcjonowania mechanizmu bilansowania określa przede wszystkim znowelizowana ustawa – Prawo energetyczne. Ustala ona obowiązki OSP w zakresie bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną z jej dostawami. Zgodnie z prawem, działania takie podejmować może jedynie OSP, czyli PSE-Operator. Póki co zabrania się bieżącego bilansowania przez SD (art. 9c ust. 3 pkt 6). Nowela Prawa energetycznego przewiduje, że minister właściwy do spraw gospodarki określi w drodze rozporządzenia szczegółowe warunki funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (art. 9 ust. 3). Mają one regulować m.in. zakres, warunki i sposób bilansowania systemu elektroenergetycznego oraz rozliczania z uczestnikami rynku ich niezbilansowania. Do chwili obecnej ww. rozporządzenie nie weszło w życie. Ustawa nakłada również na OSP obowiązek opracowania wyodrębnionej części Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi. Ważną zmianą jest udzielenie organowi regulacyjnemu kompetencji w zakresie zatwierdzania tej części IRiESP. Dodatkowo do wniosku o zatwierdzenie OSP jest zobligowany dołączyć informację o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Wprowadzenie procedury zatwierdzania zasad bilansowania jest w zgodzie z zapisami art. 23 unijnej Dyrektywy 2003/54/EC. W chwili obecnej (listopad 2005 r.) PSE-Operator złożył do Prezesa URE ww. część instrukcji.

### Grupa Europejskich Regulatorów Rynków Energii i Gazu (*European Energy Regulators Group for Electricity and Gas, w skrócie ERGEG*) – Grupa Zadaniowa ds. Funkcjonowania Systemu Elektroenergetycznego (*System Operation Task Force*)

We wrześniu 2004 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki powołał do życia Zespół Ekspertów ds. Współpracy Europejskiej. Członkowie Zespołu reprezentują Prezesa URE w grupach roboczych działających w ramach dwóch organizacji skupiających europejskich regulatorów energetyki – CEER i ERGEG. Grupa Europejskich Regulatorów Rynków Energii i Gazu (ERGEG) powstała na mocy Decyzji 2003/796/EC Komisji Europejskiej z dnia 11.11.2003 r. Siedziba ERGEG znajduje się w Brukseli (dzieli ją razem z CEER). Działa jako oficjalny organ Komisji Europejskiej w przeciwieństwie do CEER, którego współpraca z Komisją ma charakter nieformalny. Strukturę organizacyjną ERGEG przedstawia rysunek 1.

Prezes URE delegował swojego przedstawiciela m.in. do prac w grupie ds. funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (*System Operation Task Force – SO TF*). Grupa ta do 2004 r. znajdowała się w strukturach CEER. Spotkania odbywają się w Brukseli z częstotliwością raz na jeden lub dwa miesiące, zależnie od natężenia prac. Zgodnie z przyjętym przez ERGEG na

*Rysunek 1. Struktura grup fokusowych i roboczych ERGEG*



2005 rok planem prac *SO TF* skupia się na następujących zagadnieniach:
- wytyczne dobrej praktyki dla integracji rynków bilansujących (*Guidelines of Good Practice for Balancing Markets Integration*),
- zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi w handlu transgranicznym (*Congestion Management Guidelines*),
- tzw. pakiet bezpieczeństwa UCTE (*Operation Handbook*, *Multilateral Agreement*, *Compliance Monitoring and Enforcement Process*).

## Poprawnie zaprojektowany mechanizm bilansowania energii elektrycznej – dlaczego to takie ważne?

Energię elektryczną od czasu wprowadzania liberalizacji w sektorze elektroenergetycznym traktujemy jako towar. I tak jak handel każdym towarem, handel energią elektryczną ma swoją specyfikę. Wiąże się ona ze szczególnymi wymaganiami technicznymi pracy systemu elektroenergetycznego. Aby system pracował stabilnie przy zachowaniu częstotliwości na stałym poziomie (~50 Hz), ilości energii wytworzonej i odebranej w każdej chwili muszą być sobie równe. Oznacza to, że w każdej chwili należy zapewnić odpowiedni poziom rezerw mocy wytwórczych oraz możliwości regulacyjnych, które służą bilansowaniu odchyleń planowanego zapotrzebowania w stosunku do wartości rzeczywistych. Specyfiką energii elektrycznej jest również bardzo ograniczona możliwość magazynowania. Istnienie mechanizmu bilansowania energii elektrycznej jest zatem nieodzownym elementem bezpiecznego i niezawodnego prowadzenia ruchu systemu.

Dochodzimy stąd do oczywistej konkluzji, że mechanizm bilansujący jest warunkiem koniecznym poprawnego funkcjonowania „infrastruktury drogowej" dla handlu energią elektryczną, czyli systemu elektroenergetycznego. Nasuwa się pytanie, czy jest to również warunek wystarczający? Z pewnością nie. W warunkach konkurencji rynkowej równie ważne jest, aby przyjęty w tym segmencie sposób usuwania niezbilansowania i cenotwórstwo zaprojektowane były poprawnie. Poprawnie to znaczy przede wszystkim w taki sposób, by nie miały negatywnego wpływu na poziom konkurencji w innych segmentach rynkowych.

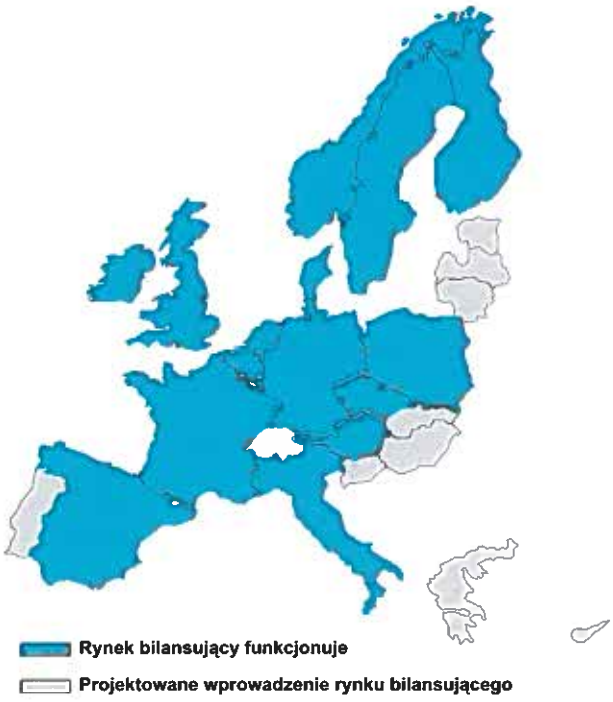
Rynek bilansujący reprezentuje (powinien reprezentować) niewielką część wolumenu w stosunku do całkowitego wolumenu zapotrzebowania. Pomimo tego jego potencjalny wpływ na kreowanie cen w innych segmentach rynkowych, np. w transakcjach spot czy na giełdzie, jest znaczący. Poziomy cen w tych transakcjach mieszczą się najczęściej w granicach ustalonych przez spodziewane ceny energii niezbilansowania.

## Integracja mechanizmów bilansowania. Co zyskamy na integracji?

W wyniku przeprowadzonych przez CEER, a później ERGEG prac mających na celu „rozpracowanie" zagadnienia bilansowania przeanalizowano potencjalne możliwości harmonizacji zasad bilansowania w poszczególnych krajach unijnych. Najważniejsze dwa przygotowane dokumenty to:
- Raport finalny CEER nt. funkcjonowania rynków bilansujących ze stycznia 2005 r., opracowany na bazie kwestionariuszy pozyskanych w 2004 r. od krajów członkowskich UE (nie uwzględnia danych nowych członków UE),
- oficjalne stanowisko ERGEG w sprawie harmonizacji mechanizmów bilansowania, zaprezentowane uczestnikom XII Florenckiego Forum Regulacyjnego.

Rysunek 2 obrazuje aktualny stan wdrażania mechanizmów bilansowania w krajach członkowskich UE.

*Rysunek 2. Schemat poglądowy stopnia zaawansowania wdrażania mechanizmu bilansowania w krajach członkowskich UE*




Zgromadzone informacje oraz intensywna wymiana poglądów i doświadczeń w ramach działalności grupy *System Operation* doprowadziła do sformułowania następujących najistotniejszych korzyści wynikających z harmonizacji (bądź integracji) zasad bilansowania:
- obniżenie kosztów bilansowania,
- obniżenie poziomu rezerw mocy wymaganych z punktu widzenia świadczenia usług bilansujących,
- zwiększenie bezpieczeństwa pracy systemu poprzez umożliwienie wymiany energii bilansującej między obszarami bilansowania; OSP współpracujący w ramach zharmonizowanych reguł bilansujących będą mogli „sięgać" po usługi bilansujące w obszarach działania sąsiednich OSP zwiększając bezpieczeństwo dostaw w swojej sieci,

- zwiększenie poziomu konkurencji w segmencie bilansującym i tym samym zredukowanie niebezpieczeństwa nadużywania pozycji rynkowej (szczególnie istotne w przypadku systemów z małą ilością podmiotów świadczących usługę bilansującą),
- umożliwienie OSP pozyskiwania usług bilansujących w bardziej efektywny sposób (dostęp do usług bilansujących świadczonych przez jednostki wytwórcze oparte na różnych technologiach),
- stworzenie lepszych warunków dla nowych podmiotów wchodzących na rynek przez zapewnienie odpowiedniego poziomu konkurencji w segmencie bilansującym,
- stworzenie zharmonizowanych reguł bilansowania, a co za tym idzie warunków dla swobodnego przepływu energii bilansującej, jest warunkiem koniecznym na drodze stworzenia wewnętrznego rynku energii; stanowi bazę dla rozwoju i pogłębiania już istniejących fizycznych i ekonomicznych powiązań między niektórymi obszarami.

### Potencjalne problemy i zagrożenia

Wdrożenie zharmonizowanych reguł bilansowania we wszystkich obszarach kontrolnych, a w przyszłości stworzenie jednego zintegrowanego mechanizmu bilansowania dostarcza poważnych wyzwań natury techniczno-organizacyjnej oraz zagrożeń dla poprawnego funkcjonowania obrotu energią elektryczną. Najważniejsze wymagania harmonizacyjne (integracyjne) ująć można w następujące punkty:

- mechanizmy bilansujące powinny funkcjonować w taki sposób, aby w warunkach zintegrowanego rynku energii zapewniona została odpowiednia podaż usług bilansujących,
- podstawą do kompatybilności usług bilansujących powinny być ujednolicone przejrzyste i technicznie określone specyfikacje udziału generacji/odbiorów w procesie bilansowania,
- konieczne jest zsynchronizowanie okienek czasowych w procesie ofertowania na rynku bilansującym, pozwoliłoby to na przepływ energii bilansującej w obu kierunkach między zainteresowanymi obszarami,
- wdrożenie standardów wymiany danych i informacji między samymi OSP jak i OSP oraz uczestnikami rynku (zarówno na etapie ofertowania jak i prowadzenia ruchu) w sposób zapewniający bezpieczne funkcjonowanie systemu,
- zapewnienie spójnego systemu opłat za usługi bilansujące dla dostarczających je podmiotów we współpracujących ze sobą obszarach w celu uniknięcia wypaczenia mechanizmów konkurencji,
- rozwiązanie problemu współwystępowania na liniach wymiany międzysystemowej przepływów związanych z komercyjnymi transakcjami sprzedaży energii oraz przepływów związanych z wymianą energii bilansującej; jest to szczególnie ważna kwestia w przypadku linii, na których występują ograniczenia przesyłowe przy określeniu pierwszeństwa dla któregoś z przepływów; przed wprowadzeniem zharmonizowanych reguł bilansowania należy określić przejrzyste reguły postępowania z sytuacjami „współzawodniczenia" przepływów komercyjnych i bilansujących,
- mechanizmy bilansujące powinny być zaprojektowane w taki sposób, aby zminimalizować ryzyko nadużywania pozycji rynkowej przez dostarczycieli usług bilansujących,
- koszty usuwania niezbilansowania powinny być alokowane w przejrzysty i sprawiedliwy sposób na tych uczestników rynku, którzy je powodują,
- wyżej wymienione koszty nie powinny jednocześnie wypaczać mechanizmów konkurencji w obrocie energią między sąsiadującymi ze sobą obszarami.

### Wytyczne Dobrej Praktyki dla Integracji Rynków Bilansujących (*ERGEG Guidelines of Good Practice for Balancing Markets Integration*)

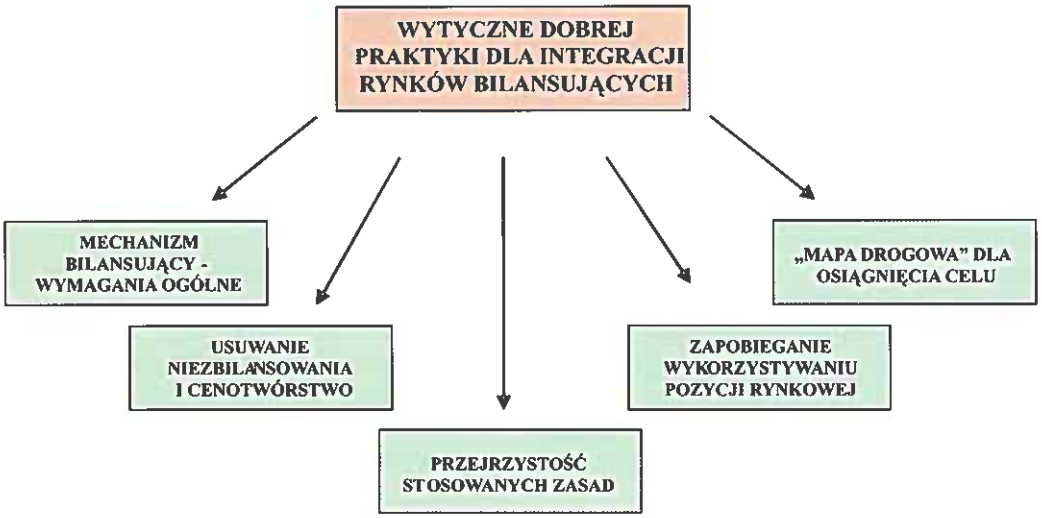
Na bazie przeprowadzonych dotychczas prac oraz biorąc pod uwagę doświadczenia skandynawskie[2)] w zakresie harmonizacji zasad bilansowania Grupa ds. Funkcjonowania Systemu Elektroenergetycznego przystąpiła we wrześniu 2005 r. do prac nad sformułowaniem wytycznych dobrej praktyki dla harmonizacji mechanizmów bilansowania w krajach członkowskich UE. W wyniku podjętej dyskusji postawiono sobie jeszcze bardziej ambitny cel, tzn. integrację rynków bilansujących. Nie mówi się na razie o problemach natury organizacyjno-technicznej zakładając, że integracja będzie procesem stopniowym. Pierwszym krokiem powinno być wprowadzenie zharmonizowanych reguł dla grup krajów (regionów).

Wytyczne nie wspominają również o innych aspektach takich jak energia zielona (problem bilansowania elektrowni wiatrowych), czy wdrażanie zasad międzynarodowego handlu emisjami. Można przypuszczać, że pozyskiwanie energii bilansującej w krajach, które nie dysponują nadwyżkami pozwoleń będzie utrudnione. W krajach tych dojść może do wzrostu kosztów bilansowania, zatem umożliwienie „importu" energii bilansującej w ramach istniejących zdolności przesyłowych stwarzałoby lepsze warunki konkurencji w segmencie bilansującym.

W chwili obecnej (listopad 2005 r.) wytyczne znajdują się w przygotowaniu. Robocza treść uwzględnia wszystkie dotychczas zidentyfikowane zagadnienia związane z harmonizacją zasad bilansowania (zarówno korzyści jak i potencjalne problemy). Główne obszary tematyczne, do których będą odnosiły się wytyczne obrazuje rys. 3. Na początku 2006 r. ma zostać przeprowadzony proces zatwierdzania wytycznych wewnątrz ERGEG i poddanie ich procesowi publicznej konsultacji. Na XIII Forum Florenckim w 2006 r. powinna zostać zaprezentowana finalna wersja, po czym ma zostać przeprowadzona procedura komitologii prowadząca do umieszczenia wytycznych w strukturach prawodawstwa unijnego.

2) Patrz tekst w ramce na str. 23-24.

*Rysunek 3. Schematyczna ilustracja głównych obszarów zainteresowania przygotowywanych wytycznych dobrej praktyki dla integracji rynków bilansujących*




## Uregulowania zawarte w Regulaminie Rynku Bilansującego Energii Elektrycznej w Polsce w świetle przygotowywanych wytycznych. Podsumowanie

W świetle obowiązującego prawodawstwa, zarówno unijnego jak i krajowego oraz prac eksperckich prowadzonych przez europejskie organizacje zrzeszające krajowe organy regulacyjne, wyłania się złożony obraz wymagań, uwarunkowań i oczekiwań w stosunku do procesu bilansowania energii elektrycznej. Nasuwa się pytanie jak na ich tle wyglądają zasady obecnie stosowane w Polsce. Właściwie odpowiedź można sformułować krótko, używając kolokwialnych określeń typu: „tak sobie" czy „średnio" lub jeszcze innych słów. Być może warto jednak odnieść się do kilku drażliwych kwestii.

Największe emocje wśród uczestników rynku zwykle budzi przyjęty model cenotwórstwa. Czy rzeczywiście stosowany w Polsce model odpowiada zasadom neutralności finansowej OSP i przejrzystości stosowanych zasad? Czy reguły RB nie wpływają na osłabienie lub zniekształcenie konkurencji w innych segmentach rynkowych? Czy dostarczają jednocześnie odpowiednich zachęt do oferowania energii bilansującej? A co ze stworzeniem uczestnikom rynku warunków do jak najdokładniejszego zbilansowania swoich pozycji?

Warto po pierwsze odnieść się do zagadnienia usuwania ograniczeń systemowych. W Europie wypracowano różne modele radzenia sobie z tym problemem, w tym i takie gdzie na potrzeby rozwiązywania ograniczeń korzysta się z ofert bilansujących. W warunkach polskich funkcjonuje „pomieszanie" energii związanej z ograniczeniami systemowymi i energii stricte bilansującej. Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że nie jest to rozwiązanie najlepsze. Uznawanie na przykład produkcji danej jednostki wytwórczej jako generacja wymuszona lub swobodna, które jest podstawą rozliczania wolumenu ofertowego, budzi wątpliwości wytwórców. Regulatorzy europejscy nie traktują zagadnień usuwania ograniczeń i bilansowania łącznie, aczkolwiek dostrzegają złożoność problemu. ERGEG kładzie nacisk na to, aby koszty bilansowania były alokowane sprawiedliwie na tych uczestników, którzy je powodują.

Ceny rozliczeniowe RB z punktu widzenia uczestników rynku mają często charakter dyskryminujący, ponieważ obciążają finansowo niewspółmiernie do rzeczywistych kosztów ponoszonych przez OSP. Jednocześnie występują bardzo ograniczone możliwości dokładnego bilansowania swoich pozycji kontraktowych przez uczestników. Rynek intraday nie funkcjonuje i na razie nic nie wskazuje na to, aby miał zafunkcjonować. Mamy przez to do czynienia ze zwiększonym ryzykiem działania na rynku bilansującym. Brak grup bilansujących dodatkowo pogarsza tę sytuację.

Transparentność i publikowanie informacji rynkowych przez OSP wydaje się być niewystarczające. Dosyć ubogi zakres publikowanych informacji (każdy, kto odwiedzał publiczną witrynę Nordpoolu wpada w niemałe zdziwienie ilością i sposobem zaprezentowania informacji rynkowych) powoduje, że np. można się tylko domyślać czy nieoczekiwane wzrosty cen rozliczeniowych spowodowane są odstawieniami awaryjnymi generatorów, elementów sieciowych czy może znaczącym niezbilansowaniem uczestników spowodowanym błędem prognozy. Brak informacji np. o rzeczywistym zapotrzebowaniu w systemie. Rodzi to podejrzenia uczestników rynku, że „odpowiednie" prognozowanie zapotrzebowania pozwala kreować ceny na RB (ceny ustalane są na podstawie tzw. energii planowej EZS). Generalnie zasady uczestnictwa w RB wydają się dosyć skomplikowane, szczególnie dla podmiotów nie zatrudniających specjalistów zajmujących się rynkiem energii, np. odbiorców

końcowych. Przekłada się to w jakimś stopniu na wdrażanie zasady TPA.

Tryb stanowienia zasad bilansowania w Polsce budzi liczne kontrowersje. Prawo energetyczne stanowi, że powinny one być regulowane poprzez odpowiednie rozporządzenie. W rzeczywistości Regulamin RB określa te zasady.

*Autor jest pracownikiem Południowego Koncernu Energetycznego SA oraz członkiem działającego w URE Zespołu Ekspertów ds. Współpracy Europejskiej z rekomendacji Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie*

**Literatura:**


1. European Energy Regulators Group for Energy and Gas: Position on Balancing Mechanisms Compatibility, ERGEG 30.08.2005.
2. Wibroe F., Fischer Pedersen J.-E., Lindstrom K., Gudmundsson T., Gjerde O., Pinzon T.: *Common Balance Management in the Nordic Countries. Special print of the feature article in Nordel's 2002 annual report*, Nordel 2003.
3. Gładyś H., Matla R.: *Praca elektrowni w systemie elektroenergetycznym*, WNT, Warszawa 1999.
4. Praca zbiorowa pod kierunkiem prof. W. Mielczarskiego: *Rozwój systemów elektroenergetycznych. Wybrane aspekty*, Instytut Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej, Łódź 2004.
5. Guzik R., Muras. Z.: *Zasady rozliczeń niezbilansowania odbiorców korzystających z TPA*, Biuletyn URE nr 5/2004.
6. Opinia Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie dotycząca propozycji Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej w zakresie bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi, TGPE, Wrzesień 2005 r.
7. Dyrektywa 2003/54/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej i uchylenia Dyrektywy 96/92/EC.
8. Rozporządzeniu (EC) Nr 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w transgranicznej wymianie energii elektrycznej.
9. Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami (stan prawny na dzień 1.10.2005 r.).
10. IRiESP, część szczegółowa Nr 1: Regulamin Rynku Bilansującego Energii Elektrycznej w Polsce, PSE-Operator, 29 listopad 2004 r.
11. Projekt IRiESP – Bilansowanie Systemu i Zarządzanie Ograniczeniami Systemowymi, PSE-Operator, 16 września 2005 r.


## Rynek skandynawski pionierem integracji mechanizmów bilansowania

Kraje skandynawskie już kilka lat temu dostrzegły korzyści wynikające z harmonizacji zasad bilansowania w ramach systemu Nordel. We wrześniu 2002 r. wprowadzono nowe zasady zarządzania energią bilansującą w celu poprawienia efektywności jej wykorzystania. Ma to doprowadzić w przyszłości do wdrożenia jednolitego mechanizmu bilansującego we wszystkich krajach pracujących w obszarze synchronicznym[3] oraz poprawienia konkurencyjności w tym segmencie. Rozróżnia się energię regulacyjną służącą do bilansowania systemu i utrzymywania zadanej częstotliwości[4] oraz energię bilansującą służącą pokrywaniu odchyleń pozycji kontraktowych uczestników rynku od wartości rzeczywistych.

Na rynku skandynawskim istnieje możliwość korekty swoich pozycji kontraktowych (dobilansowywanie się) w dobie wykonawczej, aż do godziny poprzedzającej godzinę realizacyjną. Bardzo pomocny jest w tym rynek ELBAS[5] na giełdzie Nord Pool. W godzinie realizacyjnej jedynie OSP może podejmować działania bilansujące wykorzystując zgłoszone oferty. Rozliczenie niezbilansowania następuje po zakończeniu doby handlowej. Wersje podstawowe grafików pracy przesyłane są w dobie n-1. Znaczny wolumen transakcji przechodzi przez rynek ELSPOT (ok. 30%), który jest bardzo płynny i dostarcza wiarygodnych indeksów rynkowych. Ceny spotowe

3) Systemy elektroenergetyczne Szwecji, Norwegii, Finlandii i wschodniej części Danii pracują synchronicznie. Zachodnia część Danii (operator Eltra) pracuje synchronicznie z UCTE i połączona jest z pozostałą częścią systemu Nordel przez podmorskie łącza stałoprądowe. Islandia nie posiada żadnych połączeń z innymi krajami skandynawskimi.

4) W Nordel'u nie występują pojęcia regulacji pierwotnej i wtórnej. Do automatycznej regulacji służą: regulacyjna rezerwa częstotliwościowa i natychmiastowa rezerwa zakłóceniowa. Do ręcznie aktywowanych rezerw zalicza się rezerwę szybką (oparta na el. wodnych) oraz wolną (uwaga! noszą one tu nazwę regulacji wtórnej).

5) Na razie dostępny dla rynków w Szwecji i Finlandii.

wykorzystuje się również dla sterowania przepływami w przypadkach ograniczeń w przepływach[6]. Należy dodać, że oferty bilansujące (poprzez *countertrading*) wykorzystywane są do usuwania ograniczeń systemowych.

Podstawą współpracy ruchowej OSP w ramach Nordel jest zawarte porozumienie (*System Operation Agreement*), które w przyszłości ma stać się częścią wspólnej instrukcji sieci dla skandynawskiego systemu elektroenergetycznego. W chwili obecnej, z punktu widzenia ww. porozumienia, systemy w poszczególnych krajach traktuje się jako tzw. podsystemy. Przepływy energii bilansującej rozlicza się w każdym z podsystemów osobno oraz pomiędzy podsystemami. Istotną różnicą w stosunku do zasad stosowanych przed wrześniem 2002 r. jest odejście od sterowania wymianą międzysystemową i dopuszczenie do swobodnych przepływów na liniach wymiany. Wynikiem tego są różnice między wartościami zaplanowanymi i rzeczywistymi, które traktowane są jako przepływy bilansujące i podlegają rozliczeniu. OSP w Szwecji i Norwegii wspólnie przejęli odpowiedzialność za regulację częstotliwości w całym obszarze synchronicznym Nordel. Za aktywowanie energii regulacyjnej oraz rezerw odpowiedzialny jest dalej każdy OSP z osobna. Po wdrożeniu nowych zasad wypracowano różne, ale oparte o model konkurencyjny, metody pozyskiwania tej energii. W przyszłości planuje się harmonizację tych metod.

Ważną częścią składową skandynawskiego mechanizmu bilansowania są uczestnicy bilansujący (*balance responsible player*). Działają oni na zlecenie innych uczestników rynku i są odpowiedzialni za bilansowanie ich pozycji kontraktowych. Często mają również do dyspozycji zasoby energii regulacyjnej stając się graczem na tym rynku. Ich liczba w zależności od kraju waha się od kilkudziesięciu do kilkuset. Trzeba również wspomnieć, że w bilansowaniu czynnie uczestniczą odbiorcy poprzez składnie ofert bilansujących.

Oferty regulacyjne składane w każdym z podsystemów są łączone w jedną wspólną listę (*merit order list*) uszeregowaną wg cen rosnących (oferty przyrostowe) i malejących (oferty redukcyjne). W ten sposób oferta z jednego podsystemu może zostać użyta do regulowania w każdym z pozostałych podsystemów. Odpowiedzialni OSP (ze Szwecji i Norwegii) przekazują wspólną decyzję o aktywowaniu oferty do OSP na obszarze którego znajduje się oferent. W przypadkach ograniczeń systemowych zawsze w pierwszej kolejności wykorzystuje się oferty dla celów usuwania ograniczeń, a w dalszej kolejności dla regulacji częstotliwości.

Przyjęte rozwiązanie znacząco zmniejszyło zapotrzebowanie na energię regulacyjną poprzez unikanie niepotrzebnego jednoczesnego regulowania „w górę" w jednym systemie i „w dół" w innym. Dodatkowo poprzez zwiększoną konkurencję udało się obniżyć ceny usług regulacyjnych. W Szwecji, Norwegii i Finlandii obowiązują ceny krańcowe przy ustalaniu płatności dla uczestników (co w praktyce oznacza, że większość oferentów uzyskuje korzystniejsze ceny niż złożone), natomiast w Danii rozliczenia są wg cen ofertowych. Ustalone ceny służą, w relacjach między OSP, do rozliczania niezbilansowania między podsystemami. W sytuacji, gdy nie ma ograniczeń systemowych dla wszystkich podsystemów obowiązuje jedna cena. W sytuacji, gdy systemy, między którymi przepłynęła energia bilansująca mają różne ceny, wtedy w rozliczeniach przyjmuje się wartość średnią.

Rozliczenia niezbilansowania odbywają się generalnie na różnych poziomach. Ich stronami są OSP, podmioty odpowiedzialne za bilansowanie, korzystający z ich usług uczestnicy rynku, odbiorcy końcowi. Stosowane są dwa modele cenowe: jedna cena dla wszystkich (Norwegia) oraz zróżnicowane ceny dla zakupu i sprzedaży. Model z jedną ceną (*one-price model*) jest prostszy, bardziej przejrzysty i neutralny finansowo dla operatora. Stwarza jednak zagrożenie umyślnego nie zabiegania przez uczestnika o zbilansowanie, liczącego na korzystniejsze ceny niż na rynku spot. Działania takie są jednak prawnie zabronione. W systemie o zróżnicowanych cenach (*two-price model*) proces ich wyznaczania jest bardziej złożony, ale też stwarza on lepsze bodźce dla zapewnienia zbilansowania. Nie jest neutralny finansowo dla operatora generując nadwyżki finansowe.

W celu zachowania wymaganego względami bezpieczeństwa poziomu rezerw mocy w systemie powszechne jest ich kontraktowanie. Warto wspomnieć, że poprzez system zachęt finansowych udało się tu uzyskać znaczny udział odbiorców.

Wymiana informacji w relacjach OSP-uczestnicy oraz OSP-OSP odbywa się za pomocą specjalnie do tego dedykowanych platform (EDIEL, NOIS).

Przeprowadzona w 2003 r. analiza wprowadzonych rozwiązań pozwoliła na sformułowanie następujących wniosków:

- zwiększyła się efektywność zarządzania zasobami bilansującymi,
- poprawiła się niezawodność prowadzenia ruchu poprzez uproszczenie procedur,
- nastąpiło wyrównanie cen energii regulacyjnej w całym obszarze Nordel,
- wzrosło zainteresowanie składaniem ofert, a tym samym wzrosła konkurencyjność,
- udało się zharmonizować proces rozliczeń we wszystkich krajach,
- wszyscy OSP z punktu widzenia bilansowania występują w rzeczywistości jako jeden podmiot.

6) Na rynku Nord Pool stosowany jest tzw. *market splitting*, w wyniku którego wyznaczanych jest kilka obszarów o różnych cenach spot.

# PODSTAWOWE INFORMACJE DOTYCZĄCE ILOŚCIOWEGO I JAKOŚCIOWEGO ROZLICZANIA GAZU ZIEMNEGO. HARMONIZACJA JAKOŚCI GAZU W UE

**Andrzej Kania**

Niniejszy artykuł powstał na bazie prezentacji, która miała miejsce w dniu 16 listopada 2005 r. w siedzibie Urzędu Regulacji Energetyki w ramach comiesięcznych spotkań Zespołu ds. Interdyscyplinarnej Współpracy Międzynarodowej oraz Zespołu Ekspertów ds. Współpracy Europejskiej w zakresie rynku gazu powołanych przez Prezesa URE.

Podobnie jak we wskazanej prezentacji, celem jest zwrócenie uwagi na podstawowe aspekty związane z rozliczeniami ilościowymi i jakościowymi gazu ziemnego oraz jego parametrami w odniesieniu do „warunków polskich". Wskazano również na niektóre istotne elementy trwającego od kilku lat w Unii Europejskiej procesu harmonizacji regulacji, który obejmuje m.in. jakość gazu ziemnego transportowanego sieciami przesyłowymi, koncentrując uwagę głównie na prezentacjach oraz wnioskach – z X (ostatniego) Forum Madryckiego – odnoszących się do przedmiotowego zagadnienia.

## „Standardowe" warunki odniesienia

Punktem wyjścia przy jakiejkolwiek ocenie ilości lub jakości gazu powinno być określenie tzw. warunków odniesienia. Należy pamiętać, że w wielu krajach tzw. „warunki standardowe", mimo tego samego terminu, oznaczają niekoniecznie te same założenia. Innymi słowy, co być może zabrzmi jak herezja naukowa: $m^3$ gazu w kraju X niekoniecznie musi oznaczać ten sam $m^3$ gazu w kraju Y. Różnorodność warunków odniesienia obejmujących temperaturę, ciśnienie i wilgotność (stan nasycenia) stosowanych w pomiarach ilości i jakości gazu ziemnego może wprowadzać i niestety dość często wprowadza olbrzymie zamieszanie. Nie uwzględnienie różnic w występujących warunkach odniesienia przyjętych jako standardowe może mieć poważne następstwa np. w wymianie towarowej lub skutkować błędami we wszelkiego rodzaju analizach porównawczych.

W tabeli 1 zaprezentowano warunki odniesienia, z jakimi w ramach rozliczeń ilości gazu ziemnego można się najczęściej spotkać w Polsce.

Dobrym przykładem obrazującym konieczność uwzględniania przyjętych warunków odniesienia, jest poniżej przedstawiona tabela 2 zawierająca przeliczniki ilości gazu na różne warunki.

*Tabela 2. Przeliczanie ilości gazu ziemnego na różne warunki odniesienia*

| | |
|---|---|
| **1 $m^3$ normalny** | = 1,0548 $m^3$ standardowego |
| | = 1,0730 $m^3$ według GOST |
| **1 $m^3$ standardowy** | = 0,9480 $m^3$ normalny |
| | = 1,0174 $m^3$ według GOST |
| **1 $m^3$ wg GOST** | = 0,9317 $m^3$ normalny |
| | = 0,9829 $m^3$ standardowego |

## Podstawowe parametry określające jakość gazu ziemnego przesyłanego sieciami przesyłowymi

Jakość gazów ziemnych przesyłanych sieciami gazowymi powinna być taka, aby:

- spełnione były wymogi zawarte w odpowiednich normach lub przepisach odnoszące się do Liczby Wobbego i kaloryczności transportowanego gazu,
- w gazociągach nie zachodziły zjawiska powodujące niszczenie materiału gazociągów tj. zjawiska erozji,

*Tabela 1. Różne warunki odniesienia*

| Warunki odniesienia | | | |
|---|---|---|---|
| **nazwa** | **temperatura** | **ciśnienie** | **wilgotność** |
| **Warunki standardowe** *(PN-ISO 13443)* | **15°C** = 288,15 K | **101,325 kPa** = 1,01325 bar = 1 atm = 760 mm Hg | **gaz suchy** = ułamek molowy pary wodnej < 0,001 |
| **Warunki normalne** *(patrz np. taryfa PGNiG SA)* | **0°C** = 273,15 K | 101,325 kP j.w. | gaz suchy j.w. |
| **Warunki wg normy GOST** | **20°C** = 293,15 K | 101,325 kP j.w. | gaz suchy j.w. |

abrazji i korozji wywołane nadmierną zawartością pyłu, tlenu, siarkowodoru, ditlenku węgla i pary wodnej,
- nie zachodziły zjawiska powodujące zmniejszenie drożności gazociągów wywołane kondensacją pary wodnej, kondensacją węglowodorów, tworzeniem się hydratów i osadzaniem pyłów.

Wobec powyższego, oceny jakości danej partii gazu w sieci przesyłowej dokonuje się badając w szczególności następujące wielkości: Liczbę Woobego, kaloryczność, zawartość pyłu o średnicy cząstek większej niż 5 $\mu$m, temperatury – punktu rosy wody; punktu rosy węglowodorów, zawartość siarki całkowitej, zawartość siarki merkaptanowej, zawartość siarkowodoru, zawartość tlenu, zawartość ditlenku węgla i zawartość par rtęci.

Należy zauważyć, że z punktu widzenia odbiorców, w tym przede wszystkim tych zużywających gaz jako paliwo w procesach energetycznych, szczególnie istotna jest kontrola dwóch powiązanych ze sobą parametrów a mianowicie kaloryczności i Liczby Wobbego.

**Kaloryczność gazu (paliwa) [MJ/m³]** – jest to ilość ciepła wydzielona przy całkowitym spaleniu jednostkowej ilości paliwa w określonych warunkach. Powszechnie jednak przy określaniu kaloryczności stosuje się dwa terminy, tj. **ciepło spalania**, które odpowiada tzw. kaloryczności brutto oraz **wartość opałowa**, która odpowiada tzw kaloryczności netto. Różnica wynika z ujęcia (bądź nie) ciepła kondensacji pary wodnej. W przypadku typowego gazu ziemnego wartość netto jest mniejsza o ok. 10% od wartości brutto. Analogiczna uwaga zawarta przy określeniu warunków odniesienia dotyczy kaloryczności gazu a mianowicie dokonując analiz porównawczych należy zwracać uwagę, czy zostały przyjęte wielkości brutto – „ciepło spalania", czy też wielkości netto – „wartość opałowa".

**Liczba Wobbego [MJ/m³]** {lub [MJ/mol] lub [MJ/kg]} – jest to stosunek wartości kalorycznej odniesionej do jednostki objętości gazu, do pierwiastka kwadratowego jego gęstości względnej, w tych samych warunkach odniesienia. Wyróżnia się:
- → dolną Liczbę Wobego – gdy za wartość kaloryczną przyjmuje się jego wartość opałową,
- → górną Liczbę Wobbego – gdy za wartość kaloryczną przyjmuje się jego ciepło spalania.

Z punktu widzenia Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) oraz niektórych odbiorców (np. zakładów chemicznych zużywających gaz w procesach technologicznych – syntezy chemicznej) równie ważne są pozostałe – wymienione wyżej – parametry transportowanego i odbieranego z sieci gazu ziemnego. W przypadku OSP parametry odnoszące się do zawartości ww. substancji lub określające tzw. temperatury punktów rosy (wody; węglowodorów) bardzo istotnie wpływają na efektywność pracy i funkcjonowania systemu gazowego, zaś w przypadku odbiorców bardzo wrażliwych na jakość gazu w skrajnych przypadkach mogłoby dochodzić do poważnych uszkodzeń w ich instalacjach (np. uszkodzenia katalizatorów).

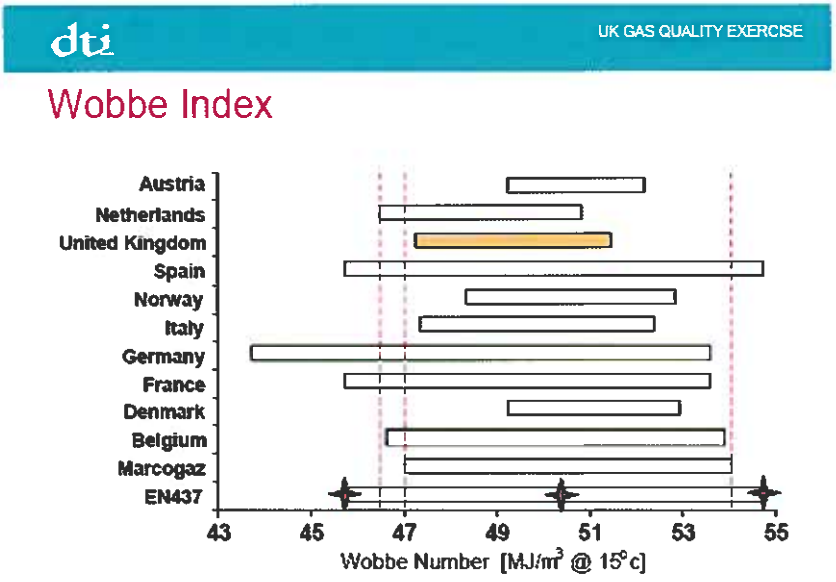
## Proces harmonizacji jakości gazu ziemnego w ramach tworzenia jednolitego rynku gazu w Unii Europejskiej

Transportowany i sprzedawany w krajach Unii Europejskiej gaz ziemny różni się parametrami. Jest to zjawisko poniekąd naturalnie związane ze zróżnicowaniem kierunków dostaw [(Rosja), Morze Północne (Norwegia; Wielka Brytania), Afryka Północna (Algieria; Libia), terminale LNG, czy też wydobycie na terenie UE (Holandia)], a co za tym idzie i źródeł o różnych parametrach gazu.

Potwierdzeniem powyższego niech będzie poniższy slajd pochodzący z prezentacji przedstawiciela brytyjskiego ministerstwa przemysłu i handlu przedstawionej na ostatnim Forum Madryckim.

Dopóki gaz z poszczególnych źródeł był rozprowadzany w autonomicznych – lokalnych w wymiarze UE

*Rysunek 1. Zakres zmienności Liczby Wobbego w gazach transportowanych przez OSP w niektórych krajach UE*



systemach przesyłowych gazu, dopóty nie występował problem standaryzacji jakości gazu ziemnego w skali ogólnoeuropejskiej.

Problem zaczął się pojawiać wraz z wejściem w życie „pierwszej" Dyrektywy Gazowej 98/30/EC wymuszającej na krajach członkowskich UE wdrożenie do swojego systemu prawnego rozwiązań zobowiązujących przedsiębiorstwa energetyczne zarządzające sieciami gazowymi do „otwarcia" swoich sieci dla innych użytkowników, mówiąc krótko, do wdrożenia w gazie zasady TPA. Nowa Dyrektywa 2003/55/WE dotycząca wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego i uchylająca pierwszą dyrektywę poszła w swych rozwiązania dot. liberalizacji europejskiego rynku gazu jeszcze dalej, co tym bardziej uwidoczniło problem standaryzacji jakości gazu.

Należy w tym miejscu zauważyć, że różnica w parametrach jakościowych stanowi często podstawę do odmowy przyjęcia przez niektórych OSP gazu do transportu. Zagadnienie sprowadza się więc do określenia transparentnych zasad przyjmowania bądź odmowy przyjęcia do transportu gazu ze względu na jego jakość.

Na forum UE zagadnienie to jest rozpatrywane jednak w szerszym kontekście, który dobrze charakteryzuje angielski termin *„interoperability"*, co można tłumaczyć jako interoperacyjność systemów lub kompatybilność systemów. Zagadnienie to zostało ujęte w ramach prac nad obszerniejszym w swym zakresie dokumentem tzw. „Common Business Practice" (CBP's) zawierającym wytyczne dotyczące m.in.:

- parametrów jakościowych transportowanego gazu,
- standardów świadczonych usług przesyłowych,
- standardów umów miedzyoperatorskich,

a nawet standardów dot. kodeksów sieciowych.

Milowy krok w zakresie opracowania CBP's należy łączyć z VIII Forum Madryckim (2003 r.), gdyż wówczas uczestnicy tego Forum stwierdzili konieczność wypracowania jednolitych zasad dot. jakości gazu, standardów świadczenia usług przesyłowych, współpracy międzyoperatorskiej itp., które umożliwiałyby tworzenie jednolitego rynku gazu, w tym w szczególności usunięcie barier w transporcie gazu między poszczególnymi systemami przesyłowymi na obszarze UE.

X Forum Madryckie (2005 r.), w którym miałem przyjemność uczestniczyć, również omawiało zagadnienia związane z tworzeniem CBP's, przy czym akcent został położony na kwestie związane z parametrami jakościowymi gazu.

Poza wcześniej przywołaną prezentacją UK-dti, szczególnego zauważenia wymaga wspólna prezentacja „EASEE-gas" z „Marcogas". Rysunek 2 prezentuje jeden z kluczowych slajdów tej prezentacji.

Jest to pierwsza poważniejsza próba określenia wspólnych standardów odnoszących się do podstawowych parametrów jakościowych gazu ziemnego transportowanego sieciami przesyłowymi w ramach jednolitego rynku gazu w UE. Zawarte są również rekomendowane daty wdrożenia określonych standardów.

Niemniej ważną kwestią, którą na zakończenie warto zasygnalizować, jest kwestia związana z wyznaczeniem miejsc kontroli jakości gazu transportowanego sieciami przesyłowymi. Zakłada się, że gaz powinien być badany:

a) w punktach dostawy gazu do sieci przesyłowej tj.
   - → punktach odbioru gazu od dostawców zagranicznych,
   - → punktach odbioru gazu z kopalni,
   - → punktach odbioru gazu z podziemnych magazynów gazu;
b) w punktach sieci przesyłowej, w których możliwa jest istotna zmiana jakości gazu w wyniku wykonywanych operacji np. w punktach mieszania strumieni gazu pochodzących z różnych źródeł;
c) w takich punktach sieci przesyłowej, aby można było

*Rysunek 2. Standardy podstawowych parametrów jakościowych gazu ziemnego*

**EASEE-gas** The Gas Quality Harmonisation Common Business Practice

Approved parameters, values and ranges

| Parameter | Unit | Min | Max | Recommended implementation date |
|---|---|---|---|---|
| WI | kWh/m³ | [13.60] | 15.81 | 1/10/2010 |
| d | m³/m³ | 0.555 | 0.700 | 1/10/2010 |
| Total S | mg/m³ | - | 30 | 1/10/2006 |
| $H_2S$ + COS (as S) | mg/m³ | - | 5 | 1/10/2006 |
| RSH (as S) | mg/m³ | - | 6 | 1/10/2006 |
| $O_2$ | mol % | - | [0.01]* | 1/10/2010 |
| $CO_2$ | mol % | - | 2.5 | 1/10/2006 |
| $H_2O$ DP | °C at 70 bar (a) | - | - 8 | See note ** |
| HC DP | °C at 1 – 70 bar (a) | - | - 2 | 1/10/2006 |

* EASEE-gas has organised an oxygen measurement survey which by end of 2005 will examine the maximum feasible limit equal to or at an alternative specified value below 0.01 mol %.

** At certain cross border points, less stringent values are used than defined in this CBP. For these cross border points, these values can be maintained and the relevant producers, shippers and transporters should examine together how the CBP value can be met in the long run. At all other cross border points, this value can be adopted by 1 October 2006.

przypisać określone wartości parametrów charakteryzujących jakość każdej partii gazu opuszczającej sieć przesyłową tj.

- → punktach pomiarowych na granicy sąsiednich sieci,
- → punktach pomiarowych na gazociągach dostarczających gaz do odbiorcy przemysłowego,
- → punktach przed stacjami redukcyjnymi pierwszego stopnia lub grupą stacji zasilanych z tego samego strumienia gazu.

**Literatura:**


1. Polskie Normy:
   - → Gaz ziemny – Standardowe warunki odniesienia – PN-ISO 13443 (2002 r.),
   - → Gaz ziemny – Ocena jakości – PN-C-04751 (2002 r.),
   - → Gaz ziemny – Jakość gazu w sieci przesyłowej – PN-C-04752 (2002 r.).
2. Poradnik dla producentów i użytkowników gazu, wydawca PGNiG SA (2001 r.).
3. Materiały z X Forum Madryckiego (Madryt 15--16 września 2005 r.) – udostępnione na stronach http://europa.eu.int/comm/energy/gas/madrid/10_en.htm


- → Prezentacja EASEE-gas – „The gas quality harmonisation – Common Business Practice",
- → Prezentacja UK-Dti – „UK Gas quality exercise",
- → Wnioski z X Forum Madryckiego.

*Autor jest pracownikiem Departamentu Taryf URE*

# ROZWÓJ REGIONALNEGO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ W EUROPIE ŚRODKOWO--WSCHODNIEJ. ISTOTNE ZMIANY W 2005 r.

**dr inż. Rafał Gawin**

Milowym krokiem w rozwoju regionalnego rynku energii elektrycznej w Europie Środkowo-Wschodniej było uruchomienie od stycznia 2005 roku skoordynowanych aukcji na zdolności przesyłowe wymiany międzysystemowej przez trzech operatorów systemów przesyłowych: z Polski (PSE-Operator), Czech (CEPS) i Niemiec (VE-T). Inicjatywa ta była zapoczątkowana w 2004 roku i rozwijana przez OSP z tych krajów przy udziale Regulatorów. Ostatecznie pod koniec listopada 2004 roku odbyła się aukcja roczna na zdolności przesyłowe, a jej wyniki zostały opublikowane w dniu 2 grudnia 2004 roku[1]. W dalszej kolejności odbywały się aukcje miesięczne, a w połowie kwietnia 2005 roku odbyła się pierwsza aukcja dobowa.

Niezależnie od tej inicjatywy rozwój regionalnych rynków energii elektrycznej został zakwalifikowany do priorytetowych zadań Komisji Europejskiej, jako krok przejściowy w tworzeniu jednolitego wspólnotowego rynku energii. Podczas Forum Florenckiego[2] we wrześniu 2004 r. uzgodniono, że na przełomie 2004 i 2005 roku odbędą się pierwsze regionalne Mini Fora, mające na celu przyspieszenie procesu tworzenia regionalnych rynków energii. Spotkania w ramach Mini Forów prowadzone są pod przewodnictwem Komisji Europejskiej, biorą w nich udział przedstawiciele organów regulacji, operatorów systemów przesyłowych, jak również uczestników rynku

1) O aukcji rocznej na zdolności przesyłowe na rok 2005 informowaliśmy w Biuletynie URE nr 1/2005.

2) Forum Florenckie jest przedsięwzięciem Komisji Europejskiej, umożliwiającym wielostronną dyskusję oraz prezentację stanowisk wszystkim grupom podmiotów zaangażowanym w budowę wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Do udziału w nim zaproszeni zostali przedstawiciele krajów członkowskich (ministerstw, krajowych organów regulacyjnych), instytucji europejskich (przykładowo CEER/ERGEG, ETSO, EuroPEX) oraz międzynarodowych stowarzyszeń przemysłowych i konsumenckich.

energii. Polska znalazła się w dwóch regionach, przy czym ze względu na stan istniejącej infrastruktury sieciowej oraz rzeczywiste przepływy energii bardziej istotny z punktu widzenia wymiany międzysystemowej okazał się region Europy Środkowo-Wschodniej. Do regionu tego należą: Polska, Czechy, Słowacja, Niemcy, Austria, Węgry i Słowenia (przy czym Niemcy reprezentuje dwóch operatorów systemów przesyłowych). Ze względu na uzyskaną przez Słowenię derogację w implementacji uregulowań unijnych w zakresie liberalizacji rynku energii oraz dostępu do sieci wymiany międzysystemowej kraj ten pełni raczej rolę obserwatora, przy czym aktywnie uczestniczy w każdych spotkaniach. Pierwsze Mini Forum Europy Środkowo-Wschodniej odbyło się w Wiedniu w dniu 27 stycznia 2005 roku. Podczas tego spotkania uzgodniono, że do końca 2005 roku zostanie wypracowany w pełni skoordynowany mechanizm aukcji zdolności przesyłowych obejmujący cały region, tak aby pod koniec 2005 roku można było przeprowadzić aukcję roczną na rok 2006. Kolejne spotkanie zaplanowano na połowę 2005 roku. W tym czasie operatorzy systemów przesyłowych utworzyli dwa zespoły zadaniowe, których prace miały na celu wypełnienie przyjętych zobowiązań. Były to: zespół zadaniowy ds. skoordynowanej kalkulacji zdolności przesyłowych (*Coordinated Capacity Forecast*) oraz zespół zadaniowy ds. aukcji na zdolności przesyłowe (*Capacity Auction*). Przedstawiciele organów regulacji odbyli w tym czasie spotkania robocze, podczas których zostały wypracowane ich szczegółowe oczekiwania w zakresie skoordynowanego mechanizmu wyznaczania i rozdziału zdolności przesyłowych. Kolejne spotkanie w ramach dalszej działalności Mini Forum (tzw. *follow up*) odbyło się w dniu 18 lipca 2005 roku. Przedstawiciele organów regulacji zaprezentowali wspólne oczekiwania w zakresie skoordynowanych aukcji. Zgodnie z przedstawioną przez OSP informacją okazało się, że uzgodnienie w pełni skoordynowanej procedury wyznaczania zdolności przesyłowych wymaga dalszych prac i nie jest możliwe jej wdrożenie do końca 2005 roku. Natomiast w zakresie skoordynowanej procedury alokacji zdolności przesyłowych (aukcje) prace OSP były na etapie bardzo zaawansowanym. Uzgodniono, że do 15 września 2005 roku OSP przedstawią organom regulacji dokument „Auction rules for 2006" oraz projekt umowy międzyoperatorskiej. W dniu 30 września 2005 roku w Bonn odbyło się robocze spotkanie przedstawicieli organów regulacji, podczas którego wstępnie zostało wypracowane wspólne stanowisko (*Common Position*) zawierające uwagi do ww. dokumentów. Dotyczyły one:

- możliwości nadużywania pozycji dominującej w związku ze stosowaniem profili technicznych,
- stosowania skoordynowanych procedur dotyczących tzw. nettingu, pozwalających wykorzystać dostępne zdolności przesyłowe w sposób maksymalny,
- stosowania metod kalkulacji zdolności przesyłowych opartych o rzeczywiste przepływy energii,
- potwierdzenia wielkości oferowanych zdolności przesyłowych,
- zagadnień związanych z możliwością oddziaływania organów regulacji w przypadku wykrycia niezgodności funkcjonowania biura aukcyjnego z zasadami tych aukcji.

Ponadto uwagi dotyczyły braku lub niewystarczająco precyzyjnych definicji zawartych w zasadach aukcji. Po ostatecznych konsultacjach stanowisko to zostało przedstawione operatorom systemów przesyłowych w dniu 12 października 2005 roku, a odpowiedź operatorów systemów przesyłowych została przekazana w dniu 27 października 2005 roku. Kolejne spotkanie Mini Forum z cyklu *follow up* odbyło się w dniu 8 listopada w Pradze. Miało ono decydujące znaczenie dla dalszego rozwoju regionalnego rynku energii w regionie. Operatorzy systemów przesyłowych poinformowali, które z uwag regulatorów mogą zostać uwzględnione jeszcze przed przeprowadzeniem aukcji rocznej, a których wdrożenie wymaga dalszej pracy i czasu. Swoje uwagi przedstawili również uczestnicy rynku, a mianowicie przedstawiciele EFET oraz EuroPEX, podkreślając że bardzo ważne jest rozszerzenie tego systemu na cały region. Po zajęciu końcowego stanowiska przez przedstawicieli organów regulacji uzgodniono, że skoordynowany system zostanie rozszerzony o drugiego operatora z Niemiec (E.ON), a ostatecznie do systemu przystąpił również operator systemu przesyłowego ze Słowacji (SEPS). Przedstawiciele organów regulacji zaznaczyli, że system ten obejmie cały region po uwzględnieniu wszystkich uwag regulatorów i może być wprowadzony w trakcie 2006 roku w odniesieniu do aukcji miesięcznych i dobowych.

W porównaniu do innych inicjatyw regionalnych, prace w tym regionie były bardzo intensywne. Odbyło się wiele spotkań, których efektem jest rozszerzenie skoordynowanych aukcji o dwóch operatorów systemów przesyłowych, a w dalszej perspektywie czasu wstępnie zaplanowano kolejne spotkania mające na celu dalszą pracę nad rozwojem tego regionalnego rynku energii.

Do głównych zmian w zasadach skoordynowanych aukcji w 2006 roku należy zaliczyć:

- rozszerzenie skoordynowanego mechanizmu aukcji na zdolności przesyłowe o dwóch operatorów systemów przesyłowych,
- doprecyzowanie definicji oraz zasad aukcji, m.in. w zakresie zgodności z uregulowaniami unijnymi, w tym transparentności, zabezpieczeń, procedur rozliczeń, redukcji zdolności przesyłowych,
- ograniczenie do 50 MW pojedynczej oferty składanej przez jednego uczestnika aukcji,
- wprowadzenie tzw. ofert powiązanych, składanych na kilka przekrojów, które mogą być w procesie aukcyjnym zaakceptowane lub w całości odrzucone,
- umożliwienie transferu zdolności przesyłowych drogą elektroniczną (e-Trace),
- rozwój funkcjonalny systemów informatycznych.

Jako kolejny etap działań formalnych w dniu 10 listopada 2005 roku na stronie internetowej PSE-Operator SA został opublikowany dokument „Zasady przetargów na zdolności przesyłowe w wymianie międzysystemowej

w 2006 roku", a w dniu 17 listopada 2005 roku odbyło się spotkanie informacyjne z uczestnikami rynku energii elektrycznej.

W wyniku wypracowanych rozwiązań oraz uzgodnień, w dniu 29 listopada 2005 roku odbyła się roczna aukcja na zdolności przesyłowe wymiany międzysystemowej na 2006 rok, której wyniki zostały opublikowane w dniu 30 listopada 2005 roku. W roli obserwatorów podczas wykonywania procedur alokacji zdolności przesyłowych w biurze aukcyjnym w Pradze uczestniczyli przedstawiciele PSE-Operator SA.

Podobnie jak w ubiegłym roku uczestnicy aukcji wykazali się aktywnym udziałem na granicach Polski z sąsiednimi krajami. Na profilu handlowym z Czechami 11 uczestników złożyło 67 ofert w kierunku eksportu, natomiast 13 uczestników złożyło 59 ofert w kierunku importu. Na profilu handlowym ze Słowacją 8 uczestników złożyło 62 oferty w kierunku eksportu, a 10 uczestników złożyło 46 ofert w kierunku importu. Na profilu handlowym z Niemcami 21 uczestników złożyło 195 ofert w kierunku eksportu, a 3 uczestników złożyło 27 ofert w kierunku importu. Można zauważyć, że liczba złożonych ofert w kierunku eksportu z Polski zmniejszyła się na granicy z Niemcami i znacznie zwiększyła na granicach z Czechami i Słowacją. W przypadku importu do Polski można zauważyć zwiększone zainteresowanie granicą ze Słowacją.

Biorąc pod uwagę, że zdolności przesyłowe podobnie jak w ubiegłym roku były wyznaczane dla profilu technicznego obejmującego granice z trzema sąsiednimi krajami, cena na wszystkich przekrojach tego profilu ukształtowała się w wysokości 179 843 EUR/MW na rok (tj. około 20,53 EUR/MW za godzinę). W porównaniu z 2005 r. jest ona prawie dwukrotnie wyższa (w ubiegłym roku wniosła ok. 11,55 EUR/MW za godzinę). Podobną tendencję wykazała cena rezerwacji zdolności przesyłowych w kierunku eksportu z Czech do Niemiec (VE-T) – 53 261 EUR/MW w 2005 roku oraz 109 588 EUR/MW na 2006 rok. W kierunku importu do Polski z Czech cena zmniejszyła się nie tak znacznie – z 8 935 EUR/MW do 6 746 EUR/MW. Najniższą ceną za rezerwacje zdolności przesyłowych charakteryzowały się profile w kierunku eksportu z Niemiec (E.ON) do Czech (10 EUR/MW) oraz w kierunku eksportu ze Słowacji do Czech (788 EUR/MW). W przypadku eksportu z Niemiec (VE-T) do Czech, podobnie jak w ubiegłym roku, nie wystąpiły ograniczenia zdolności przesyłowych i cena za te zdolności ukształtowała się na poziomie 0 EUR/MW.

W zakresie składanych ofert na granicy polskiej w kierunku eksportu na profilu handlowym z Niemcami znaczna część ofert obejmowała pasma 5 MW (wystąpiły również maksymalne oferty 50 MW), a cena za pojedynczą ofertę w znacznej części przekraczała 150 000 EUR/MW. Na profilu handlowym z Czechami i Słowacją oferty składane były w pasmach od 1 MW do maksymalnie 10 MW, a oferowane ceny w znacznej części nie przekraczały 50 000 EUR/MW, przy czym maksymalne z nich były poniżej 100 000 EUR/MW. W kierunku importu do Polski na profilu handlowym z Czechami i Słowacją składane oferty obejmowały pasma od 1 MW do 10 MW (za wyjątkiem pojedynczych wyższych ofert na każdym profilu), a oferowane ceny w większości nie przekraczały 15 000 EUR/MW, przy czym maksymalne oferty wyniosły 30 000 EUR/MW na granicy z Czechami i 35 000 EUR/MW na granicy ze Słowacją. Na profilu handlowym z Niemcami cena ta nie przekroczyła 200 EUR/MW.

Zarezerwowane zdolności przesyłowe w kierunku eksportu z Polski obejmują tylko profil handlowy z Niemcami i wynoszą 485 MW (z 500 MW oferowanych). W przypadku importu energii elektrycznej do Polski alokowano 97 MW na 100 MW oferowanych. Niewykorzystane moce przesyłowe, które wynikają z odrzucenia końcowych ofert zostaną udostępnione w aukcjach miesięcznych. Warto podkreślić, że znaczne moce przesyłowe zostały zaoferowane przez nowego uczestnika skoordynowanego mechanizmu alokacji zdolności przesyłowych – słowackiego operatora systemu przesyłowego SEPS, co powinno stworzyć nowe możliwości dla uczestników rynku w zakresie międzynarodowego handlu energią elektryczną.

*Autor jest pracownikiem Departamentu Promowania Konkurencji URE*

# LNG – ILE TO KOSZTUJE?

Piotr Seklecki, Piotr Staręga

Rosnące znaczenie LNG[1] na europejskim rynku gazu ziemnego wynika z kilku powodów. Po pierwsze – europejski rynek gazu rozwija się w rytmie zmian sektora elektroenergetycznego i wprowadzania do eksploatacji nowych elektrowni zasilanych tym paliwem. Dzieje się tak we Włoszech, Hiszpanii i Wielkiej Brytanii. Po drugie – gaz skroplony, z uwagi na swoją charakterystykę, jest jednym z najbardziej obiecujących metod zapewnienia bezpieczeństwa dostaw poprzez dywersyfikację źródeł surowca[2]. Rozwój tego produktu jest również stymulowany wyczerpywaniem przepustowości istniejących gazociągów przesyłowych[3]. Tak więc LNG pozwala na większą swobodę przy wchodzeniu na rynki, które były do tej pory niedostępne ze względu na ograniczone gazociągowe połączenia transgraniczne.

Niewątpliwie zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu jest dla Unii Europejskiej (UE) kwestią priorytetową. Wszelkie dostępne prognozy długoterminowe wskazują na coraz większe uzależnienie państw członkowskich od importu gazu, które w 2030 r. może wynieść nawet ok. 70%.[4] Obecnie udział importu w całkowitym zużyciu wynosi 46%[5], przy czym tylko trzy państwa, tj. Rosja, Norwegia i Algieria dostarczają aż 70% importowanego paliwa[6]. Wagę tego problemu podkreśla Komisja Europejska w swoim ostatnim raporcie porównawczym[7], stwierdzając, iż „w obliczu zmniejszania się unijnych rezerw gazu i wzrastającej konsumpcji tego surowca, obecne, znaczące uzależnienie od kilku dostawców zewnętrznych musi być przezwyciężone (...). W tym względzie należy spojrzeć na ostatnie decyzje podjęte przez inwestorów w kwestii budowy nowych terminali LNG. Inne projekty gazociągowe i LNG powinny być kontynuowane a dialog z państwami – producentami gazu – musi być zintensyfikowany. Import LNG z nowych regionów wydaje się być w wielu przypadkach alternatywny.".

Jeśli więc uznać technologię LNG za alternatywę wobec gazu przesyłanego w sposób tradycyjny, warto zastanowić się, jak obecnie kształtują się relacje cenowe w UE między LNG a gazem przesyłanym w sposób tradycyjny?

Jednakże na wstępie kilka słów o ostatnich wydarzeniach na europejskim rynku LNG. W 2004 r. dostawcami LNG na rynek europejski były: Algieria (19,6 mld m³), Nigeria (11,5 mld m³), Katar (3,7 mld m³), Libia (1,1 mld m³) oraz Zjednoczone Emiraty Arabskie (311 mln m³).[8] Łączny eksport LNG do krajów UE wyniósł w 2004 r. 33,7 mld m³, co stanowi ok. 10% całkowitej ilości gazu importowanego przez wszystkie kraje wspólnoty. W 2004 r. po stronie europejskich odbiorców było 5 krajów z UE: Hiszpania (17,3 mld m³), Włochy (6,1 mld m³), Francja (5,4 mld m³)[9], Belgia (3 mld m³) i Grecja (469 mln m³) oraz kraj kandydujący – Turcja (4,1 mld m³). Obecnie, oprócz istniejących w Europie 11 terminali importowych LNG, których moc regazyfikacyjna wynosi 71,2 mld m³/rok, przewiduje się budowę ok. 12 nowych.[10]

W lipcu 2005 r. rozpoczął swoją działalności pierwszy terminal importowy w Wielkiej Brytanii o nazwie Isle of Grain, o mocy regazyfikacyjnej 4,4 mld m³ gazu rocznie. Dwa kolejne położone w Milford Haven zostaną oddane do eksploatacji w 2008 r. Pierwszy terminal eksportujący LNG powstaje w Norwegii. Realizacja projektu Snohvit (koszt ok. 6 mld USD) ma zostać zakończona w 2006 r., a produkcja 4,1 mln ton LNG rocznie ma być kontynuowana do 2035 r. Ponadto rosyjski Gazprom planuje budowę

1) Metoda LNG polega na skropleniu gazu ziemnego, co prowadzi do zmniejszenia jego objętości o ok. 600 razy. Temperatura skraplania metanu wynosi -161,6°C. Oznacza to, że z 1 m³ skroplonego gazu można uzyskać 584 m³ gazu sieciowego, natomiast z 1 tony LNG ok. 1 380 m³ gazu.

Początkowo technologia skraplania była wykorzystywana głównie do magazynowania gazu. Pierwsza komercyjna dostawa LNG została zrealizowana z Algierii na wyspę Sheppey w hrabstwie Essex (Wielka Brytania) w roku 1964. Jednakże idea dostaw LNG nie wytrzymała konkurencji z nowo odkrytymi w latach 60. złożami gazu ziemnego pod dnem Morza Północnego.

2) Handel gazem w formie skroplonej pozwala na wykorzystanie dużych rezerw tego paliwa znajdujących się w odległych częściach świata.

3) W przypadku transportu morskiego wystarczy rozbudowa floty metanowców. Obecnie na świecie pływa 188 takich statków, natomiast 133 szt. jest zamówionych.

Źródło: strona internetowa www.lngoneworld.com.

4) Communication from the Commission to the Council and the European Parliament – Final report on the Green Paper „Towards a European strategy for the security of energy supply", Bruksela 26.06.2002 r.

5) Obliczenia własne na podstawie Natural Gas Information 2005, International Energy Agency (IEA).

6) W 2004 r. Rosja, Norwegia i Algieria łącznie wyeksportowały do krajów UE 237 mld m³ gazu.

Źródło: Natural Gas Information 2005, International Energy Agency (IEA).

7) Communication from the Comission to the Council and the European Parliament – „Report on progress in creating the internal and electricity market", Bruksela XII/2005.

8) W 2004 r. europejskich odbiorców LNG obsługiwano z 9 terminali skraplających.

9) Francja jest krajem najdłużej, bo od 40 lat i w sposób ciągły importującym LNG poprzez dwa terminale: Fos k/Marsylii i Montoir w Bretanii. W tym czasie rozładowano tam ok. 7 tys. metanowców, przy zachowaniu pełnego bezpieczeństwa operacji przeładunkowych LNG. Import LNG pokrywa ok. 25% krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny.

10) Niemcy od ponad 30 lat rozważały budowę terminala importowego LNG. Taki terminal zamierza wybudować w Wilhelmshaven firma E.ON Ruhrgas kosztem 500 mln Euro. Planowane możliwości regazyfikacyjne to 10 mld m³ gazu rocznie w 2010 r. Źródło: www.cire.pl.

terminala eksportowego w okolicach Murmańska. Projekt przewiduje moc produkcyjną terminala na 14 mln ton LNG rocznie, natomiast koszt inwestycji wstępnie ocenia się ok. 10 mld USD. Gaz pochodziłby z bardzo bogatych (rezerwy ocenia się na 3,2 bln m³), ale również trudnych w eksploatacji, złóż „Sztokmana" na Morzu Barentsa.[11)]

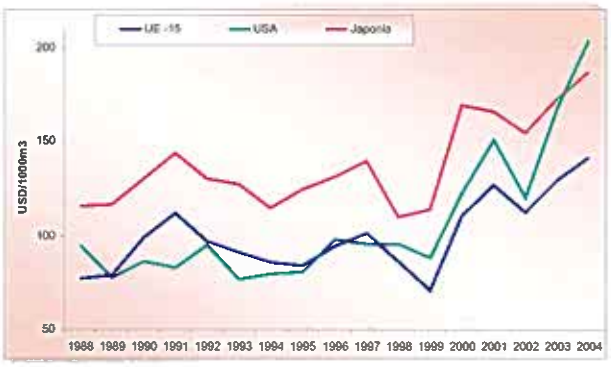
Obrót handlowy LNG odbywa się w ramach projektów LNG, zwanych również „łańcuchami LNG" (ang. *LNG chain*), które powstają wówczas, gdy transport gazociągowy jest niemożliwy lub nieopłacalny.[12)] Struktura kosztów standardowego projektu LNG składa się z czterech elementów:[13)]

a) produkcja gazu – wydobycie, przesył gazu ziemnego do terminala LNG (15-20% kosztów projektu, tj. 17,8-28,5 USD/1 000 m³),
b) terminal eksportowy LNG – obróbka gazu, skraplanie[14)], załadunek i magazynowanie LNG[15)] (20-45% kosztów projektu, tj. 35,7-39,2 USD/1 000 m³),
c) transport morski[16)] – koszt wynajęcia statku[17)] (20-30% kosztów projektu, tj. 32,1-35,7 USD/1 000 m³),
d) terminal odbiorczy LNG – wyładowanie, magazynowanie, regazyfikacja[18)] i dystrybucja (15-25% kosztów projektu, tj. 14,2-17,8 USD/1 000 m³).[19)]

Obecnie łączny koszt projektu wynosi ok. 100--121,4 USD/1 000 m³ gazu. Jest to znaczący spadek w porównaniu z początkiem lat 90., kiedy całkowity koszt łańcucha LNG kształtował się w przedziale 125-146 USD/1 000 m³. Oczywistym jest, że koszty ponoszone na wszystkich etapach przetwarzania i transportu muszą zostać odzwierciedlone w cenie produktu końcowego.

Poniżej przedstawiamy trendy, jakim podlegały średnie ceny importowe surowca, wyrażone w USD/1 000 m³, w Japonii, USA i państwach UE.

*Rysunek 1.*




Źródło: Natural Gas Information 2005, IEA Statistics.

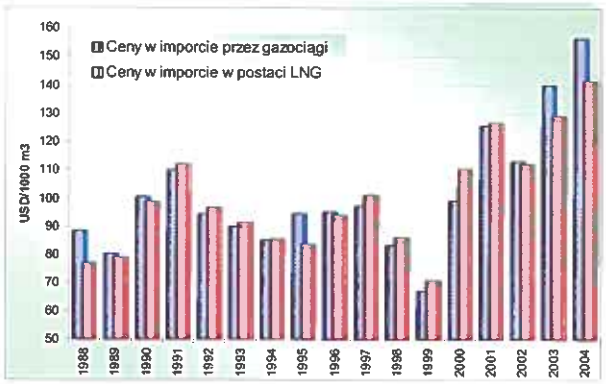
W 2004 r. średnia cena importowa LNG dla krajów UE wyniosła 143,6 USD/1 000 m³. Porównanie ze średnimi cenami importowymi dla Japonii (187,1 USD/1 000 m³) i USA (203,9 USD/1 000 m³) wskazuje na korzystniejszą sytuację państw członkowskich. Od kilkunastu lat daje się zauważyć tendencje stałych proporcji cen, po jakich kupują ww. odbiorcy. Ich horyzontalny trend został gwałtownie przełamany na przełomie wieku. Od dwóch lat USA charakteryzują się największą dynamiką wzrostu cen. W 2004 r. stawki płacone przez ten kraj przekroczyły poziom charakterystyczny dla Japonii.

Jeszcze bardziej interesująco prezentuje się porównanie cen gazu na wspólnotowym rynku. Poniższy diagram prezentuje porównanie cen gazu w technologii LNG oraz transporcie gazociągowym.

11) Możliwości produkcyjne ocenia się na 90 mld m³ gazu rocznie. Prawdopodobnie gaz z tego złoża w ilości ok. 20 mld m³ będzie przesyłany gazociągiem „północnym".
Źródło: www.cire.pl.
12) Dzieje się tak, gdy przekroczona zostanie graniczna odległość hipotetycznego gazociągu określana na ok. 3 tys. km przy gazociągu podmorskim i 5 tys. km przy gazociągu lądowym.
13) Źródło: Security of gas supply in open markets – LNG and power at a turning point, OECD/IEA 2004, str. 186.
14) Przed procesem skraplania gaz należy oczyścić z dwutlenku węgla i pary wodnej, a także osuszyć. Następnie, w zależności od pożądanej wydajności instalacji, składu gazu oraz jego ciśnienia wybiera się jedną z trzech metod skraplania: klasyczny cykl kaskadowy, autoozięblający cykl kaskadowy i cykl rozprężania z zastosowaniem turboekspandera. Czynnikami schładzającymi są propan, etan i metan, natomiast gaz ziemny pod ciśnieniem 3-4 Mpa przepływa przez wymienniki ciepła i ochładzany jest w kolejnych cyklach chłodniczych. Obecnie na świecie funkcjonuje 19 terminali skraplających. Obniżenie kosztów skraplania następuje poprzez zwiększenie wydajności ciągów produkcyjnych – wzrost z 60 tys./rok w 1964 r. do 2,6 mln ton obecnie i 3 mln ton w przyszłości. Koszt skraplania można obniżyć nawet o 30% przez wprowadzenie nowych turbin a także podwyższenie ciśnienia roboczego w instalacji 5-15 Mpa.
15) Wielkość magazynów w terminalach odbiorczych szacuje się na 16 mln m³, z czego 65,5% przypada na Japonię. Zbiorniki do magazynowania LNG (metalowe, żelbetonowe lub podziemne – w zamrożonym gruncie bądź w kawernach podziemnych) osiągają pojemność od 35 tys. do 200 tys m³.
16) Koszt budowy metanowca jest dwukrotnie większy od kosztu budowy tankowca do przewozu ropy naftowej. Wynika to nie tylko z konieczności utrzymania przez cały okres transportu niskiej temperatury, co wymaga specjalnych urządzeń, lecz także z faktu, iż gęstość LNG jest mniejsza niż 0,5 g/cm³. A zatem 1 tona LNG zajmuje większą objętość niż 1 tona ropy o typowej gęstości 0,85 g/cm³. Kolejną z możliwości obniżenia kosztów transportu morskiego jest zwiększenie ładowności statków do 200 tys. m³ i ich prędkości podróżnych.
17) Szacunkowe opłaty za wynajęcie statku do przewozu LNG wynoszą: kontrakty długoterminowe – 57,5 tys. USD/dzień, kontrakty typu spot 25 tys. USD/dzień.
Źródło: strona internetowa www.lngoneworld.com.
18) Metoda regazyfikacji polega na ogrzaniu LNG w odparowalnikach i w zależności od sposobu ogrzania odparowalniki dzieli się na: odparowalniki z ogrzewaniem do temperatury równej temperaturze otoczenia (np. ogrzewanie wodą morską lub powietrzem) lub odparowalniki z ogrzewaniem do temperatury wyższej od temperatury otoczenia (ogrzewanie palnikami gazowymi lub energią elektryczną bądź parą wodną). Ciśnienie gazu ziemnego odbieranego z odparowalników wynosi 1-1,5 Mpa. Na światowym rynku funkcjonuje 46 terminali regazyfikacyjnych, w tym w samej Japonii aż 25.
19) Obliczenia własne na podstawie Security of gas supply in open markets – LNG and power at a turning point, OECD/IEA 2004, str. 187.

*Lake Charles Import Terminal, Louisiana*

*Rysunek 2.*




Źródło: Natural Gas Information 2005, IEA Statistics.

Powyższe zestawienie prowadzi do interesujących wniosków. Na przestrzeni kilkunastu lat importowe ceny LNG utrzymywały się na mniej korzystnym poziomie. Jednak na skutek m.in. ciągłego doskonalenia technologii skraplania, obniżania kosztów transportu oraz pojawienia się rynku spot, w 2003 r. nastąpił przełom. Średnia cena LNG spadła poniżej poziomu średniej stawki w transporcie gazociągowym. W 2004 r. średnia cena gazu przesyłanego gazociągami (156,4 USD/1 000 m³) była już o prawie 9% wyższa od średniej ceny LNG (143,6 USD/1 000 m³). Dla dwóch wybranych państw UE różnice były następujące: Belgia[20] – 147,8 USD/1 000 m³ za LNG ver 153,9 USD/1 000 m³ gazu z gazociągu – Hiszpania[21] – 139,6 USD/1 000 m³ za LNG ver 157,8 USD/1 000 m³ gazu z gazociągu.

Dalsze perspektywy rozwoju rynku LNG, a co za tym idzie pogłębienie konkurencyjności cenowej, można wiązać z pojawieniem się nowych metod indeksacji cen w oparciu o ceny energii elektrycznej. Tak się stało w przypadku kontraktu hiszpańskiej firmy Gas Natural z operatorem terminala w Trynidadzie. Ponadto w kontraktach dla angielskich odbiorców surowca, ceny LNG odnoszą się do cen na „rynku wirtualnym", tzw. National Balancing Point.

***

Również w Polsce, chociaż na bardzo małą skalę, odbywa się produkcja LNG. W 2004 r. Oddział PGNiG SA KRIO w Odolanowie sprzedał ok. 7 tys. ton LNG dla ok. 10 odbiorców. Plany produkcyjne do 2007 r. to sprzedaż w wysokości 70 000 ton/rok. Średnia cena EXW, czyli gdy sprzedający jest zobowiązany do postawienia towaru kupującemu do dyspozycji na swoim terenie, bez ponoszenia jakichkolwiek ryzyk, dodatkowych kosztów transportu czy załadunku, wyniosła w 2004 r. ok. 650 zł/t.[22]

20) W 2004 r. Belgia kupowała LNG od Algierii po 147,8 USD/1 000 m³ gazu.
Źródło: Natural Gas Information 2005, IEA Statistics.

21) W 2004 r. Hiszpania kupowała LNG od: Algierii po 143,6 USD/1 000 m³, Libii po 137,8 USD/1 000 m³, Kataru po 141,7 USD/1 000 m³ i Zjednoczonych Emiratów Arabskich po 134,6 USD/1 000 m³.
Źródło: Natural Gas Information 2005, IEA Statistics.

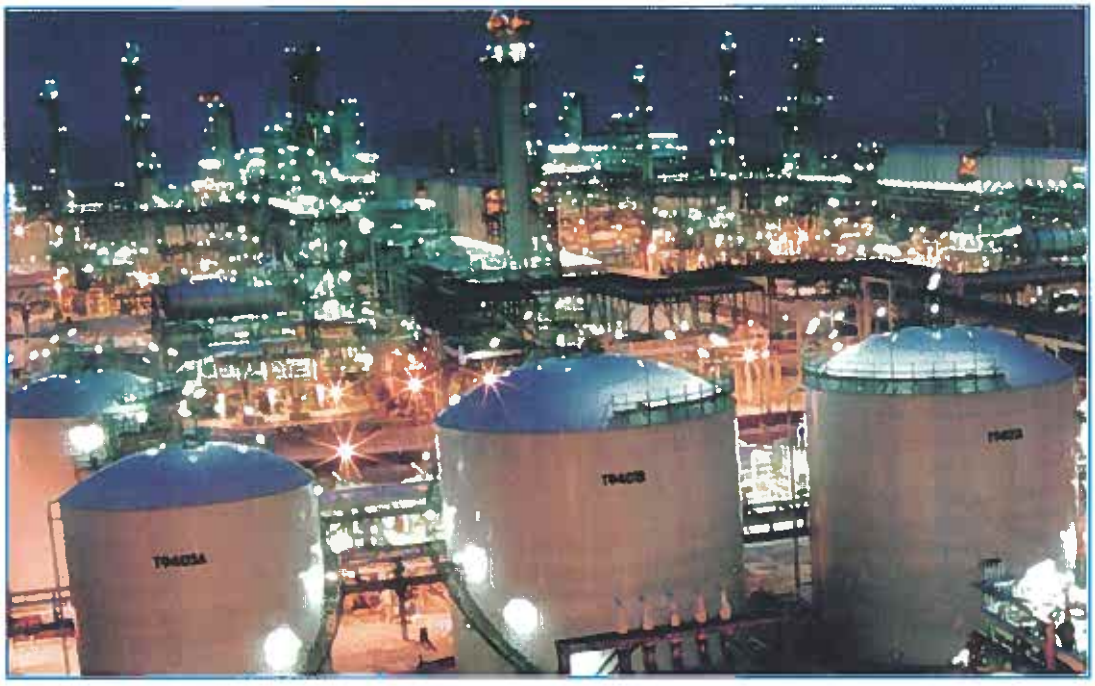
22) Źródło: Dział handlowy oddziału PGNiG SA KRIO Odolanów.

Zarząd PGNiG ogłosił przetarg dotyczący sporządzenia studium wykonalności projektu terminala LNG. Ze wstępnych ocen PGNiG SA wynika, iż koszt budowy terminalu może pochłonąć od 200 do 600 mln Euro. Do tego należałoby dodać wydatki na rozbudowę infrastruktury gazowej. Ostateczny koszt inwestycji uzależniony jest również od ilości gazu, jaki będzie przyjmował terminal. W założeniach powinien on umożliwić dostawy do Polski od 3 do 5 mld $m^3$ gazu rocznie.[23)]

*Piotr Seklecki* *Piotr Staręga*

*Autorzy są pracownikami Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE*

23) Źródło: www.cire.pl.



*Qatarski terminal Ras Laffan*

# ENERGETYKA ODNAWIALNA – DWA REŻIMY PRAWNE, JEDNO ROZLICZENIE

dr Zdzisław Muras

## Zagadnienia wstępne

Świadomość społeczna dotycząca korzyści wynikających z produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych jest coraz większa, ponieważ współczesne społeczeństwa zaczynają zdawać sobie sprawę z konieczności coraz oszczędniejszego wykorzystania paliw kopalnych, a jednocześnie w coraz szerszym zakresie widzą potrzebę ograniczenia emisji do powietrza gazów cieplarnianych. Dlatego też współczesne ustawodawstwa coraz częściej przewidują odpowiednie systemy wsparcia i promocji odnawialnych źródeł energii. Rozwiązania mające na celu „uatrakcyjnienie" inwestycji w źródła odnawialne zawiera również ustawa – Prawo energetyczne (zwana dalej Prawo energetyczne lub ustawą), która przewiduje kilka różnych przywilejów, jednakże najistotniejszym jest nałożenie na określone przedsiębiorstwa obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii (do 30 września 2005 r.) a obecnie uzyskania i przedstawiania do umorzenia odpowiedniej liczby świadectw pochodzenia tej energii (opiewających na odpowiedni wolumen energii). Aby realizacja tego obowiązku była pełna, ustawa ta przewiduje także system kontroli jego wypełnienia (rozliczenia tego obowiązku) oraz odpowiedni system kar za jego niewypełnienie.

Asumpt do przygotowania niniejszej publikacji dała mi określona w art. 8 Kodeksu postępowania administracyjnego (Kpa) zasada pogłębiania zaufania obywateli do organów państwa oraz oddziaływania państwa na świadomość i kulturę prawną obywateli, a także określona w art. 9 Kpa zasada udzielania obywatelom informacji faktycznej i prawnej o okolicznościach faktycznych lub prawnych mogących mieć wpływ na ich prawa i obowiązki, które będą – nieuchronnie – przedmiotem postępowania administracyjnego. Nieuchronność tego postępowania wynika bowiem z art. 23 ust. 2 pkt 4 ustawy, zgodnie z którym do zadań Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki należy kontrolowanie wykonywania m.in. obowiązku zakupu energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych. Należy więc wskazać, że określenie jak rozliczenie tego obowiązku będzie wyglądało za 2005 r. jest bardzo istotne dla wszystkich podmiotów, na które obowiązek ten został nałożony.

## Rozliczenie obowiązku – „odwieczny" problem

Rozliczenie obowiązku zakupu energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych od początku swego funkcjonowania w ustawie – Prawo energetyczne wzbudzało wiele kontrowersji i trudności interpretacyjnych[1]. Podstawowym problemem powstałym po wprowadzeniu systemu obowiązkowego zakupu (wytworzenia) było ukrócenie praktyk niektórych przedsiębiorstw energetycznych polegających na wielokrotnym obrocie tą samą energią, z jednoczesnym zaliczaniem jej do wypełnienia obowiązku kilku podmiotów. Równie istotnym problemem była także kwestia związana z zaliczaniem określonej porcji energii do wypełniania obowiązku, dotycząca możliwości lub braku możliwości zakupu energii odnawialnej nie bezpośrednio w źródle a od tzw. pośredników. Problemy te były rozwiązywane w praktyce – bądź tylko regulacyjnej (odpowiednie działania podjęte przez Prezesa URE polegające na „śledzeniu" przepływów energii) bądź regulacyjno-sądowej w przypadku możliwości zaliczenia określonej ilości energii zakupionej nie bezpośrednio w źródle odnawialnym[2].

Ujawniające się mankamenty przyjętych rozwiązań prawnych powodowały, że przepisy te były bardzo często zmieniane. Zmiany te miały na celu „uszczelnienie systemu", tak aby nie był dopuszczalny wielokrotny obrót tą samą energią oraz aby nie było wątpliwości z jakich kierunków zakup jest dopuszczalny i będzie zaliczony do wypełnienia obowiązku. Pojawiające się problemy i wątpliwości interpretacyjne nie zmieniały jednak faktu, że przepisy dotyczące nałożenia obowiązku zakupu zawsze uważano za bardzo ważne w celu wsparcia rozwoju odnawialnych źródeł energii mimo, że tworzenie takich przywilejów automatycznie ogranicza funkcjonowanie mechanizmów konkurencji w tym segmencie rynku.

Precyzyjne określenie zakresu wypełnienia wspomnianego obowiązku jest o tyle istotne, że za jego niewypełnienie na przedsiębiorstwo jak i na jego kierownictwo może zostać nałożona bardzo dotkliwa kara pieniężna. Dobrym zatem momentem do dokonania oceny funkcjonujących w 2005 r. przepisów jest okres zbliżającego się rozliczenia tego obowiązku za ten rok. Jednocześnie rok 2005 jest swego rodzaju rokiem przełomu, w którym funkcjonowały dwa dość mocno różniące się od siebie reżimy prawne związane z określeniem tego obowiązku, natomiast dokonywane rozliczenie będzie miało charakter jednolity.

Jak zatem wyglądały w przepisach prawa, obowiązki zakupu w 2005 r.?

1) Zob. np. R. Taradejna: *Obowiązek zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych*, Biuletyn URE nr 4/2005, oraz Z. Muras: *Energetyka odnawialna, obowiązujące rozwiązania prawne a rzeczywistość – wybrane aspekty*, Biuletyn URE nr 4/2004.

2) Zob. np. wyroki SOKiK z dnia 10 grudnia 2003 r., sygn. akt XVII Ame 10/03, z dnia 14 marca 2005 r., sygn. Akt XVII Ame 13/04 lub z 9 maja 2005 r. sygn. akt XVII ame 12/04).

### Regulacje prawne funkcjonujące od 1 stycznia 2005 r. do 30 września 2005 r.

Z dniem 1 stycznia 2005 r. art. 9a ustawy otrzymał brzmienie, zgodnie z którym przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom, którzy dokonują jej zakupu na własne potrzeby na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, zostało zobowiązane do:

1) zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii lub
2) wytworzenia energii elektrycznej we własnych odnawialnych źródłach energii

– znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i przyłączonych do sieci.

Jednocześnie już od maja 2004 r. funkcjonował przepis art. 9e ust. 1 ustawy, zgodnie z którym potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii jest świadectwo pochodzenia tej energii. W chwili jego wprowadzenia, można było zauważyć pewną niekonsekwencję ustawodawcy nakładającego obowiązek zakupu bezpośrednio w źródle odnawialnym (obowiązujący do 31 grudnia 2004 r. art. 9a ust. 1 ustawy) oraz jednocześnie przewidującego możliwość obrotu tą energią przez przedsiębiorstwa obrotu wraz z wydawaniem świadectw pochodzenia. Problem ten rozwiązał się z dniem 1 stycznia 2005 r., kiedy to możliwość zakupu od tzw. pośredników stała się faktem, a determinantem potwierdzającym „odnawialny" charakter energii stały się wydawane przez Prezesa URE świadectwa pochodzenia. Przy tym zgodnie z art. 9e ust. 6, podmioty sprzedające energię elektryczną wytworzoną w odnawialnych źródłach energii zostały zobowiązane do przekazywania nabywcy tej energii (o ile nie był to odbiorca końcowy) świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie określonej ilości energii w źródle odnawialnym. W układzie tym wytwórca energii elektrycznej lub przedsiębiorstwo zajmujące się jej obrotem, jeśli nie sprzedawało energii odbiorcom końcowym, w ślad za sprzedaną energią było zobowiązane przekazać świadectwa pochodzenia. Wyjątek w tym zakresie dotyczył jedynie spółek dystrybucyjnych (przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo), które sprzedając energię elektryczną po tzw. cenach taryfowych, w których, mówiąc w dużym uproszczeniu, zawarta była również cena energii elektrycznej pochodząca ze źródeł odnawialnych, dla podmiotów które dokonywały dalszej odsprzedaży tej energii, nie były zobowiązane do przekazywania im świadectw pochodzenia. Wynikało to z faktu, że spółki dystrybucyjne dokonywały zakupu energii odnawialnej w celu wypełnienia własnego obowiązku. Zgodnie jednak z § 12 pkt 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 9 grudnia 2004 r. *w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii*[3] każda jednostka energii sprzedawana przez przedsiębiorstwo energetyczne (spółkę dystrybucyjną) wszystkim odbiorcom, została w tej samej wysokości obciążona kosztami związanymi z realizacją obowiązku zakupu energii ze źródeł odnawialnych. Przy tym realizacja obowiązku zawartego w § 12 pkt 1 rozporządzenia, czyli obciążenia kosztami wypełnienia obowiązku wszystkich odbiorców energii danego przedsiębiorstwa, nie była tożsama ze sprzedażą tym odbiorcom (nawet w części) energii ze źródeł odnawialnych, zatem nie istniała konieczność wydawania im odpowiedniej ilości świadectw pochodzenia.

Należy jednak pamiętać, że obowiązkiem posiadania odpowiedniej ilości świadectw pochodzenia zostali obciążeni wszyscy „sprzedawcy" energii do odbiorcy końcowego. Każdy taki podmiot będzie zobligowany do wykazania, że obowiązek zakupu wypełnił. Dokumentem potwierdzającym wypełnienie obowiązku jest świadectwo pochodzenia, jednakże ze względu na to, że energia „taryfowa", zgodnie z funkcjonującymi rozwiązaniami prawnymi, została obciążona kosztami zakupu energii wytworzonej w odnawialnych źródłach energii (wypełnienia obowiązku), to podmioty dokonujące zakupu energii po cenach taryfowych ponosiły ciężary związane z zakupem energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych. W związku z tym, przy rozliczaniu obowiązku zakupu za 2005 r., fakt ten zostanie uwzględniany. Będzie to polegało na zaliczeniu na poczet wypełnienia obowiązku przedsiębiorstwom tzw. energetyki przemysłowej (zwanych też dalej „przemysłówkami"), które dokonały zakupu energii według zatwierdzonych taryf, do wysokości w jakiej rzeczywiście zostały obciążone tymi kosztami. Należy jednak zauważyć, że obciążenie to będzie zawsze poniżej progu przewidzianego na 2005 r. obowiązku (3,1%), dlatego przedsiębiorstwa te, aby nie narazić się na karę pieniężną, powinny w odpowiednim zakresie uzupełnić wolumen posiadanej energii odnawialnej.

### Regulacje prawne funkcjonujące od 1 października 2005 r.

Zupełnie inaczej wygląda kwestia obowiązku zakupu energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych od 1 października 2005 r. Z tą datą weszły w życie nowe przepisy, które diametralnie zmieniają zakres tego obowiązku. Patrząc na ten obowiązek od strony podmiotowej można zauważyć, że tak jak poprzednio został on nałożony na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem w tej części, w której dokonują sprzedaży dla odbiorców końcowych, przyłączonym do sieci na terytorium RP. Diametralnie został natomiast zmieniony przedmiot tego obowiązku, ponieważ przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym, zostało zobowiązane do:

1) uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki świadectw pochodzenia, albo
2) uiszczenia opłaty zastępczej.

3) Dz. U. Nr 267, poz. 2656.

Sposób obliczenia wysokości opłaty zastępczej został określony wprost w ustawie. Opłata ta jest obliczana według wzoru:

$$O_z = O_{zj} \times (E_o - E_u)$$

gdzie:

$O_z$ – opłata w danym roku,

$O_{zj}$ – jednostkowa opłata zastępcza (za 2005 r. – 240 zł/MWh),

$E_o$ – ilość energii wynikająca z obowiązkowego zakupu ŚP w danym roku,

$E_u$ – ilość energii wynikająca z rzeczywiście zakupionych ŚP w danym roku.

Jednostkowa opłata zastępcza podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z roku kalendarzowego poprzedzającego rok, dla którego oblicza się opłatę zastępczą, określonym w komunikacie Prezesa GUS w Monitorze Polskim[4], a ogłaszana jest przez Prezesa URE w Biuletynie URE w terminie do dnia 31 marca każdego roku.

Wprowadzony od 1 października 2005 r. system przewiduje bardzo istotną zmianę podejścia do omawianego obowiązku, nastąpiło tu bowiem wyraźne rozdzielenie towaru – energii elektrycznej i systemu „znakowania" energii będącego jednocześnie źródłem dodatkowego dochodu dla wytwórców energii odnawialnej w postaci świadectw pochodzenia. Różnie zostały także określone podmioty zobowiązane do zakupu towaru i uzyskania w celu przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia. Do zakupu towaru czyli energii elektrycznej, od wytwórców przyłączonych do sieci znajdujących się obszarze jego działania, został zobowiązany docelowo sprzedawca z urzędu (obecnie, na podstawie przepisów przejściowych – spółka dystrybucyjna). Przy czym podmiot ten został zobowiązany do zakupu jedynie energii elektrycznej oferowanej przez wytwórcę energii w źródle odnawialnym. Jest to zapis bardzo istotny zarówno dla samego wytwórcy, który nie jest zobligowany do oferowania energii po z góry ustalonej cenie – to jest po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym – jedynie sprzedawcy z urzędu, jak i dla sprzedawcy z urzędu w kontekście ewentualnego zarzutu niewypełnienia obowiązku zakupu, ponieważ zobowiązanie to dotyczy jedynie całej oferowanej energii. Należy bowiem pamiętać, że w celu „zachęcenia" podmiotów zobowiązanych do realizacji tego obowiązku został w ustawie przywidziany odpowiedni system kar pieniężnych. Poziom wymierzanej kary, jest bezpośrednio powiązany z ilością niezakupionej energii, ze względu na to, że kara ta jest obliczana według wzoru:

$$K_{oz} = C_c \times (E_{oo} - E_{oz})$$

gdzie:

$K_{oz}$ – minimalna wysokość kary pieniężnej,

$C_c$ – średnia cena sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym, wyrażona w zł/MW,

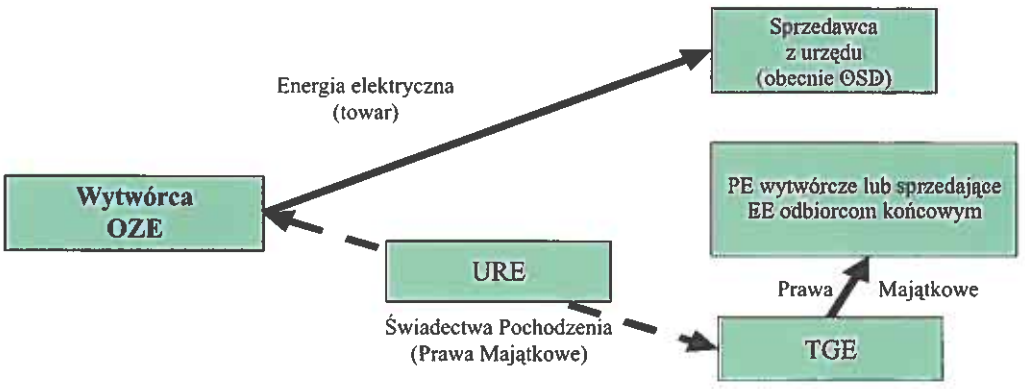
$E_{oo}$ – ilość oferowanej do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w OZE, wyrażona w MW,

$E_{oz}$ – ilość zakupionej energii elektrycznej wytworzonej w OZE w danym roku, wyrażona w MW.

Obecnie obrót energią elektryczną i świadectwami umożliwiającymi udokumentowanie wywiązania się z nałożonego przez prawo obowiązku stają się zupełnie niezależne. Jest to rozwiązanie znacznie upraszczające zarówno możliwość wywiązania się z tego obowiązku przez podmioty zobowiązane, jak i rozliczanie tego obowiązku przez Prezesa URE. Wynika to z faktu, że konieczność dysponowania towarem, w tym np. jego przesyłanie, dokonywanie skomplikowanych transakcji wymiany energii „zielonej" na tzw. energię „czarną", przestaje determinować wypełnienie tego obowiązku. Podmiot zobowiązany musi bowiem albo zakupić odpowiednią ilość świadectw pochodzenia albo uiścić opłatę zastępczą i przedstawić odpowiednie dokumenty przy kontroli wypełnienia obowiązku (rysunek 1).

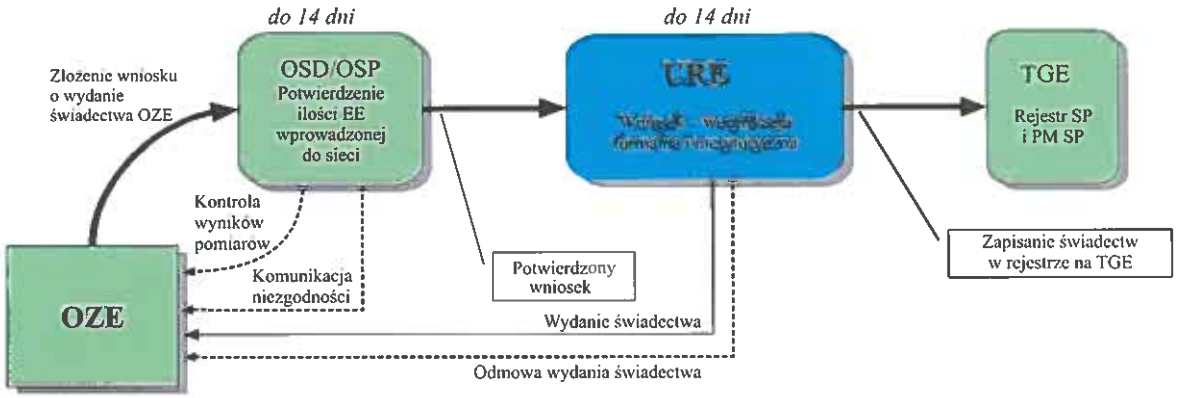
Modyfikacja systemu realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych, na system uzyskiwania i przestawiania do umorzenia

*Rysunek 1. System realizacji obowiązków zakupu energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych oraz wydawania świadectw pochodzenia*




4) Rozwiązanie to wchodzi w życie od dnia 1 stycznia 2007 r.

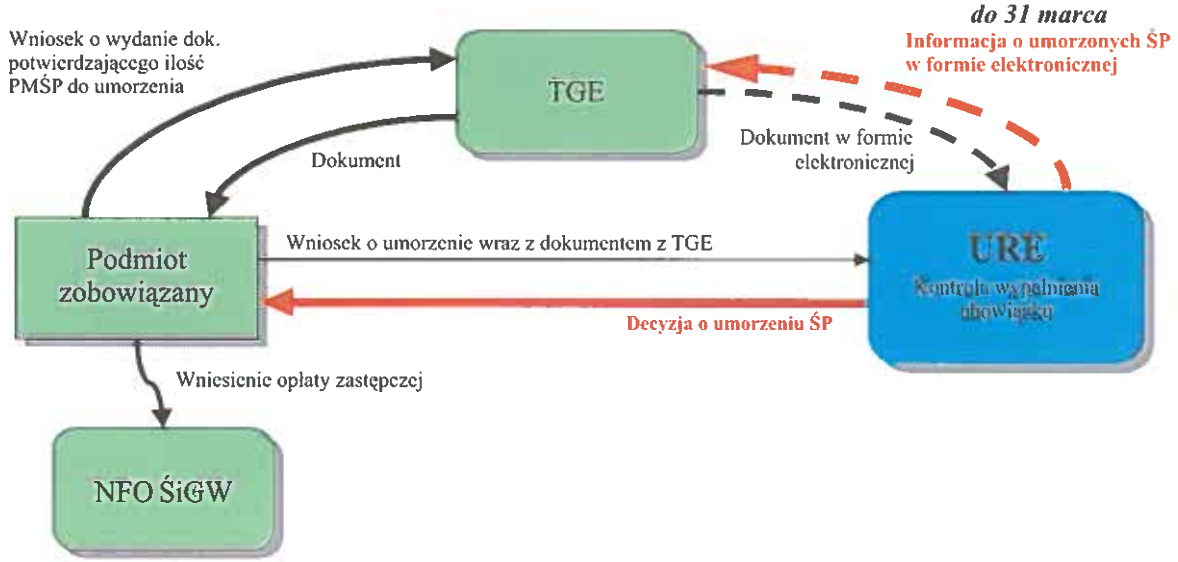
*Rysunek 2. System wydawania świadectw pochodzenia i rejestracji praw majątkowych*




świadectw pochodzenia, została immanentnie powiązania z systemem kreowania samych świadectw pochodzenia jak i wynikających z nich praw majątkowych. Zgodnie z nowymi uregulowaniami prawnymi wytwórca energii w źródle odnawialnym zwraca się do Prezesa URE, za pośrednictwem właściwego operatora systemu, z wnioskiem o wystawienie świadectwa pochodzenia. Prezes URE po analizie złożonego wniosku (jeśli nie wymaga on uzupełnienia i nie budzi innych wątpliwości) wydaje stosowne świadectwo pochodzenia, przy czym stosuje się tu tryb administracyjny jak do wydawania zaświadczeń. Po wydaniu takiego świadectwa pochodzenia w formie papierowej, Prezes URE przesyła na TGE informację o wydanych świadectwach pochodzenia. Informacją ta jest umieszczana w odpowiednim rejestrze zwanym rejestrem świadectw pochodzenia i na tej podstawie generowane są prawa majątkowe wynikające z wydanych świadectw pochodzenia. Prawa te przysługują osobie będącej posiadaczem danego konta w rejestrze świadectw pochodzenia. Prawa majątkowe wynikające ze świadectwa pochodzenia są zbywalne i stanowią towar giełdowy. Przeniesienie praw majątkowych wynikających ze świadectwa pochodzenia następuje z chwilą dokonania odpowiedniego zapisu w rejestrze świadectw pochodzenia (rysunek 2).

Podmiot zobowiązany, który chce zwrócić się do Prezesa URE z wnioskiem o umorzenie świadectw pochodzenia musi najpierw zwrócić się na TGE z wnioskiem o wydanie dokumentu potwierdzającego posiadanie określonej ilości praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia. Jeżeli podmiot ten posiada konto w rejestrze świadectw pochodzenia i ma na nim zapisaną żądaną ilość praw majątkowych, TGE wystawia odpowiednie zaświadczenie. Jednocześnie z wystawianiem dokumentu dla zainteresowanego podmiotu, TGE przekazuje w formie elektronicznej informację o fakcie wystawienia takiego dokumentu do URE. Dopiero po otrzymaniu tego dokumentu podmiot zobowiązany może zwrócić się do Prezesa URE z wnioskiem o umorzenie w całości lub w części świadectwa pochodzenia, z którego wynikają wskazane w zaświadczeniu TGE prawa

*Rysunek 3. System umarzania świadectw pochodzenia*



majątkowe. Jeżeli podmiot zobowiązany nie posiada odpowiedniej ilości praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia powinien uiścić opłatę zastępczą (rysunek 3).

Wszystkie świadectwa, które zostaną umorzone do dnia 31 marca 2006 r., mogą być uwzględnione przy rozliczaniu obowiązku zakupu (wytworzenia) energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnego źródła energii lub nabycia i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia w roku 2005.

### Przepisy a praktyka

Przedstawione powyżej rozwiązania prawne wyraźnie wskazują, że okres przejściowy, z jakim mieliśmy do czynienia w 2005 r., będzie stanowił pewne wyzwanie zarówno dla podmiotów zobowiązanych jak i dla Regulatora. Ilość i skomplikowanie regulacji prawnych oraz różnorodność sytuacji poszczególnych podmiotów pozwala na stwierdzenie, że dokonywane rozliczenie będzie miało charakter wielopłaszczyznowy także w zależności od podmiotu „rozliczanego" z omawianego obowiązku. Rozliczenie to uzależnione jest nie tylko od tego, czy podmiot kupował energię bezpośrednio od wytwórcy czy pośrednika (od 1 stycznia do 30 września 2005 r.) oraz czy nabywa prawa majątkowe na TGE, ale także czy był jedynie odbiorcą taryfowym odsprzedającym energię innym odbiorcom końcowym, który pośrednio partycypował w kosztach energii odnawianej, mimo że nie dysponuje świadectwami pochodzenia. To ostatnie uwarunkowanie dotyczy przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej, które są w części odbiorcami końcowymi, a w części przedsiębiorstwami dystrybucyjnymi i w tej części są podmiotami zobowiązanymi do wypełnienia obowiązków, o których stanowi art. 9a ustawy.

Rozliczenie obowiązku zakupu w praktyce przebiega przez kilka etapów. Pierwszym z nich jest ustalenie podmiotów, które podlegają zakresowi takiego obowiązku, a zatem wszystkich przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem dokonujących sprzedaży na rzecz odbiorcy końcowego.

Po ustaleniu wszystkich podmiotów zobowiązanych, konieczne będzie wyróżnienie podmiotów, które kupowały energię elektryczną także w celu dalszej odsprzedaży (odbiorcom końcowym) po cenach taryfowych, ponieważ podmioty te wypełniły obowiązek zakupu w tej części, w jakiej nabywana przez nich energią była obciążona kosztami związanymi z zakupem energii odnawialnej w zatwierdzonej taryfie. Jest to przy tym rozwiązanie przejściowe i zafunkcjonuje po raz ostatni przy rozliczaniu obowiązku za rok 2005. Przy rozliczaniu obowiązku za rok 2006, problem konieczności zaliczania częściowego pośredniego wypełnienia obowiązku przestanie funkcjonować, ponieważ zgodnie z założeniami do taryf na ten rok spółki dystrybucyjne zostały zobowiązane do opracowania dwóch różnych zestawów cen:

1) zawierających obciążenia związane z koniecznością posiadania odpowiedniego wolumenu energii odnawialnej i pochodzącej ze skojarzenia, oraz
2) tzw. „czystej energii czarnej" takich obciążeń nie zawierającej, którą będą mogły nabywać pomioty odsprzedające energię elektryczną swoim odbiorcom końcowym (zasadniczo tzw. przemysłówki).

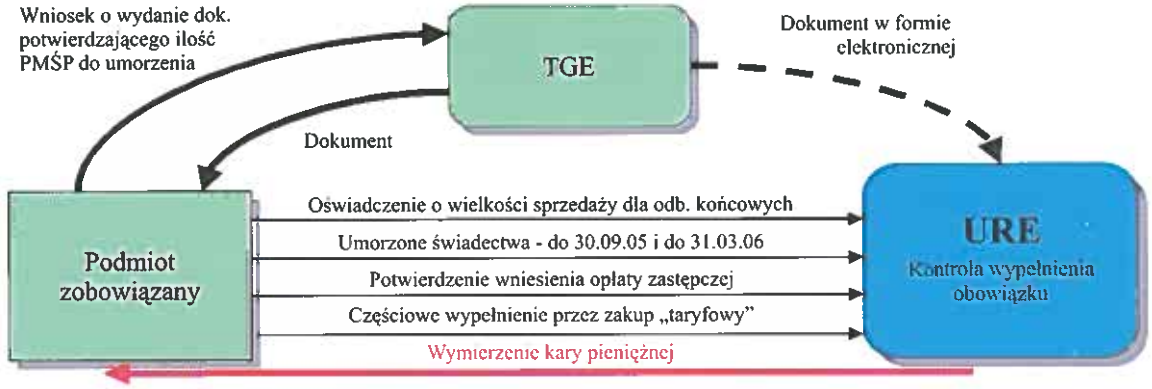
Sprzedaż energii przedsiębiorstwom energetyki przemysłowej będzie rozliczana na podstawie jednego bądź drugiego zestawu cen w proporcji wynikającej z oświadczenia przedsiębiorstwa o tym, jaka część kupowanej energii zużywana będzie na własne potrzeby a jaka na odsprzedaż. Tym samym od 2006 r. każdy podmiot sprzedający energię elektryczną na rzecz odbiorców końcowych będzie musiał samodzielnie nabyć odpowiednią ilość praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia lub uiścić stosowną opłatę zastępczą w celu wypełnienia omawianego obowiązku. W tym zakresie należy wskazać, że system zostanie uporządkowany i w całości dostosowany do nowych regulacji prawnych.

Jednakże przy badaniu realizacji obowiązku za 2005 r. przedsiębiorstwa zobowiązane mogą korzystać aż z czterech różnych instrumentów pozwalających na udokumentowanie zakresu jego wypełnienia. Po pierwsze, mogą przedstawić świadectwa pochodzenia, które zostały umorzone do 30 września 2005 r. na zasadach funkcjonujących od 1 stycznia 2005 r. do 30 września 2005 r., a biorąc pod uwagę, że w tym okresie zostało umorzone 2 728 świadectw o wolumenie energii 1 983 044,271 MWh będzie to znaczący element wypełnienia obowiązku. Po drugie, mogą przedstawić umorzone do dnia 31 marca 2006 r. świadectwa pochodzenia na nowych zasadach, a więc po uzyskaniu odpowiedniego zaświadczenia z TGE. Po trzecie, mogą przedstawić dokument potwierdzający wniesienie opłaty zastępczej w wypadku, gdy nie posiadają odpowiedniej ilości umorznych świadectw pochodzenia. Wreszcie po czwarte, część przedsiębiorstw tzw. przemysłówek będzie mogła w 2005 r. (po raz ostatni) zaliczyć do wypełnienia obowiązku tę część energii, której koszty poniosły kupując energię według zatwierdzonych taryf, z koniecznością uzupełnienia tej ilości do wymaganego w 2005 r. poziomu 3,1% bądź poprzez zakup świadectw pochodzenia, bądź poprzez uiszczenie opłaty zastępczej.

Kolejnym etapem rozliczenia wskazanego w art. 9a ust. 1 ustawy obowiązku będzie ustalenie, czy podmioty zobowiązane prawidłowo obliczyły stosunek ilości posiadanych świadectw pochodzenia lub wniesionej opłaty zastępczej w odniesieniu do ilości energii sprzedanej odbiorcom końcowym.

Ostatnim etapem będzie wymierzenie tym podmiotom, które z nałożonego na nie obowiązku się nie wywiązały, odpowiednio obliczonej kary pieniężnej, przy czym ustawa określa obecnie zarówno minimalny jak i maksymalny poziom tej kary. Zgodnie bowiem z art. 56 ust. 1 pkt 1a ustawy każe pieniężnej podlega każdy, kto nie przestrzega obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia lub nie uiszcza opłaty zastępczej, o których stanowi art. 9a ust. 1 ustawy.

*Rysunek 4. System rozliczeń obowiązku w 2005 r.*




Minimalny poziom tej kary jest obliczany według wzoru:

$$K = 1{,}3 \times (O_z - O_{zz})$$

gdzie:

K – kara w danym roku,

$O_z$ – Opłata zastępcza do zapłacenia w danym roku,

$O_{zz}$ – Opłata zastępcza zapłacona w danym roku.

Natomiast górną granicę kary stanowi 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara jest związana z działalnością koncesjonowaną – 15% przychodu z działalności koncesjonowanej. Ponadto, niezależnie od kary nałożonej na przedsiębiorstwo, Prezes URE może nałożyć karę również na kierownika przedsiębiorstwa energetycznego w kwocie nie wyższej niż 300% jego miesięcznego wynagrodzenia.

## Podsumowanie

Rozliczenie obowiązku, o którym stanowi art. 9a ust. 1 ustawy za 2005 r., będzie jak widać z przestawionych powyżej regulacji prawnych zadaniem złożonym i wymagającym operowania na bardzo zróżnicowanych regulacjach prawnych. Wymagać będzie także uwzględnienia funkcjonujących rozwiązań okresu przejściowego oraz korzystania z wykładni celowościowej niektórych przepisów (choćby w odniesieniu do rozliczenia przemysłówek). Uświadomienie bowiem sobie celu w jakim przepisy te były ustanawiane, a więc obciążenia kosztami energii odnawialnej, na jednakowym poziomie, wszystkich odbiorców końcowych, może rozwiać wątpliwości występujące przy samej tylko słownej analizie przepisów prawnych. Zakres i różnorodność obowiązujących w 2005 r. uregulowań prawnych powoduje, że koniecznym stało się uporządkowanie kwestii związanych z rozliczeniem obowiązku. Należy jednak zauważyć, że przepisy zmierzają w kierunku znacznego uproszczenia i ułatwienia realizacji tego obowiązku jak i ułatwienia jego rozliczenia. Jest to zatem pożądany kierunek zmian. Istotnym, z punku widzenia wprowadzanych zmian jest także to, że w okresie przejściowym podmiot zobowiązany dysponuje bardzo szerokim instrumentarium możliwości wypełnienia nałożonego na niego obowiązku. Można zatem wyrazić nadzieję, że przy rozliczaniu obowiązku za rok 2005, mimo całej różnorodności i skomplikowania funkcjonujących rozwiązań prawnych, nie będzie zachodziła konieczność wymierzania kar pieniężnych.

*Autor pełni obowiązki dyrektora Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych URE*

# DZIAŁALNOŚĆ KOMISJI KWALIFIKACYJNYCH W ŚWIETLE NOWELIZACJI PRAWA ENERGETYCZNEGO I ROZPORZĄDZENIA MINISTRA GOSPODARKI I PRACY

Marek Krawczyński

Zagadnienie potwierdzania posiadania dodatkowych kwalifikacji wymaganych od osób zajmujących się dozorem i eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci energetycznych jest przedmiotem kolejnych zmian w ustawie – Prawo energetyczne [9]. Najbardziej bulwersująca do niedawna sprawa, jaką był brak ustawowego zapisu o terminie ważności Świadectw Kwalifikacyjnych (wydawanych od 21 czerwca 2003 r.), znalazła wreszcie pozytywne rozwiązanie w kolejnej nowelizacji ustawy tj. w ustawie z dnia 4 marca 2005 r. *o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska* [12] i noweli rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 20 lipca 2005 r. *zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci* (Dz. U. z 2005 r. Nr 141, poz. 1189). Jednak zmiana rozporządzenia wykonawczego uwzględniała tylko nowe zapisy ustawowe. Nie mniej do prawidłowej (nie budzącej jakichkolwiek wątpliwości i zastrzeżeń) działalności komisji kwalifikacyjnych pożądane byłoby prawne (ustawa, rozporządzenie) rozstrzygnięcie kilku problemów, zgłaszanych przez zainteresowane środowiska na licznych sympozjach i konferencjach. Należą do nich m.in.: ustalenie zakresu kwalifikacji jakimi powinni legitymować się członkowie komisji (świadectwa „D" i/lub „E"), wysokości opłat egzaminacyjnych oraz dopuszczenie do dokonywania na świadectwach kwalifikacyjnych zapisów uzupełniających (ograniczeń górnych wartości parametrów dla poszczególnych urządzeń, instalacji i sieci).

## Nowe regulacje prawne a działalność komisji

Dodatkowe wymagania kwalifikacyjne osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci energetycznych mają już wieloletnią historię. W latach poprzedzających wejście w życie ustawy – Prawo energetyczne (dalej zwaną u – PE), regulowało je Zarządzenie Ministra Przemysłu z dnia 15 marca 1989 r. Określało ono **dodatkowe** (oprócz wymagań wynikających z taryfikatorów kwalifikacyjnych) **wymagania** stawiane przed osobami zatrudnionymi na stanowiskach: kierownictwa, dozoru i eksploatacji, według wykazu stanowisk pracy ustalanych przez pracodawców.

U – PE wprowadziła też obowiązek potwierdzania odpowiednich kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją określonych urządzeń, instalacji i sieci energetycznych. Zapis zamieszczony w **art. 54 ust. 1** u – PE stwierdza, że osoby zajmujące się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji, określonych w przepisach przez Ministra właściwego do spraw gospodarki, obowiązane są posiadać kwalifikacje potwierdzone świadectwem wydanym przez komisje kwalifikacyjne. Należy również zwrócić uwagę na **ustęp 2** tego artykułu, który wprowadza ***zakaz zatrudniania przy samodzielnej eksploatacji*** urządzeń, instalacji i sieci energetycznych osób bez dodatkowo potwierdzonych kwalifikacji.

Na postawie delegacji ustawowej, zawartej w art. 54 ust. 6 u – PE [9, 10, 11, 12], Minister Gospodarki wydał rozporządzenie z dnia 16 marca 1998 r. *w sprawie wymagań kwalifikacyjnych dla osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci (...) oraz za sprawdzenie tych kwalifikacji* [6] (dwukrotnie nowelizowane), a następnie Minister Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej wydał rozporządzenie z dnia 28 kwietnia 2003 r. *w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci*, które weszło w życie w dniu 21 czerwca 2003 r. [7].

To rozporządzenie wykazywało szereg braków i niedociągnięć m.in. nie zawierało przepisu ustalającego okres ważności świadectw kwalifikacyjnych. W rozporządzeniu brak było również zapisów odnośnie ponownego kierowania na egzamin osób w razie stwierdzenia, że prowadzona przez te osoby eksploatacja jest niezgodnie z przepisami.

Aktualnie przywrócona okresowość poddawania się egzaminom kwalifikacyjnym jest w pełni uzasadniona m.in. potrzebą nadążania za bardzo szybkim rozwojem techniki i technologii oraz związanymi z nimi zmianami przepisów, norm oraz warunków technicznych, które nie omijają również sektora energetyki. 5-letnia ważność świadectw jest szczególnie istotna wobec faktu braku w przepisach prawnych jakichkolwiek wymagań, stawianych przed osobami poddającymi się postępowaniom egzaminacyjnym, w zakresie przygotowania zawodowego, koniecznego stażu pracy itd.

## Rezultaty nowelizacji prawnych

W ustawie z dnia 4 marca 2005 r. *o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska* [12] wprowadzono rozszerzające zapisy dotychczas obowiązujących niektórych artykułów u – PE.

Dotyczy to m.in. art. 54, gdzie po ust. 1 dodano ust. **1a** i **1b** w brzmieniu:

„**1a.** Sprawdzenie spełnienia wymagań kwalifikacyjnych powtarza się co pięć lat.

**1b.** W razie stwierdzenia, że eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci jest prowadzona niezgodnie z obowiązującymi przepisami, na wniosek pracodawcy, inspektora pracy, Prezesa URE lub innego organu właściwego w sprawach regulacji gospodarki paliwami i energią, o których mowa w art. 21a, sprawdzenie spełnienia wymagań kwalifikacyjnych należy powtórzyć przed upływem pięciu lat.".

Aktualizacji uległ zapis **ustępu 3**, bowiem po ust. 3a dodano **ust. 3b** w brzmieniu:

„**3b.** Organ uprawniony do powoływania komisji kwalifikacyjnych może **odwołać komisję** kwalifikacyjną, na wniosek jednostki organizacyjnej, przy której ją powołano, w przypadku:
1) rezygnacji jednostki organizacyjnej, przy której powołano komisję kwalifikacyjną, z dalszego prowadzenia tej komisji;
2) odwołania części członków komisji kwalifikacyjnej, uniemożliwiającego dalsze wykonywanie zadań przez tę komisję.".

W przepisach przejściowych omawianej ustawy zamieszczono **art. 16**, w brzmieniu:

**„Świadectwa kwalifikacyjne, o których mowa w art. 54 ustawy wymienionej w art. 1, wydane bezterminowo na podstawie dotychczasowych przepisów, zachowują moc przez okres 5 lat, od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.".**

Uzupełnienie art. 54 u – PE (patrz ust. 1a), przywraca obowiązek okresowego, co pięć lat, sprawdzania posiadanych kwalifikacji przez osoby obsługujące urządzenia, instalacje i sieci energetyczne, zniesiony z dniem 20 czerwca 2003 r., w związku z wydaniem nowego rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 28 kwietnia 2003 r. [7].

Należy zwrócić uwagę, że poprzednio obowiązujące regulacje prawne stworzyły sytuację, kiedy w skali kraju w ciągu najbliższych lat (licząc od 21 czerwca 2003 r.) będą istniały dwie kategorie osób legitymujących się równoprawnymi dokumentami o określonym i nie określonym terminie ważności świadectw. Natomiast przywrócenie terminowej ważności świadectw kwalifikacyjnych, doprowadzi do równoprawnej sytuacji wszystkich dotychczasowych posiadaczy świadectw kwalifikacyjnych.

Uregulowano również sytuację osób prowadzących niezgodnie z obowiązującymi przepisami eksploatację urządzeń, instalacji i sieci (mimo posiadania świadectw kwalifikacyjnych). Osoby te powinny być ponownie kierowane na egzamin (patrz art. 54 ust. 1b). Rozszerzającej interpretacji wymaga jednak sprawa ważności (do kiedy?) ich uprawnień po ponownie złożonym, z wynikiem pozytywnym, egzaminie kwalifikacyjnym.

Wprowadzenie pozostałych przepisów zlikwiduje dotychczasowy brak możliwości odwołania całej komisji egzaminacyjnej, nawet na wniosek jednostki organizacyjnej, przy której uprzednio komisja została powołana, co w dotychczasowej praktyce stwarza określone trudności nie tylko wnioskodawcom o powołanie komisji ale również organom powołującym komisję.

## Propozycje na przyszłość

Kolejne uwagi dotyczą propozycji wprowadzenia zmian w załącznikach do omawianego rozporządzenia, które nadadzą pracom komisji kwalifikacyjnych bardziej transparentny charakter.

W Załączniku nr 1 do rozporządzenia [7], w porównaniu z poprzednio obowiązującym [6], ujednolicono nazwy grup i wartości mocy niektórych urządzeń, zapewniono spójność nazewnictwa z innymi rozporządzeniami Ministra Gospodarki i Pracy. Stwierdzona czysto redakcyjna pomyłka w **Grupie 3** punkty **4** i **5** tego Załącznika, została skorygowana Obwieszczeniem Prezesa Rady Ministrów z dnia 2 lipca 2003 r., o sprostowaniu błędów (Dz. U. 2003 r. Nr 129, poz. 1184 [3]). Należy jednak stwierdzić, że przy sprostowaniu błędów **nie zadbano** o zachowanie spójności z poprzednio obowiązującymi zapisami (*Pkt 4* – sieci gazowe przesyłowe ...; *Pkt 5* – sieci gazowe rozdzielcze, a obecnie jest **Pkt 4** – sieci gazowe **rozdzielcze**...; **Pkt 5** sieci gazowe **przesyłowe**), co w końcowym rezultacie spowodowało i powoduje określone trudności szczególnie komisjom (i organom kontrolnym). Szczególnie dotyczy to komisji, które miały w zakresie przyznanych im uprawnień, prowadzenie postępowań egzaminacyjnych w zakresie tylko jednego z rodzajów sieci gazowych (albo tylko przesyłowe albo tylko rozdzielcze). Wydaje się celowym przywrócenie pierwotnie obowiązującej wersji i kolejności pkt 4 i 5, przy uwzględnieniu właściwych (obowiązujących) parametrów ciśnienia.

Sprostowania wymaga szereg nieścisłości i błędów istniejących w rozporządzeniu [7, 8], a sygnalizowanych od dłuższego czasu przez zainteresowanych. I tak:

1) w § 4 pkt 1 powinien otrzymać brzmienie:
„1) urządzenia elektryczne o napięciu nie wyższym niż 1 kV i mocy znamionowej nie wyższej niż 50 kW, jeżeli w dokumentacji urządzenia określono zasady jego obsługi,";
2) w § 12 w ust. 2 powinno skreślić się pkt 7;

2) w Załączniku nr 1 w Grupie 2 pkt 7 powinno nadać się brzmienie:
„7) sprężarki o mocy powyżej 50 kW".

Nowe brzmienie pkt 1 w § 4 jest podyktowane istniejącą luką, w zakresie mocy zespołów prądotwórczych, która istnieje w przypadku zespołów o mocach od 20 kW do 50 kW.

Skreślenie punktu 7 (w § 12 ust. 2), wynika z pisma Rzecznika Praw Obywatelskich do Departamentu Bezpieczeństwa Energetycznego MGiP, który zakwestionował zasadność umieszczania przepisu w rozporządzeniu, gdyż jest to przepis, który powinien wynikać wprost z przepisów ustawowych [4], a ustawa zmieniająca z 4 marca 2005 r. takiego zapisu nie zawiera [12].

Z praktycznego punktu widzenia konieczne jest dokonanie korekt w omawianym rozporządzeniu Ministerstwa, związanych z budzącą wiele kontrowersji wśród zainteresowanych, sprawą opłat egzaminacyjnych oraz w załącznikach do rozporządzenia [7].

Jak wykazuje dotychczasowa praktyka, Komisje kwalifikacyjne w zależności od sposobu sformułowania Wniosku o sprawdzenie posiadanych kwalifikacji (patrz § 7 ust. 1 i 2 w [7]), pobierają różne opłaty, ale zawsze w wysokości **10%** minimalnego wynagrodzenia za pracę pracowników (zgodnie z § 14 ust. 2 rozporządzenia [7]). Aktualnie jest to kwota **84,90** PLN. W tym miejscu należy wspomnieć o licznych przypadkach, kiedy w tej wysokości pobierana jest opłata za egzamin, którego tematyka obejmuje tylko jedną grupę uprawnień (Grupa 1, Grupa 2 lub Grupa 3 – wg Załącznika nr 1 rozporządzenia [7]) i jedną kategorię świadectw („D" lub „E"). Nie odosobnione są jednak przypadki, kiedy Zainteresowanym oferuje się przeprowadzenie egzaminu (6 wniosków), za którego opłata wynosi **509,40** PLN – za wszystkie 3 grupy i dla obu kategorii świadectw („D" i „E"). Nasuwa się logiczny wniosek, że chcąc ujednolicić wysokość opłat w skali kraju, doprecyzowania wymaga odpowiedni zapis rozporządzenia (§ 14), tak aby uniemożliwić dowolność w ustalaniu wysokości opłat egzaminacyjnych [3, 4].

W Załączniku nr 1 do [7], poszczególne rodzaje urządzeń, instalacji i sieci mają wprowadzone ograniczenia parametrów „od dołu", co nie w pełni odpowiada wymogom praktyki, dla której **bardzo przydatne byłoby dopuszczenie** (a co jest praktykowane przez liczne komisje, a nie zawsze znajduje pozytywną opinię specjalistów-prawników) **wpisywania** na świadectwach górnych wartości odpowiednich parametrów. Uszczegółowienia wymaga też treść **Pkt 5 w Grupie 2** tego załącznika („... **i gazów technicznych;**"). Niezbędne minimum to chociaż podanie parametrów tych czynników, o ile tylko celowe jest utrzymanie tego przepisu.

W rozporządzeniu [8] zmieniono zapis objaśniający, zamieszczony na Wzorze Świadectwa kwalifikacyjnego (patrz Załącznik do rozporządzenia) o treści: *„(wyszczególnić rodzaje urządzeń, instalacji i sieci **zgodnie z protokołem z egzaminu i wykazem według załącznika nr 1 do rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Socjalnej z dnia 28 kwietnia 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania kwalifikacji ..., instalacji i sieci**"*. Taki zapis zabezpiecza czytelność świadectwa, a jego wystawców obliguje do przestrzegania treści odnośnika, zamieszczonego na wzorze „Świadectwo Kwalifikacyjne Nr ... (patrz Załącznik do rozporządzenia) – *„*/ **Wpisać właściwy** wariant"* [8]. Te informacje w pełni zapewniają czytelność świadectwa i eliminują konieczność dokonywania jakichkolwiek korekt (skreśleń, uzupełnień itp.).

Pożądaną innowacją byłoby wprowadzenie dalszych zmian we wzorze „Świadectwa Kwalifikacyjnego", mających na celu zunifikowanie świadectw (wymiary, liczba stron, kolor, itp.), wydawanych przez różne komisje kwalifikacyjne. Doskonałą ilustracją tego postulatu można znaleźć w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 2 kwietnia 2003 r. *w sprawie wymagań w zakresie efektywności energetycznej* (Dz. U. z 2003 r. Nr 79, poz. 714), gdzie we wzorach etykiet wprowadzono ww. parametry blankietów, włącznie z kolorystyką.

## Komisja kwalifikacyjna, zespoły egzaminacyjne – zadania i uprawnienia

Wobec bardzo ogólnych zapisów rozporządzeń [7, 8], w celu zapewnienia prawidłowej działalności powoływanych przez siebie komisji kwalifikacyjnych, Prezes URE opublikował *„Informację o powoływaniu przez Prezesa URE komisji kwalifikacyjnych ds. stwierdzania wymagań kwalifikacyjnych osób zajmujących się eksploatacją i dozorem urządzeń, instalacji i sieci energetycznych"* [1], która stanowi swego rodzaju instrukcję – przewodnik, zarówno dla wnioskodawców o powołanie komisji jak i dla komisji już działających, a która podlega aktualnie korektom i w najbliższym czasie będzie opublikowana na stronie internetowej URE: www.ure.gov.pl.

Rozporządzenia nie określają liczebności składu osobowego komisji (patrz § 8 ust. 2 w [6]), wymieniając jedynie funkcje w komisji (jak dotychczas). Jest to subdelegacja dla organów powołujących, które same ustalą zarówno właściwą liczbę członków komisji jak i kryteria, jakie powinni oni spełniać (wykształcenie, staż pracy itd.) [1, 3].

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki powołując komisje kwalifikacyjne **na okres 5 lat**, ustalił minimalną liczbę członków komisji (8 osób) i kryteria, którym powinni odpowiadać kandydaci na członków komisji. Według [1], w skład komisji wchodzą:

1) przewodniczący i zastępca przewodniczącego, posiadający wykształcenie wyższe, odpowiadające specjalności osób egzaminowanych, i co najmniej dziesięcioletni staż pracy przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci energetycznych;
2) co najmniej pięciu członków posiadających wykształcenie wyższe, odpowiadające specjalności osób egzaminowanych i co najmniej dziesięcioletni staż pracy przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci energetycznych;
3) co najwyżej trzech członków (nie obligatoryjnie); o specjalności Inżynieria Bezpieczeństwa (wykształcenie wyższe) i/lub o specjalności BHP i/lub Ppoż z wykształceniem technicznym średnim, odpowiadającym specjalności osób egzaminowanych i co najmniej dziesięcioletnim stażem pracy przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci energetycznych;
4) sekretarz komisji, który w przypadku spełniania wymagań, o których mowa w pkt 1, 2 lub 3 może równocześnie pełnić funkcję członka.

Należy wyjaśnić, że zamieszczonego w pkt 2 zapisu nie należy traktować jako zwalniającego pozostałych (powyżej pięciu) kandydatów na członków komisji, z posiadania wykształcenia wyższego, odpowiadającego specjalności osób egzaminowanych. Zapis ten ma na celu określenie **minimalnej** liczby członków komisji na poziomie **8 osób** (8 = 2 + 5 + 0 + 1).

Komisja kwalifikacyjna przeprowadza egzaminy na stwierdzenie kwalifikacji w zespołach, złożonych **co najmniej z trzech osób**. Przewodniczącym zespołu egzaminacyjnego może być przewodniczący komisji kwalifikacyjnej, jego zastępca lub inny członek komisji, wyznaczony przez przewodniczącego komisji i spełniający wymagania analogiczne do wymagań stawianych przed przewodniczącym lub jego zastępcą.

W przypadku gdy osoby, wymienione w pkt 3, nie będą legitymowały się posiadaniem Świadectw kwalifikacyjnych (co może świadczyć również o tym, że Wnioskodawca o powołanie tych osób do składu komisji kierował się względami poza merytorycznymi), mogą One stanowić czwartą (lub dalszą) osobę w zespole egzaminacyjnym (bez głosu rozstrzygającego – patrz § 8 ust. 6 w [7]). Ich obecność i uczestnictwo w trakcie postępowań egzaminacyjnych ma na celu zapewnienie należytej rangi zagadnieniom szeroko rozumianych zasad i wymagań bezpieczeństwa pracy, ochrony życia, zdrowia, środowiska i mienia.

Zakresy uprawnień dla całej komisji kwalifikacyjnej, do stwierdzania kwalifikacji wymaganych na stanowiskach pracy związanych z dozorem oraz eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci energetycznych (a wymienionych w odpowiednich grupach i punktach Załącznika nr 1 do rozporządzenia [7]), przyznane jej w akcie powołania są ustalane na podstawie indywidualnych uprawnień kwalifikacyjnych członków komisji, tak aby zapewnić komisji możliwość utworzenia (**minimum 3 osobowych**) zespołów egzaminacyjnych, których członkowie reprezentują specjalności odpowiadające specjalnościom osób egzaminowanych (patrz § 8 ust. 3 w [6]).

## Kategoria „dozór" i/lub kategoria „eksploatacja"

Od czasu wejścia w życie *„Informacji o powoływaniu przez Prezesa URE komisji kwalifikacyjnych ..."* [1], zapisy dotyczące kategorii świadectw wymaganych od kandydatów na członków komisji są przedmiotem wymiany korespondencji nie tylko między URE a Zarządami Głównymi stowarzyszeń naukowo-technicznych, ale są również tematem dyskusji i polemik wśród członków komisji kwalifikacyjnych. Ich tematyka toczy się wokół konstatacji *„o wyższości świadectw kategorii D nad E"* oraz fragmentu sformułowania zapisu art. 54 ust. 2 u – PE *„2. Zabrania się zatrudniania przy **samodzielnej eksploatacji** sieci oraz urządzeń i instalacji określonych w przepisach ..., osób bez kwalifikacji, o których mowa w ust 1."*.

Zarówno u – PE jak i rozporządzenia wykonawcze nie podają definicji ani określenia, co należy rozumieć przez samodzielną eksploatację na stanowiskach dozoru i eksploatacji. Wydaje się jednak, że obowiązujące akty prawne w tym zakresie są czytelne, jasne i nie powinny budzić wątpliwości. Przytoczona niżej interpretacja wynika z zapisów § 5 ust. 1 rozporządzenia [7]. Kwalifikacje eksploatacji muszą posiadać osoby WYKONUJĄCE PRACE w zakresie obsługi, konserwacji, remontów, montażu i kontrolno-pomiarowym. Należy przez to rozumieć, że są to osoby bezpośrednio wykonujące czynności eksploatacyjne niezależnie od rodzaju i poziomu wykształcenia. Kwalifikacje te musi posiadać osoba zarówno z tytułem np. dr, mgr inż., jak i z wykształceniem średnim zawodowym, czy też w skrajnych przypadkach nawet podstawowym jak np. operator kotła, pracownik odżużlania itp. Mówiąc ogólnie, tymi kwalifikacjami muszą się wykazywać wszystkie osoby zatrudnione na stanowiskach, na których wykonywana jest praca nazywana „fizyczną". Jednocześnie osoby te zobligowane są do zachowania zasad bezpieczeństwa i higieny pracy przy urządzeniach i instalacjach energetycznych [5]. W § 15 tego dokumentu wyspecyfikowane są szczególne rodzaje prac przy urządzeniach i instalacjach energetycznych wykonywanych w warunkach szczególnego zagrożenia dla zdrowia i życia ludzkiego. Łatwo zauważyć, że prawie wszystkie te prace uznano za prace szczególnie niebezpieczne, w związku z tym należy je wykonywać tylko zgodnie z zasadami organizacji bezpiecznej pracy określonymi w ww. rozporządzeniu. Zgodnie z zapisami tego aktu (patrz Rozdział 3 § 15 w [5]), prace na czynnych urządzeniach i instalacjach energetycznych mogą być wykonywane na polecenie pisemne, ustne lub bez polecenia. Prace wykonywane w warunkach szczególnego zagrożenia musza być wykonywane na podstawie poleceń pisemnych, a w warunkach mniejszego zagrożenia na podstawie poleceń ustnych. Polecenia wykonywania pracy wystawiane są dla kierującego zespołem, którego podstawowym obowiązkiem jest zapewnienie **wykonania pracy** w sposób bezpieczny i technicznie poprawny. Przez termin **wykonanie pracy** należy rozumieć prace: konserwacyjne, montażowe, remontowe, naprawy, przeglądy i oględziny oraz kontrolno-pomiarowe. Zgodnie z zapisami § 2 p. 19 rozporządzenia [5], kierujący zespołem to wyznaczony imiennie przez poleceniodawcę pracownik, który posiada ważne świadectwo kwalifikacyjne kategorii „E", kierujący zespołem pracowników (brygadą). Wynika z tego jednoznacznie, że pracownik posiadający kwalifikacje dozoru „D" nie może wykonywać lub kierować zespołem pracowników, wykonujących prace eksploatacyjne. Analiza obowiązujących, przytoczonych wyżej przepisów pozwala na postawienie następujących wniosków:

- pracownikiem wykonującym prace określone w ww. przepisach może być osoba posiadająca kwalifikacje kategorii „E". Prace eksploatacyjne bez poleceń mogą wykonywać również osoby uprawnione i upoważnione, ale tylko te, które zostały określone w instrukcjach. Są to najczęściej prace proste, powtarzalne, nie stwarzające szczególnych zagrożeń dla życia i zdrowia i nie wymagające konieczności bezwzględnego stosowania zasad organizacji bezpiecznej pracy.

Takie właśnie kwalifikacje powinny posiadają osoby legitymujące się świadectwami kategorii „E";

- nie należy zatem twierdzić, że osoba posiadająca świadectwo kwalifikacyjne „D" może wykonywać wszystkie prace, które wykonują osoby z kwalifikacjami „E";
- świadectwa kwalifikacyjne kategorii „D" i „E" są to dwa, różniące się od siebie uprawnienia, upoważniające do różnych, odmiennych czynności.

I tak:

- DOZÓR, do kierowania czynnościami osób posiadających kwalifikacje określone świadectwami kategorii „E" oraz nadzoru nad właściwą eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci (patrz § 5 pkt 2 w [7]),
- EKSPLOATACJA, do wykonywania prac w zakresie obsługi, konserwacji, remontów, montażu i kontrolno-pomiarowym (patrz § 5 pkt 3 w [7]).

Mimo że według § 6 rozporządzenia [7], wymagana wiedza osób ubiegających się o uzyskanie świadectw kwalifikacyjnych w kategorii „E" i „D", w zakresie zasad i warunków wykonywania prac kontrolno-pomiarowych jest taka sama, to nie należy tego utożsamiać z uprawnieniami do ich praktycznego wykonywania.

Analiza zapisów pozostałych punktów § 6 ww. rozporządzenia wskazuje również na znacznie szersze wymagania z zakresu wiedzy stawiane przed osobami ubiegającymi się o świadectwa kwalifikacyjne kategorii „D", a w szczególności dotyczy to znajomości przepisów, norm, instrukcji itd., dla szerokiego spektrum prac i stanowisk, występujących w sektorze energetyki.

Wydaje się, że przytoczone wyżej względy w pełni uzasadniają zawarty w *„Informacji o powoływaniu ..."* [1] wymóg posiadania przez funkcyjnych członków komisji kwalifikacyjnej (przewodniczący i jego zastępca oraz przewodniczący zespołów egzaminacyjnych) obu kategorii świadectw kwalifikacyjnych („D" i „E").

## O roli i zadaniach sekretarza komisji

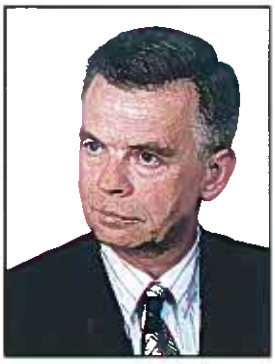
W rozdziale 4 pkt 8 (patrz [1]) podano, że regulamin pracy komisji powinien stanowić załącznik do wniosku o jej powołanie. Dotychczasowa praktyka wskazuje, że przedkładane do URE wspomniane regulaminy opracowane są bardzo ogólnikowo i w większości przypadków stanowią „zbeletryzowaną" wersję rozporządzenia. Na ich podstawie trudno się zorientować o zakresach obowiązków poszczególnych osób pełniących odpowiednie funkcje w komisji. Było to m.in. przyczyną „zaostrzonych" kryteriów kwalifikacyjnych w stosunku do przewodniczącego, zastępcy i przewodniczących zespołów egzaminacyjnych oraz imienne ich wytypowanie, już na etapie składania wniosku o powołanie komisji (patrz Załącznik Nr 9.1. oraz Rozdział 4 pkt 7 w [1]).

Należy przypuszczać, że większość czynności administracyjnych (wnioski, protokoły, świadectwa itp.) w pracach komisji siłą rzeczy jest udziałem jej sekretarza. W przypadku kiedy pełni on również funkcję członka komisji można mniemać, że jest to osoba w pełni zaznajomiona z regulaminowymi zasadami jej pracy i możliwość popełnienia nieprawidłowości jest zredukowana do minimum. Wydaje się, że takie połączenie funkcji jest rozwiązaniem optymalnym.

Sekretarzom komisji zwraca się uwagę, że posiadacze wydanych **od 21 czerwca 2003 r. do 3 maja 2005 r.** świadectw kwalifikacyjnych, bez ustalonego terminu ich ważności, niekoniecznie muszą znać art. 16 ustawy zmieniającej [12], a ustęp **1a** dodany do art. **54** u – PE (*„1a. Sprawdzenie spełnienia wymagań kwalifikacyjnych powtarza się co pięć lat."*) może okazać się mało czytelny. Dlatego pożądaną rzeczą byłoby skierowanie do zainteresowanych, z odpowiednim wyprzedzeniem – przed upływem pięciu lat od daty 3 maja 2005 r. – informacji o utracie ważności tego typu świadectw. Stanowiłoby to dowód zachowania należytej staranności w pracach komisji kwalifikacyjnej.

## Zakończenie

Należy wyrazić nadzieję, że przywrócona od 3 maja 2005 r. zasada okresowego sprawdzania kwalifikacji osób zatrudnionych przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci energetycznych, umożliwi uniknięcie wielu zagrożeń w obszarze bezpieczeństwa energetycznego, bhp, itp. Dokonana w dniu 20 lipca br. nowelizacja rozporządzenia [6], dotyczącego zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją i dozorem urządzeń, instalacji i sieci energetycznych, nie spełniła jednak oczekiwań zarówno członków komisji jak i osób egzaminowanych. Natomiast kolejna nowelizacja właściwego rozporządzenia, uwzględniająca m.in. postulaty zawarte powyżej, może uczynić pracę komisji kwalifikacyjnych bardziej przejrzystą.



*Autor jest naczelnikiem wydziału w Departamencie Przedsiębiorstw Energetycznych URE*

**Literatura:**

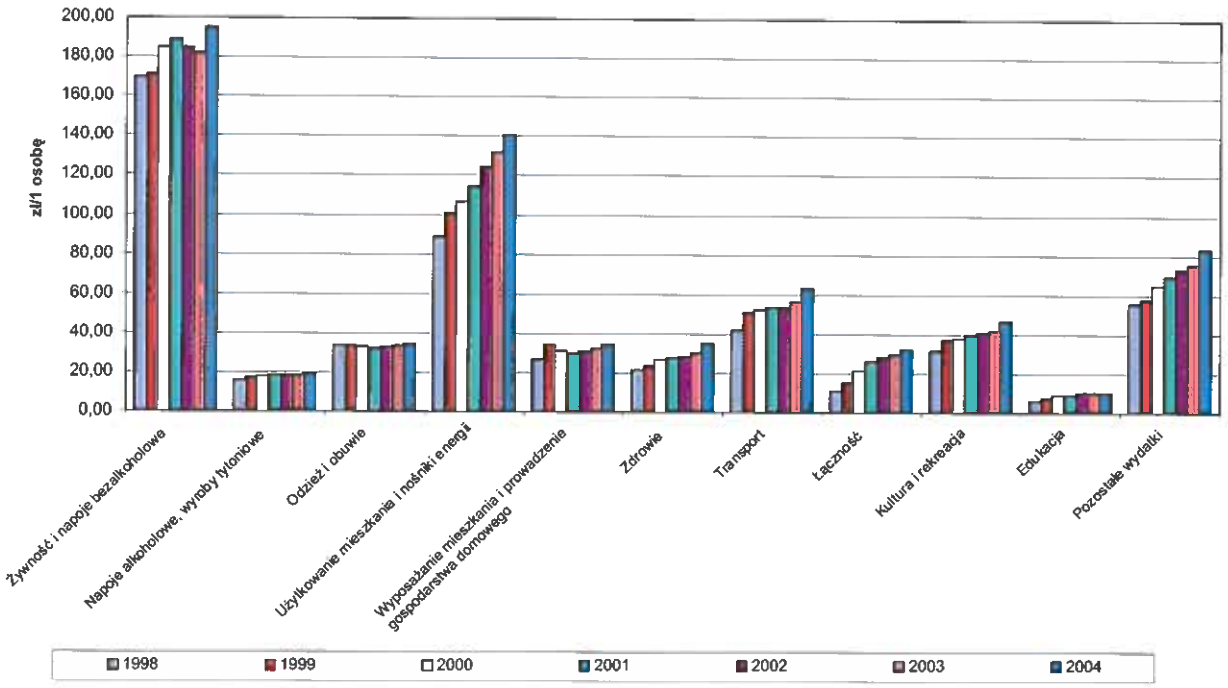
1. Juchniewicz L.: „Informacja o powoływaniu przez Prezesa URE komisji kwalifikacyjnych ds. stwierdzania wymagań kwalifikacyjnych osób zajmujących się dozorem i eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci energetycznych". Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki Nr 5 (31) z dnia 1 września 2003 r. (w trakcie nowelizacji).

2. Krawczyński M.: „Zadania Inspekcji Pracy w kontroli kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci energetycznych w aspekcie prawa i unijnego". Konferencja PIP, Wrocław 6-7 września 2004 r.
3. Krawczyński M.: „Aktualne problemy funkcjonowania komisji kwalifikacyjnych w SEP". VII Seminarium Konsultacyjno-Szkoleniowe pt. „Aktualne problemy funkcjonowania komisji kwalifikacyjnych w SEP". Warszawa, 17 marca 2005 r.
4. Krawczyński M.: „O niektórych problemach funkcjonowania komisji kwalifikacyjnych". Seminarium szkoleniowe SIMP – ODK. Warszawa, wrzesień 2005 r.
5. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 17 września 1999 r. *w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy urządzeniach i instalacjach energetycznych* (Dz. U. z 1999 r. Nr 80, poz. 912).
6. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 16 marca 1998 r. *w sprawie wymagań kwalifikacyjnych dla osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, sieci i instalacji oraz trybu stwierdzania tych kwalifikacji, jednostek organizacyjnych, przy których powołuje się komisje kwalifikacyjne, oraz wysokość opłat pobieranych za sprawdzanie kwalifikacji* (Dz. U. z 1998 r. Nr 59, poz. 377 i z 2000 r. Nr 15, poz. 187).
7. Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 28 kwietnia 2003 r. *w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci* (Dz. U. z 2003 r. Nr 89, poz. 828 i Nr 129, poz. 1184).
8. Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 20 lipca 2005 r. zmieniające rozporządzenie *w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci* (Dz. U. Nr 141, poz. 1189).
9. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – *Prawo energetyczne* (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 ze zm.).
10. Ustawa z dnia 24 lipca 2002 r. *o zmianie ustawy – Prawo energetyczne* (Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1144).
11. Ustawa z dnia 2 kwietnia 2004 r. *o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska* (Dz. U. z 2004 r. Nr 91, poz. 875).
12. Ustawa z dnia 4 marca 2005 r. *o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska* (Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552).

*Elektrownia Wodna Tryszczyn*

# RYNEK ODBIORCY – WYBRANE ASPEKTY

**Przeciętne miesięczne wydatki na wybrane towary i usługi na 1 osobę w gospodarstwach domowych w latach 1988-2004**



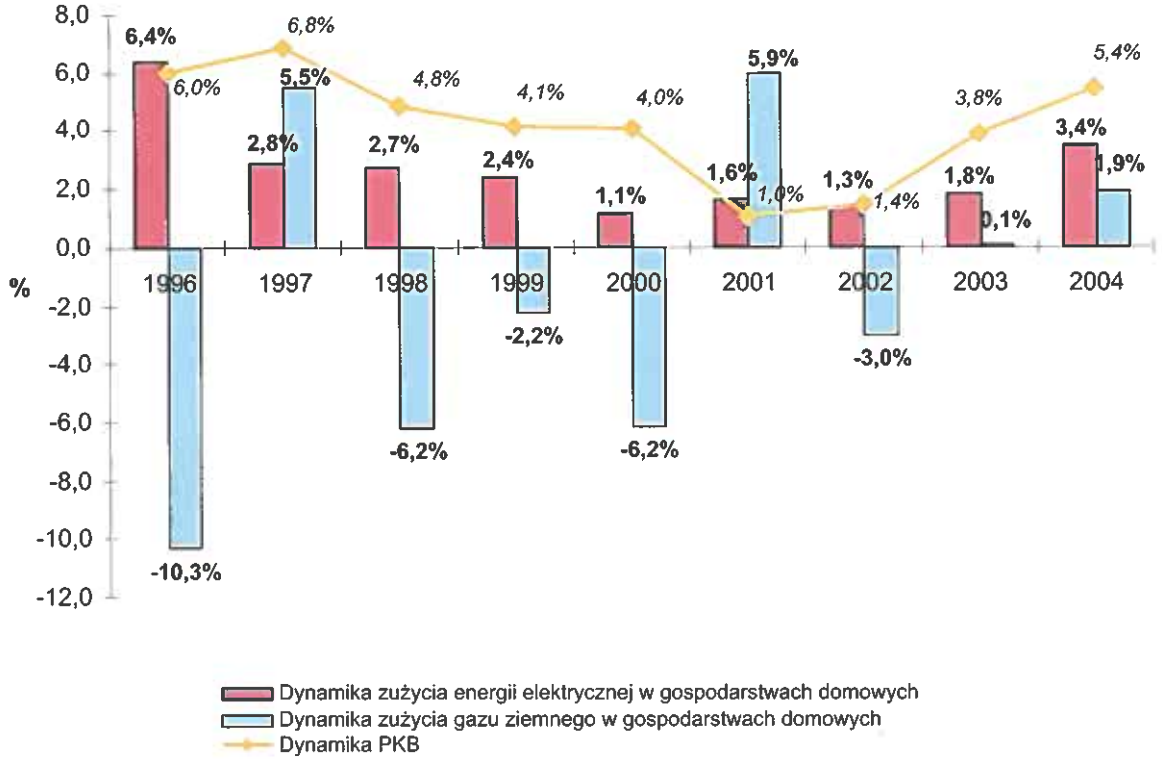

Źródło: URE na podstawie danych GUS.

**Przeciętne miesięczne przychody oraz wydatki na energię elektryczną i gaz w gospodarstwach domowych w 2004 r.**

| Wyszczególnienie | Gospodarstwa domowe | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Ogółem | Pracowników | Pracowników użytkujących gospodarstwo rolne | Rolników | Pracujących na własny rachunek | Emerytów i Rencistów |
| | w złotych/osobę | | | | | |
| Przychody netto | **1 009,70** | **1 058,30** | **753,10** | **1 026,40** | **1 260,40** | **1 050,20** |
| Dochód rozporządzalny | 735,40 | 782,30 | 542,30 | 541,00 | 935,10 | 779,20 |
| Wydatki | 694,70 | 717,90 | 515,46 | 507,30 | 854,70 | 761,40 |
| w tym: energia elektryczna | 24,84 | 22,81 | 18,77 | 19,61 | 29,18 | 30,66 |
| gaz | 13,04 | 11,57 | 7,51 | 6,82 | 17,37 | 17,86 |

Źródło: URE na podstawie danych GUS.

**Zmiany rocznego zużycia energii elektrycznej i gazu ziemnego w gospodarstwach domowych a zmiany PKB w latach 1996-2004 (rok poprzedni = 100)**



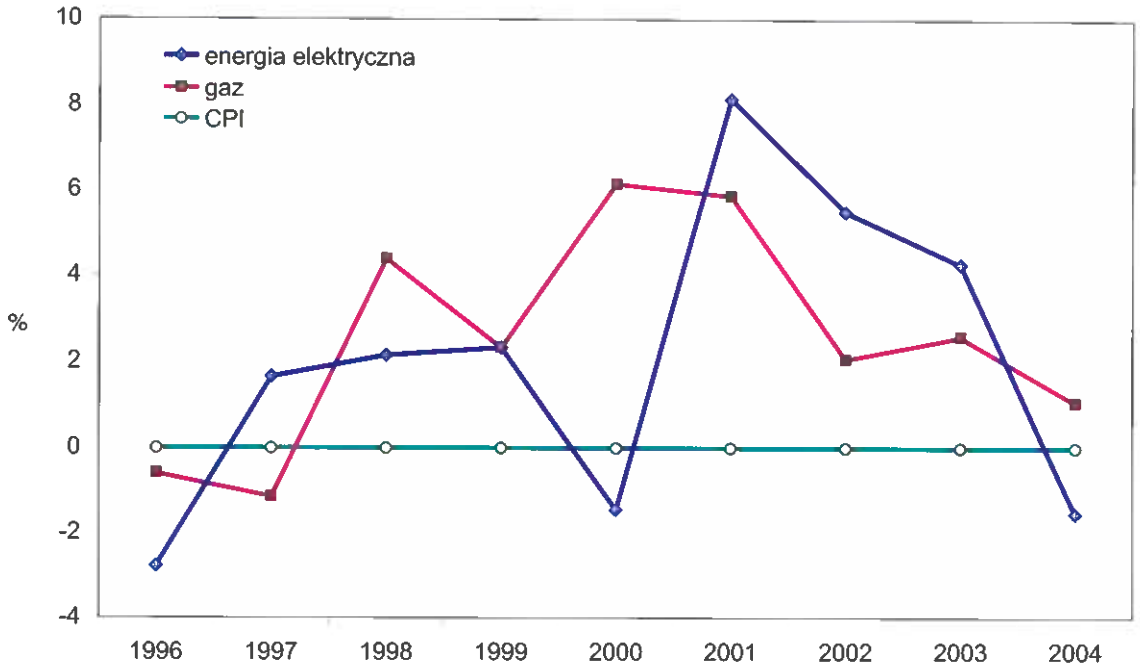

Źródło: URE na podstawie danych GUS

**Średnie ceny dostawy energii elektrycznej i gazu ziemnego*)**

| *ENERGIA ELEKTRYCZNA* | | | |
|---|---|---|---|
| Wyszczególnienie | Średnia cena dostawy energii elektrycznej | w tym | |
| | | cena energii elektrycznej | stawka opłaty dystrybucyjnej |
| Ogółem kraj | 0,272 zł/kWh | 0,132 zł/kWh | 0,139 zł/kWh |
| Gospodarstwa domowe | 0,320 zł/kWh | 0,144 zł/kWh | 0,176 zł/kWh |
| *GAZ ZIEMNY WYSOKOMETANOWY* | | | |
| Wyszczególnienie | Średnia cena dostawy gazu | w tym | |
| | | cena gazu | stawka opłaty dystrybucyjnej |
| Ogółem kraj | 0,805 zł/m$^3$ | 0,549 zł/m$^3$ | 0,256 zł/m$^3$ |
| Gospodarstwa domowe | 1,062 zł/m$^3$ | 0,633 zł/m$^3$ | 0,429 zł/m$^3$ |
| *GAZ ZIEMNY ZAAZOTOWANY* | | | |
| Wyszczególnienie | Średnia cena dostawy gazu | w tym | |
| | | cena gazu | stawka opłaty dystrybucyjnej |
| Ogółem kraj | 0,603 zł/m$^3$ | 0,385 zł/m$^3$ | 0,218 zł/m$^3$ |
| Gospodarstwa domowe | 0,690 zł/m$^3$ | 0,428 zł/m$^3$ | 0,262 zł/m$^3$ |

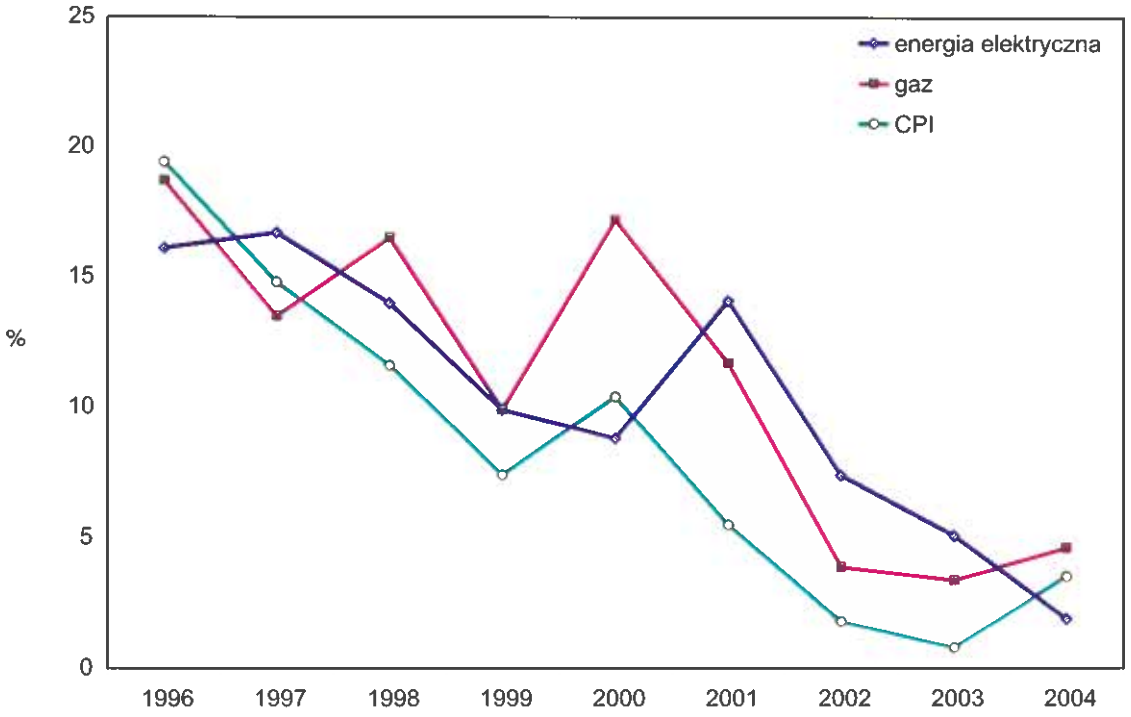
* Ceny I-IX 2005 r., bez VAT.
Źródło: URE.

**Zmiany wskaźników cen energii elektrycznej i gazu w odniesieniu do wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych (CPI = 0) w latach 1996-2004**



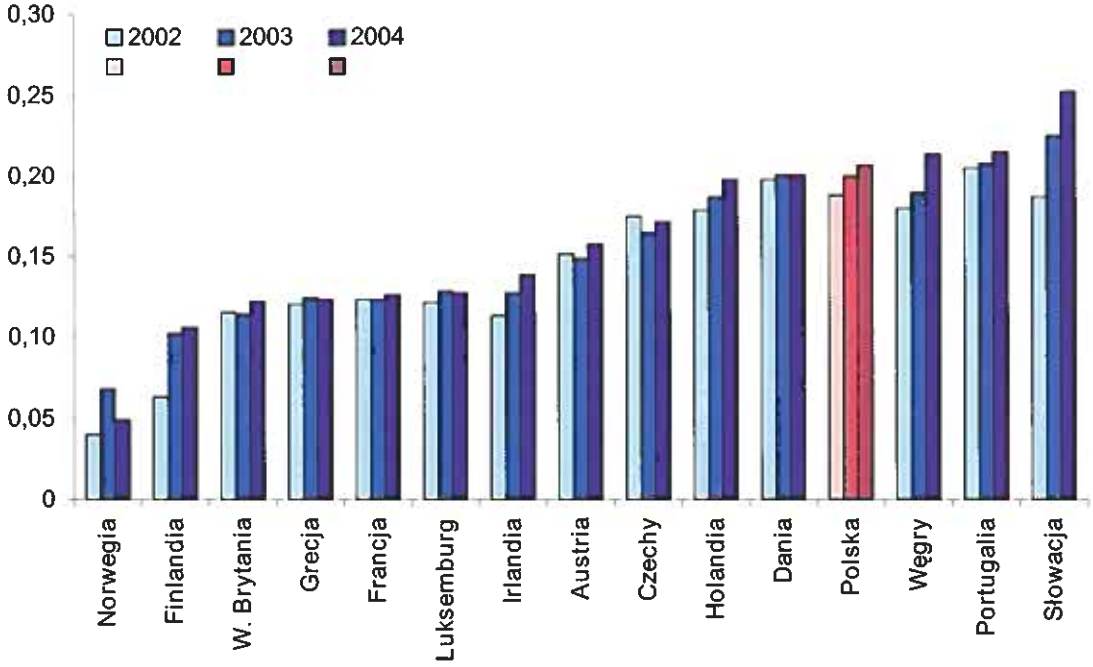

Źródło: URE na podstawie danych GUS.

**Wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych (CPI) oraz wskaźniki cen energii elektrycznej i gazu w latach 1996-2004**



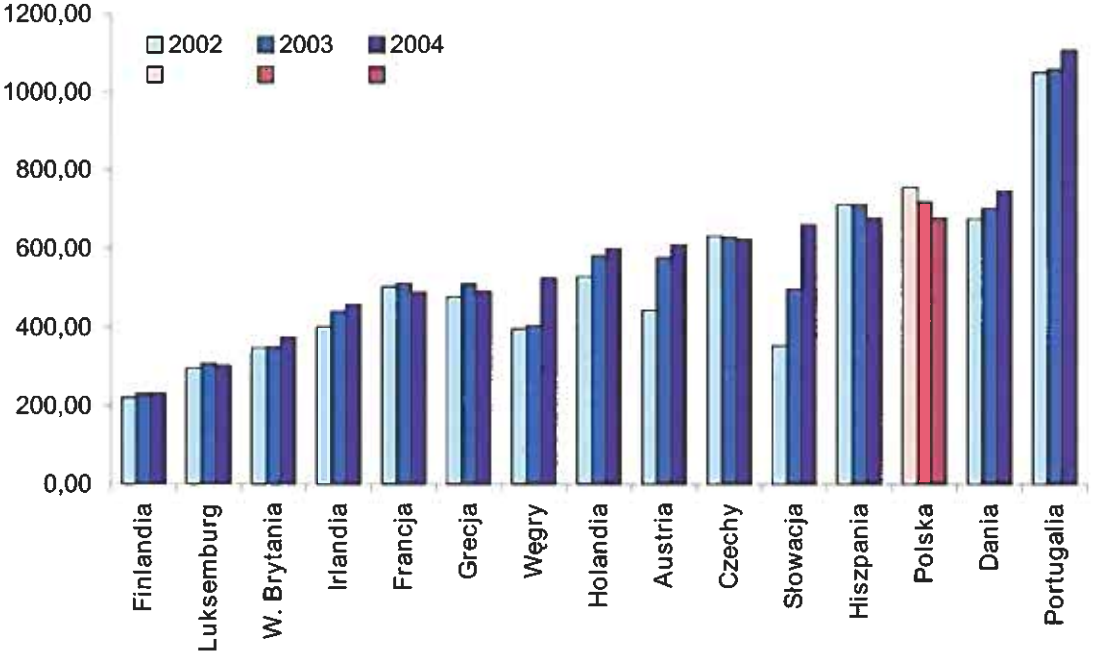

Źródło: URE na podstawie danych GUS.

**Ceny energii elektrycznej brutto dla gospodarstw domowych (USD/kWh) przeliczone według parytetu siły nabywczej w latach 2002-2004**




Źródło: Electricity Information 2005, OECD/IEA, Paris 2005.

**Ceny gazu ziemnego brutto dla gospodarstw domowych (USD/toe*) przeliczone według parytetu siły nabywczej w latach 2002-2004**




* toe (tonne of oil equivalent) - jest to jednostka używana przez OECD/IEA równa energii uzyskanej z jednej tony ropy naftowej (1 toe = 10 Gcal)
Źródło: Electricity Information 2005, OECD/IEA, Paris 2005.

*Opracowali: Anna Buńczyk, Anna Daniluk, Samer Masri*
*Departament Integracji Europejskiej*
*i Studiów Porównawczych URE*

# TECHNOLOGIA WSPÓŁSPALANIA PALIW KONWENCJONALNYCH Z BIOMASĄ I BIOGAZEM

Marek Krawczyński, Aleksandra Świerczewska

## Wstęp

Istotnym elementem realizacji zasady zrównoważonego rozwoju kraju jest zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie paliwowo-energetycznym, co zarazem będzie sprzyjać osiągnięciu celów założonych w polityce ekologicznej państwa w zakresie zmniejszenia emisji zanieczyszczeń wpływających na zmiany klimatyczne [7, 8]. Ponadto zwiększy się bezpieczeństwo ekologiczne kraju poprzez decentralizację wytwarzania energii (generacja i kogeneracja rozproszona), zróżnicowanie źródeł energii, wykorzystanie lokalnych zasobów energetycznych, a także ograniczy szkody w środowisku związane z wydobyciem i spalaniem paliw konwencjonalnych (kopalnych).

Stale wzrastające obciążenie środowiska powodowane jest przez zakłady przemysłowe, a szczególnie przez wytwórców energii elektrycznej, wykorzystujących paliwa konwencjonalne, których spalanie powoduje nie tylko emisję gazów cieplarnianych, ale również szkodliwych gazów i pyłów. Podpisany przez Polskę w 2002 r. tzw. Protokół z Kyoto (1989) nakłada obowiązek znacznego zredukowania tych niekorzystnych efektów dla zrównoważonego rozwoju energetycznego kraju. Ta problematyka jest również intensywnie rozwijana przez Unię Europejską, czego najlepszym przykładem może być Dyrektywa 2001/77/WE *w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii*.

Chcąc sprostać zaostrzającym się wymogom ochrony środowiska, przedsiębiorstwa energetyczne zaczęły poszukiwać „nowych" technologii wytwarzania, spełniających te wymogi. Stosunkowo prostym rozwiązaniem realizacji tych celów jest wdrożenie wspólnego spalania dotychczas stosowanych paliw kopalnych (węgiel kamienny, muły węglowe, itp.) i biomasy (drewna i jego odpadów) oraz biogazu.

## Współspalanie paliw – szanse i zagrożenia

Możliwość zaliczenia części energii powstającej w procesach współspalania do energii odnawialnej, dla krajowych producentów energii, pojawiła się po raz pierwszy z chwilą wejścia w życie rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 30 maja 2003 r. *w sprawie szczegółowego obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła* [10]. Zapisy tego rozporządzenia, dotyczące wspólnego spalania paliw kopalnych i paliw odnawialnych (zwanego dalej „technologią współspalania") weszły w życie dopiero z dniem 1 lipca 2004 r., po ponad rocznym *vacatio legis*, umożliwiając tym samym przygotowanie zainteresowanych przedsiębiorstw do stosowania nowej technologii i spowodowały, że wielu z nich rozpoczęło inwestycje związane z jej wdrożeniem. Przez ten czas (tj. od 30 maja 2003 r.) sytuacja formalno-prawna o tyle uległa zmianie, że weszło w życie nowe rozporządzenie regulujące omawianą tematykę [11]. Jego zapisy uszczegółowiają bądź rozszerzają regulacje zawarte w poprzednim rozporządzeniu. Należy jednak zaznaczyć, że w odniesieniu do technologii współspalania, została ona w dalszym ciągu uznana jako „odnawialne źródło energii", w części wytworzonej energii odpowiadającej energii chemicznej zawartej w biomasowym składniku paliwa.

Przepisy ustawy z dnia 4 marca 2005 r. *o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska* [21], zawierają zapis w art. 9a ust. 9, na mocy którego minister właściwy do spraw gospodarki został zobligowany do określenia, w drodze rozporządzenia, szczegółowego zakresu obowiązków, o których mowa w ust. 1 i 8 tego artykułu. W rezultacie powyższej regulacji przekazano do uzgodnień międzyresortowych projekt nowego rozporządzenia [15]. Ponieważ w zapisach ustawowych zmieniony został zakres obowiązku dla przedsiębiorstw energetycznych, zajmujących się wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną i sprzedających tę energię odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci tego przedsiębiorstwa (zamiast obowiązku zakupu energii elektrycznej z OZE, wprowadzono obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia albo uiszczenia opłaty zastępczej), w projekcie rozporządzenia wprowadzono odpowiednie zapisy. Wprowadzono również zapisy mające na celu promocję wykorzystania biomasy z upraw energetycznych oraz biomasy odpadowej, co było podyktowane ograniczeniem konkurowania o surowiec drzewny pomiędzy sektorem energetycznym a innymi sektorami gospodarki. Utrzymano przepis, że w przypadku energii wytwarzanej w jednostkach wytwórczych, w których będą spalane biomasa lub biogaz wspólnie z innymi paliwami, do energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii zaliczana będzie część energii odpowiadająca udziałowi energii chemicznej biomasy lub biogazu, w energii chemicznej **paliwa** zużywanego do wytworzenia tej energii. Jednak zgodnie z zapisami § 5 ust. 3 [15], w tych przypadkach (oraz w układach hybrydowych) w źródłach

o łącznej mocy wyższej niż 5 MW, energia wytworzona w **OZE zaliczana będzie tylko w przypadku, gdy łączny udział wagowy biomasy pochodzącej z upraw energetycznych** lub odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz przemysłu przetwarzającego jego produkty, a także pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji, **z wyłączeniem** odpadów i pozostałości z produkcji leśnej, a także przemysłu przetwarzającego jego produkty, w łącznej masie biomasy dostarczanej do procesu spalania wynosi nie mniej niż:

1) 5% – w 2008 r.;
2) 10% – w 2009 r.;
3) 20% – w 2010 r.;
4) 30% – w 2011 r.;
5) 40% – w 2012 r.;
6) 50% – w 2013 r.;
7) 60% – w 2014 r.

Wprowadzenia ww. przepisu należało się spodziewać w związku z toczącymi się dyskusjami oraz kontrowersjami wokół realizacji wspólnego spalania paliw kopalnych i energetycznych surowców odnawialnych w postaci biomasy drzewnej i biogazu [18].

Nałożony na przedsiębiorstwa energetyczne (zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym) obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii (patrz art. 9a ust. 1 w [21] oraz § 10 w [11]), spowodował zwiększony popyt na rynku energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii, który jak dotychczas przewyższa krajową podaż i stymuluje poziom cen energii ze źródeł odnawialnych na poziomie około dwukrotnie wyższym od cen energii ze źródeł konwencjonalnych.

Biorąc pod uwagę prawdziwie zrównoważony rozwój kraju, należy mieć na względzie nie tylko potrzeby sektora energetycznego. Stymulowane bowiem przez energetykę zwiększone wykorzystanie drewna, jako paliwa ekologicznego, niesie za sobą poważne konsekwencje zarówno dla krajowych zasobów leśnych, jak i różnych gałęzi przemysłu, wykorzystujących ten rodzaj surowca (przemysł celulozowo-papierniczy, tartaczny, meblarski, stolarki budowlanej, płyt drewnopochodnych, opakowań, itp.).

Ze względu na rozbieżności pomiędzy potrzebami zaopatrzeniowymi przemysłu przetwórstwa drewna i podażą surowca z Lasów Państwowych, poszczególne Dyrekcje Regionalne od II połowy 2003 r., mimo ciągle zgłaszanych potrzeb, nie podejmują zobowiązań zaopatrzeniowych wobec przemysłu energetycznego. Strategia marketingowa Lasów Państwowych zakłada w pierwszym rzędzie sprzedaż drewna do zakładów przemysłu przetwórczego. Dowodem konsekwentnego stosowania takiej strategii jest odmowa zawarcia porozumień na dostawy papierówki np. z potencjalnymi inwestorami w branży wytwórni granulatu drzewnego, którzy zamierzali zlokalizować swoje instalacje na terenach o wysokiej koncentracji drzewnego przemysłu przetwórczego. Jeżeli jednak klienci reprezentujący przemysł przetwórczy nie byli zainteresowani zakupem drewna z pewnych obszarów lub oferowali ceny znacznie niższe, niż funkcjonujące na rynku polskim, drewno zostało lub zostanie sprzedane producentom energii. Wyjątkiem jest tu jedynie umowa zawarta z Elektrownią Połaniec SA, z którą rozmowy o współpracy Lasy Państwowe podjęły jeszcze na początku 2003 r. Wówczas sytuacja na rynku różniła się znacznie od obecnej. Elektrownia była ponadto zainteresowana zakupem biomasy z terenów, gdzie Lasy Państwowe od wielu lat borykały się z problemem zapewnienia zbytu na surowiec pozyskiwany w ramach obligatoryjnych zabiegów hodowlanych *(fragmenty odpowiedzi Dyrekcji Generalnej Lasów Państwowych na pismo Prezesa URE z 30 listopada 2004 r.)*.

## Koncesje i świadectwa pochodzenia energii

Zgodnie z przepisami zamieszczonymi w art. 32 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, wytwarzanie energii w odnawialnych źródłach energii wymaga uzyskania koncesji [19]. Dotyczy to również wytwórców realizujących wytwarzanie energii przy wykorzystaniu technologii współspalania. Z tego względu do Prezesa URE kierowane są wnioski w sprawie udzielenia koncesji, bądź wprowadzenia stosownych zmian w koncesjach już udzielonych. Najczęściej właśnie ten drugi przypadek dotyczy podmiotów wdrażających technologie współspalania.

Uznanie części wytworzonej na drodze współspalania energii elektrycznej (i/lub ciepła) za pochodzącą z odnawialnego źródła energii, musi być integralnie związane z posiadaniem przez wytwórcę przejrzystego i wiarygodnego systemu gwarantowania pochodzenia tej energii. Systemu, którego weryfikacja (np. przez niezależnego audytora – opinia) w oparciu o istniejący stan prawny, organizacyjny i techniczny wytwórcy potwierdziłaby m.in. jednoznaczność metody obliczania i rozliczania udziału energii odnawialnej w całości wytworzonej energii elektrycznej, wiarygodność układów kontrolno-pomiarowych itd. Z tych względów całokształt procedur, mających na celu ustalenie wielkości udziałów poszczególnych rodzajów energii elektrycznej („czarnej" i „zielonej") w całości produkcji, wymaga kompleksowego podejścia w oparciu o istniejący stan prawny, organizacyjny i techniczny przedsiębiorstwa.

Zgodnie z zapisami art. 9e ust. 1 i 3 ustawy [19, 21] potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii jest świadectwo pochodzenia tej energii, które wydaje Prezes URE na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego (rys. 1), zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii, a do takiej zalicza się część energii elektrycznej pochodzącej ze współspalania. Z tego względu, w przypadku współspalania, ustalenie ilości „zielonej" energii elektrycznej w całym wolumenie wytworzonej energii musi się odbywać na podstawie obiektywnych i przejrzystych kryteriów.

Kierując się przytoczonymi wyżej względami, wnioski o udzielenie bądź rozszerzenie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej przy wykorzystaniu technologii współspalania, obok standardowych załączników mających na celu udokumentowanie spełnienia przez wnioskodawcę

wymogów formalno-prawnych i finansowych, powinny być rozszerzone o następujące dokumenty:
- tzw. dokumentację uwierzytelniającą instalację do produkcji oraz procedury rozliczeń energii ze źródeł odnawialnych;
- opinię o przygotowanej ww. dokumentacji, opracowaną przez niezależną stronę trzecią.

Wspomniana dokumentacja powinna m.in. zawierać następujące informacje:
1. Wyjaśnienie udziału poszczególnych jednostek wytwórczych w wytwarzaniu energii elektrycznej pochodzącej ze wspólnego spalania paliwa konwencjonalnego (np. węgla kamiennego, mułu węglowego itd.) z biomasą (lub biogazem) wraz z przewidywanym składem mieszanki paliwowej (udziały masowe poszczególnych paliw w ogólnym strumieniu paliwa, w tym udział paliwa odnawialnego w wejściowym strumieniu energii).
2. Podanie procedur (-y) mających (-ej) na celu ustalenie, jaka ilość energii elektrycznej (lub ciepła) produkowana przez instalacje uczestniczące we współspalaniu, może być uznana za odnawialną (udział energii odnawialnej w bilansie energetycznym instalacji, z uwzględnieniem potrzeb własnych instalacji, itd.).
3. Specyfikację rodzajów używanej biomasy lub mieszanek biomasowych z podaniem charakterystycznych ich parametrów (wartość opałowa, wilgotność, stopień zanieczyszczenia), wielkości dostaw rocznych (np. umowy wstępne, wieloletnie itp.).
4. W przypadku stosowania mieszanki biomasy zawierającej palne zanieczyszczenia nie kwalifikujące się jako biomasa (nie biodegradowalne) wymagane jest okresowe (związane z każdą realizowaną dostawą) potwierdzenie, że poziom zanieczyszczeń nie jest większy od dopuszczalnego.
5. Sprecyzowania opisu pomiaru – kierowanej bezpośrednio do procesu spalania – ilości biomasy lub mieszanki biomasy i jej wartości opałowej (wartości rzeczywiste) zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 9 grudnia 2004 r. [11].

Wymagane jest również podanie procedur pobierania próbek paliw z ciągów zasilania (liczba próbek, miejsce poboru, częstotliwość) oraz metod wyznaczania ich wartości opałowych biomasy.

## Uwarunkowania techniczne

Spośród trzech grup rozwiązań funkcjonalnych, które zostały już zrealizowane w skali technicznej [4, 5], procesy wspólnego spalania odnawialnych nośników energii (biomasa i biogaz) z paliwami konwencjonalnymi (kopalnymi) mogą być realizowane w następujących wariantach technologicznych. Współspalanie:
a) bezpośrednie – kiedy do procesu spalania doprowadzane są osobno: strumień paliwa konwencjonalnego i odnawialnego lub mieszanka obu paliw;
b) pośrednie – kiedy:
   - spalanie biomasy lub biogazu zachodzi w tzw. przedpaleniskach, a entalpia powstających spalin wykorzystywana jest w komorze spalania, gdzie zabudowane są powierzchnie ogrzewane lub jako czynnik grzewczy w wymiennikach ciepłowniczych,
   - zgazowanie biomasy zachodzi w gazogeneratorze, a powstający gaz jest spalany w palnikach gazowych umieszczonych w komorze spalania;
c) w układzie równoległym – kiedy każdy rodzaj paliwa jest spalany w innej komorze spalania z zachowaniem specyfiki procesu spalania, charakterystycznej dla danego rodzaju paliwa. Szczególnym przypadkiem współspalania równoległego jest tzw. układ hybrydowy (układ jednostek wytwórczych pracujących na wspólny kolektor parowy, zużywających w procesie spalania odpowiednio biomasę / biogaz / paliwo konwencjonalne [10, 11]). W tym rozwiązaniu układy przygotowania i podawania paliwa są fizycznie rozdzielone (niezależne).

Ze względu na stosunkowo niskie nakłady inwestycyjne, jakie należy ponieść na przystosowanie istniejących instalacji kotłowych do współspalania, w praktyce najczęściej realizowane jest współspalanie bezpośrednie. W warunkach krajowych wytwórcami realizującymi procesy współspalania w układach hybrydowych są najczęściej jednostki wytwórcze przemysłu celulozowo-papierniczego. Pomimo wielu zalet (np. utrzymanie jakości popiołu), układy pośrednie wykorzystujące przedpaleniska lub instalacje zgazowania są stosunkowo mało rozpowszechnione, co jest podyktowane wysokimi jednostkowymi nakładami inwestycyjnymi.

Osiągnięcie zamierzonych efektów wdrożenia technologii współspalania w skali przemysłowej jest uwarunkowane nie tylko przygotowaniem systemu dozowania współspalanych paliw w instalacjach wytwórczych, ale również opracowaniem sposobu ich przygotowania do celów energetycznych, tj. zapewnienia stabilnej jakości biopaliw zarówno pod względem właściwości fizycznych (zawartość wilgoci), jak i chemicznych (wartość opałowa, zawartość części lotnych, itd.). Dlatego bardzo istotnym z punktu widzenia procesów współspalania, niezależnie od rodzaju instalacji kotłowych, jest sposób przygotowania stabilnej jakościowo mieszanki paliwowej (obu rodzajów paliw: konwencjonalnego i odnawialnego) oraz adaptacja istniejących układów technicznych (projektowanych, wykonanych i dotychczas eksploatowanych przy wykorzystaniu paliw konwencjonalnych) do właściwości mieszanek paliwowych [3, 4, 5].

### Biomasa jako paliwo

Obok oczywistych zalet (np. brak emisji $CO_2$, niska zawartość popiołu i siarki) biomasa posiada szereg cech (w porównaniu z węglem), które w przypadku jej spalania niekorzystnie oddziaływują zarówno na proces spalania jak i instalacje kotłowe.

W związku z tym, że biomasa a szczególnie jej mieszanki (niezależnie od ich rodzaju) stanowią paliwo wykazujące dużą zmienność parametrów jakościowych, w szczególności od narażenia na czynniki zewnętrzne

i naturalne procesy biologiczno-chemiczne w nich zachodzące, sposób ustalania zarówno parametrów ilościowych (pomiar biomasy) jak i jakościowych (wartość opałowa, wilgotność itp.) ma zasadnicze znaczenie przy opracowywaniu bilansu energetycznego obiektu. Pomiary, rejestracja oraz metodyka obliczania ilości energii elektrycznej lub ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii powinny być wykonywane zgodnie z procedurą opracowaną dla danej jednostki wytwórczej (określona w rozporządzeniu [11] jako „procedura rozliczeń").

Należy zwrócić uwagę na zapisy § 5 oraz § 6 ww. rozporządzenia (w projekcie [15] odpowiednio § 6 i § 7). Według tych zapisów: „procedura rozliczeń powinna być opracowana zgodnie z przepisami o miarach, w zakresie pomiarów" (§ 5 ust. 3 pkt 1), a „oznaczanie właściwości fizykochemicznych paliw powinno odbywać się zgodnie z właściwymi Polskimi Normami" (§ 5 ust. 3 pkt 4) lub jak jest to zamieszczone w projekcie [15] „... – zgodnie z właściwymi normami" (§ 6 ust. 4 pkt 4).

Jakkolwiek Polskie Normy zawierają opisy metod pomiarowych właściwości paliw konwencjonalnych, to w dalszym ciągu nie znalazła jednak rozwiązania metodyka wyznaczania parametrów jakościowych biomasy, jako że z zakresu badań jej właściwości fizykochemicznych, Polski Komitet Normalizacyjny nie ustanowił stosownych Polskich Norm. Sytuację dodatkowo komplikuje fakt braku odpowiedników norm dotyczących biomasy i badań jej własności, zarówno w normalizacji europejskiej (CEN) jak i światowej (ISO). Prace Komitetu Technicznego CEN/TC 335, w których uczestniczy Komitet Techniczny Nr 144 Polskiego Komitetu Normalizacyjnego, prowadzone są w czterech Grupach Roboczych (Terminologia, definicje i określenia; Specyfikacja paliw, rodzaje i zapewnienie jakości; Pobieranie próbek i pomniejszanie, Metody badań fizycznych i mechanicznych oraz Metody badań chemicznych) w zakresie:

- produktów rolnictwa i leśnictwa;
- odpadów roślinnych z rolnictwa i leśnictwa;
- odpadów roślinnych z przemysłu spożywczego;
- odpadów drzewnych (za wyjątkiem odpadów drzewnych mogących zawierać halogenki organiczne lub metale ciężkie);
- odpadów korkowych.

Sądząc z dotychczasowego tempa prac tego komitetu (opracowano zaledwie po dwie preNormy w każdej Grupie Roboczej), w najbliższym czasie nie należy się liczyć z ustanowieniem norm, które mimo że nie obowiązkowe, mogłyby stanowić pewien układ odniesienia dla wszystkich wytwórców realizujących technologię współspalania [5, 9, 23].

## Układy przygotowania paliw

### *Instalacje młynowe*

Wprowadzeniu do eksploatacji najczęściej obecnie stosowanych kotłów z paleniskami pyłowymi towarzyszyło rozwiązanie układów zasilania w postaci tzw. młynowni centralnych, które zaopatrywały w pył węglowy paleniska wszystkich kotłów u danego wytwórcy. Wyposażone one były w wolnobieżne młyny bębnowo-kulowe, charakteryzujące się stałą średnią wydajnością. Jednak ze względu na koszty instalacji przesyłowej oraz ze względów bezpieczeństwa (zagrożenie związane z naturalną skłonnością pyłu węglowego do wybuchów) zaniechano tego typu rozwiązań. Obecnie instalacje podające pył węglowy, wykonuje się jako integralne (indywidualne) instalacje kotła. Ze względu na wydajność i elastyczność obciążania kotłów, dana jednostka wytwórcza (kocioł) wyposażana jest w kilka (od 3 do 8) młynów. Takie rozwiązanie też nie jest pozbawione wad, bowiem stwarza trudności związane z dostosowaniem wydajności młynów do chwilowego obciążenia kotła – co w znacznej mierze pogarsza warunki pracy młynów. Poza tym, procesy suszenia i mielenia w młynach przebiegają z pewnym opóźnieniem w stosunku do gwałtownie zmieniających się zmian obciążenia mocy kotła, co w końcowym efekcie może nie pozwalać na wymaganą przez system elektroenergetyczny szybkość reakcji turbozespołu.

Z pośród 3 typów instalacji młynowych:

- podciśnieniowe – w których proces mielenia odbywa się pod ciśnieniem niższym niż atmosferyczne;
- bezciśnieniowe – w których proces mielenia odbywa się pod ciśnieniem równym atmosferycznemu;
- nadciśnieniowe – ciśnienie robocze wyższe od otoczenia,

większość młynów zainstalowanych u wytwórców, pracuje w układach nadciśnieniowych.

### *Młyny węglowe*

Do charakterystycznych parametrów młynów węglowych zalicza się ich wydajność znamionową, jakość przemiału (%), jednostkowe zużycie energii na przemiał oraz pewność pracy i łatwość wymiany elementów ściernych. Z kolei wydajność młyna zależy od:

- podatności przemiałowej paliwa i wymaganego stopnia przemiału;
- strumienia ciepła dostarczanego do suszenia (ogranicza wydajność);
- wentylacji młyna (strumieni czynnika suszącego i transportującego).

W praktyce wybór rozwiązania konstrukcyjnego jest podyktowany rodzajem paliwa, jego podatnością przemiałową i przyjętego schematu układu zasilania kotła paliwem. Młyny do przemiału węgla pod względem sposobu rozdrabniania (do wymiarów ziaren w granicach 80-200 $\mu$m) oraz prędkości obwodowych elementów rozdrabniających można podzielić na młyny:

- wolnobieżne (V = 2,5-3 $ms^{-1}$) – udarowo-miażdżące, pracujące przy n = 15-30 $obr.min^{-1}$;
- średniobieżne (V = 3-6,5 $ms^{-1}$) – miażdżące, pracujące przy n = 30-150 $obr.min^{-1}$;
- szybkobieżne (V do 8,5 $ms^{-1}$) – udarowe, pracujące przy n = 400-1 500 $obr.min^{-1}$.

Krajowi wytwórcy energii elektrycznej i ciepła stosują układy młynowe, gdzie indywidualne młyny bezpośrednio podają pył węglowy do palników, zamocowanych

w komorach paleniskowych. Jak było wspomniane wyżej, w większości przypadków, młyny pracują w instalacjach nadciśnieniowych. Większość z nich to średniobieżne młyny pierścieniowo-kulowe (nie nadające się do przemiału węgla wilgotnego > 10%) oraz młyny bijakowe.

Należy podkreślić, że wilgotność biomasy dostarczanej na ciągi nawęglania, czy to w postaci warstwy nasypywanej na strumień transportowanego do młyna węgla, czy wcześniej zmieszana na przesypach (lub urządzeniach mieszalnikowych) może osiągać wartości sięgające nawet 40%, co przy znacznych jej udziałach w ogólnym strumieniu paliwa nie pozostaje bez wpływu na parametry robocze młynów pierścieniowo-kulowych.

*Paleniska i kotły*

Ze względu na różnorodność typów kotłów energetycznych, w których zastosowano w kraju technologię współspalania [2, 9] oraz stosunkowo krótki czas ich eksploatacji (przy użyciu tej technologii), trudno jest uogólniać dotychczasowe doświadczenia. Tym bardziej, że dotyczą one głównie współspalania biomasy drzewnej i węgla kamiennego w stosunkowo dużych blokach energetycznych, a mianowicie w blokach 120 i 200 MW, opalanych dotychczas pyłem węgla kamiennego [2]. Nie mniej należy zwrócić uwagę na kilka aspektów towarzyszących realizacji tej technologii. Głównymi zagadnieniami badanymi podczas współspalania były: jakość spalania mierzona sprawnością kotłów (jakość wypalenia i strata wylotowa), pomiary emisji oraz wpływ współspalania na stabilność spalania i wymianę ciepła w komorach paleniskowych kotłów. Wyniki badań przy współspalaniu wskazują, że biomasa nie wpływa negatywnie na stabilność płomienia za palnikami pyłowymi. Zaobserwowano jedynie przesunięcie jądra płomienia w górę komory paleniskowej, co miało wpływ na wzrost temperatur w strefie przegrzewaczy konwekcyjnych. Dodanie biopaliwa wpłynęło natomiast w sposób istotny na obniżenie maksymalnej osiągalnej mocy bloków – głównie ze względu na możliwości przepustowe młynów (średnio obniżenie mocy maksymalnej bloków wyniosło ok. 10%). Obniżenie mocy maksymalnej w dużej mierze jest zależne od zapasu wydajności młynów i ich stanu technicznego. Odnotowano również wpływ współspalania biomasy na spadek sprawności kotłów. Podstawowe składniki wpływające na wzrost strat przy współspalaniu biomasy to: temperatura spalin za kotłem, wzrost części palnych w żużlu i popiele.

*Odpady paleniskowe i układy oczyszczania spalin*

Współspalanie biomasy w kotłach elektrowni dotychczas opalanych paliwem węglowym, z których popiół jest najczęściej wykorzystywany do produkcji materiałów budowlanych, wymaga znajomości wpływu biomasy na jakość powstających popiołów. Poprzez odpowiedni, dla danego typu kotłów, dobór sortymentu paliwa węglowego i biomasy, uwzględniający ich właściwości i skład chemiczny, można kształtować właściwości popiołów powstających podczas współspalania. Mimo, że na podstawie dotychczasowych wyników badań można stwierdzić jedynie niewielki wpływ udziału biomasy na skład chemiczny popiołu (nawet w przypadku 15% udziału biomasy w strumieniu paliwa), to do pełnej wiarygodności tej oceny wymagane jest prowadzenie monitoringu współspalania w okresie dłuższym niż kilkudniowy test doświadczalny.

*Korozja przy współspalaniu*

Niekorzystną właściwością biomasy jest jej stosunkowo duża i zmienna zawartość wilgoci (w zależności od jej rodzaju, składowania itd.). W porównaniu do węgla, biomasa charakteryzuje się dużo wyższą zawartością związków alkalicznych (zwłaszcza potasu), wapnia i fosforu, a w przypadku słomy i innych roślin jednorocznych, a także liści i kory drzew, również wysoką zawartością chloru. Może to prowadzić nie tylko do wzmożonej korozji ale również do narastania agresywnych osadów w kotle podczas jej spalania. Metale alkaliczne, siarka i chlor, uwalniane podczas termicznej przemiany biomasy mogą być przyczyną tzw. korozji wysokotemperaturowej. Współspalanie biomasy nie powinno istotnie zwiększać zagrożenia erozyjnego, co jest związane z bardzo drobną granulacją popiołu lotnego powstającego przy jej spalaniu. Jednak w przypadku wprowadzenia do paleniska zanieczyszczonej biomasy (np. piaskiem), zagrożenie to może ulec znaczącemu powiększeniu. Z tych względów, dla określenia wpływu długotrwałego spalania mieszanki paliwa kopalnego z biomasą, na procesy korozyjne układów przepływowych kotłów należy prowadzić ciągły monitoring ze szczególnym uwzględnieniem elementów wysoko-ciśnieniowych (parownik, przegrzewacze). Rzetelna identyfikacja procesu współspalania oraz określenia składu chemicznego powstałego popiołu lotnego i żużla zapewni bezpieczną eksploatację kotła oraz pozwoli ocenić potrzebę stosowania i dobór odpowiednich powłok ochronnych (na powierzchniach ogrzewalnych) lub pozwoli ustalić zakres niezbędnych zmian konstrukcyjnych umożliwiających bezpieczną realizację technologii współspalania.

Przeprowadzenie oceny i analizy wpływu czynników związanych ze wspólnym spalaniem paliw konwencjonalnych (węgla, mułów węglowych) i biomasy (drzewnej) lub biogazu na elementy, podzespoły i zespoły układów przygotowania i dozowania paliw, powinno zawsze poprzedzać prace związane z wdrożeniem technologii współspalania. Korzystanie z doświadczeń wytwórców, którzy już wdrożyli do praktyki technologię współspalania ma tutaj niebagatelne znaczenie.

Przytoczone wyżej uwarunkowania w pełni uzasadniają zawartość merytoryczną tzw. „Dokumentacji uwierzytelniającej", wymaganej jako załącznik do wniosków kierowanych do Prezesa URE o udzielenie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła przy wspólnym spalaniu paliw kopalnych i biomasy lub biogazu.

## Podsumowanie

W najbliższych 5-10 latach udział technologii współspalania paliw konwencjonalnych i biomasy oraz biogazu

będzie wnosił istotny wkład do realizacji międzynarodowych i europejskich zobowiązań RP. W dalszej perspektywie należy się jednak liczyć, że po wyczerpaniu rezerw zasobów biomasy drzewnej, dominującą tendencją w rozwoju technologii współspalania paliw konwencjonalnych i odnawialnych będzie termiczna utylizacja odpadów połączona z ich pirolizą i zgazowaniem. Natomiast perspektywy należy wiązać z pracami dotyczącymi opracowywanych regulacji mających na celu określenie wymagań dla tzw. paliw alternatywnych (wytwarzanych z odpadów), które jednak będą mogły być spalane wyłącznie w instalacjach przemysłowych.

Przeprowadzona dla warunków krajowych analiza wskazuje, że do realizacji technologii współspalania (węgla kamiennego i biomasy drzewnej) można adaptować, niezależnie od technicznych rozwiązań, istniejące układy przygotowania i dozowania paliw konwencjonalnych. Modernizacja układów przygotowania i dozowania paliw istniejących instalacji, mająca na celu ich adaptację do celów wspólnego spalania paliw konwencjonalnych i biomasy drzewnej, nawet poprzedzona rzetelną analizą techniczno-ekonomiczną, nie jest pozbawiona trudno przewidywalnego ryzyka, związanego m.in. ze zmieniającymi się regulacjami prawnymi (porównaj [9, 10, 19]).

Istniejące rozwiązania konstrukcyjne układów podawania i dozowania paliwa kotłów energetycznych (niezależnie od stosowanych typów młynów węglowych) umożliwiają wspólne spalanie paliw na bazie węgla kamiennego i biomasy drzewnej, przy 10-15% udziale masowym biomasy w ogólnym strumieniu paliwa (co odpowiada udziałowi cieplnemu na poziomie 5-7%).

Przy wyższym niż 10% masowym udziale biomasy w całkowitym strumieniu podawanego do spalenia paliwa należy się liczyć nie tylko z koniecznością wprowadzenia zmian w istniejącej instalacji zasilania paliwem, ale również z koniecznością przeprowadzenia kompleksowych badań eksploatacyjno-ruchowych kotłów. Jak wskazują dotychczasowe doświadczenia, nie znajdują uzasadnienia jakiekolwiek zasadnicze prace modernizacyjne związane ze stosowanymi obecnie rozwiązaniami konstrukcyjnymi kotłów pyłowych i ich układów przygotowania i dozowania paliwa.

Dodanie biomasy drzewnej do węgla zmienia kinetykę zapłonu i procesu spalania, pociągając za sobą zmianę jego skutków zarówno technicznych (sprawność spalania, jakość warstwy przyściennej kotła, procesy korozyjne itd.) jak i ekologicznych (emisje gazów i pyłów), a także zmianę warunków pracy instalacji młynowej. W większości przypadków udział biomasy w strumieniu paliwa związany był nie tylko ze wzrostem obciążeń (-ia) prądowych (-ego) młyna (-ów), powodując zwiększenie potrzeb własnych bloków, ale pociągał za sobą również konieczność dostarczania większej ilości czynnika susząco-transportującego, zmieniając relacje między powietrzem pierwotnym i wtórnym w palnikach pyłowych.

Analiza wpływu czynników eksploatacyjnych na parametry bloków energetycznych, przy realizacji technologii współspalania w procesach spalania kotłów energetycznych, nie wskazuje na potrzebę wprowadzenia istotnych zmian rozwiązań konstrukcyjnych młynów węglowych (niezależnie od typu młyna). Natomiast konieczną sprawą jest każdorazowa kontrola pracy całości instalacji przygotowania i dozowania paliwa, co ma szczególne znaczenie przy zmianie parametrów ilościowych i jakościowych biomasy drzewnej.

Wspólne spalanie paliw konwencjonalnych i odnawialnych nawet przy założeniu, że polityka państwa nie będzie w najbliższej przyszłości w sposób jednoznaczny i intensywny zmierzała do rozwoju klasycznych źródeł odnawialnych (małe elektrownie wodne, turbiny wiatrowe, ogniwa fotowoltaiczne itd.) [11], wydaje się być interesującą ścieżką realizacji celów indykatywnych postawionych przed polską energetyką (docelowy udział energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych zasobów energii, w zużyciu energii pierwotnej powinien osiągnąć ok. 14% w 2020 r.) [8, 10, 11].

*Marek Krawczyński*
*naczelnik wydziału*

*Aleksandra Świerczewska*
*starszy inspektor*

*Autorzy są pracownikami*
*Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych URE*

**Literatura:**

1. Białowąs P.: *Rola rynków finansowych w obrocie zielonymi certyfikatami na rynku brytyjskim*, konferencja: „Czy certyfikacja jest drogą do konkurencji i efektywnego działania mechanizmów rynkowych w energetyce?", Warszawa, 23-24 listopada 2005.
2. Golec T., Szymczak J., Zaręba R.: *Doświadczenia eksploatacyjne zebrane przez Instytut Energetyki podczas współspalania biomasy w kotłach energetycznych*, III Międzynarodowa konferencja: „Współspalanie biomasy i paliw alternatywnych", Wisła, 6-8 czerwca 2005.
3. Krawczyński M.: *Strategia rozwoju energetyki odnawialnej, ze szczególnym uwzględnieniem wykorzystania biomasy*, materiały konferencji naukowo-technicznej: „Możliwości wykorzystania biomasy na cele energetyczne", Dyrekcja Generalna Lasów Państwowych i Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Leśnictwa

i Drzewnictwa, Malinówka k/Etku, 16-17 października 2003 r.
4. Krawczyński M.: *Współspalanie paliw – szanse i zagrożenia*, Biuletyn URE nr 5/2004.
5. Krawczyński M.: *Technologia współspalania – technologią przyszłości*, Ekologia, Energie Odnawialne, Ciepłownictwo, 11/12/2004, CIBET Warszawa.
6. „Ocena realizacji i korekta Założeń polityki energetycznej Polski do roku 2020", Rada Ministrów, Warszawa, kwiecień 2002 r.
7. „Polityka ekologiczna Państwa na lata 2003-2006 z uwzględnieniem perspektywy na lata 2007-2010", uchwała Sejmu RP z dnia 8 maja 2003 r. (M.P. z 18 czerwca 2003 r. Nr 33, poz. 433).
8. „Polityka energetyczna Polski do roku 2025", Rada Ministrów, Warszawa, styczeń 2005 r.
9. „Propozycje procedur rozliczania energii ze źródeł odnawialnych", Centrum Innowacji Technologicznych – Energia, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Zabrze, czerwiec 2004 r.
10. Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 30 maja 2003 r. *w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła* (Dz. U. z 2003 r. Nr 104, poz. 971).
11. Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 9 grudnia 2004 r. *w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii* (Dz. U. z 2004 r. Nr 267, poz. 2656).
12. Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 29 stycznia 2002 r. *w sprawie rodzajów odpadów innych niż niebezpieczne oraz rodzajów instalacji urządzeń, w których dopuszcza się ich termiczne przekształcenie* (Dz. U. z 2002 r. Nr 18, poz. 176).
13. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 4 sierpnia 2003 r. *w sprawie standardów emisyjnych z instalacji* (Dz. U. z 2003 r. Nr 163, poz. 1584).
14. Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 31 października 2003 r. *zmieniające rozporządzenie w sprawie rodzajów odpadów innych niż niebezpieczne oraz rodzajów instalacji urządzeń, w których dopuszcza się ich termiczne przekształcenie* (Dz. U. z 2003 r. Nr 192, poz. 1877).
15. Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy *w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia albo uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii (Projekt z 8.09.2005 r.)*.
16. „Strategia Rozwoju Energetyki Odnawialnej", Ministerstwo Środowiska, Warszawa 2000/2001.
17. Syroka M.: *Wspieranie energetyki odnawialnej w Wielkiej Brytanii a rozwiązania krajowe*, Biuletyn URE nr 4/2005.
18. Trzaskowski S.: *Lasy pod presją*, Przyroda Polska Nr 2/2005.
19. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 i Nr 203, poz. 1966 oraz z 2004 r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875 i Nr 96, poz. 959 i Nr 173, poz. 1808).
20. Ustawa z dnia 2 kwietnia 2004 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2004 r. Nr 91, poz. 875).
21. Ustawa z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552).
22. Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2001r. Nr 62, poz. 627 ze zm.).
23. Winnicka G.: *Procedury badawcze i analityka biomasy i paliw alternatywnych*, III Międzynarodowa konferencja: „Współspalanie biomasy i paliw alternatywnych", Wisła, 6-8 czerwca 2005.
24. Zuwała J.: *Wpływ struktury technologicznej obiektu energetycznego na metodykę bilansowania energii wytwarzanej ze źródeł odnawialnych – Algorytmy obliczeniowe i studia przypadku*, III Międzynarodowa konferencja: „Współspalanie biomasy i paliw alternatywnych", Wisła, 6-8 czerwca 2005.

.....
*(pieczątka wytwórcy energii elektrycznej)*

L.dz. .....

*Miejsce na znaki opłaty skarbowej za wniosek (o wartości 5,00 zł)*

*Miejsce na znaki opłaty skarbowej za świadectwo (o wartości 11,00 zł)*[1]

# WNIOSEK O WYDANIE ŚWIADECTWA POCHODZENIA

*(wzór wniosku w wersji obowiązującej od dnia 1 października 2005 r.)*

**z dnia:** ..... r.

Stosownie do art. 9e ust. 3 i 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne[2] w związku z art. 217 § 1 i § 2 pkt 1 Kodeksu postępowania administracyjnego,

**wytwórca:** .....
*(nazwa i adres wytwórcy)*
.....

prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii, na podstawie wydanej przez Prezesa URE koncesji nr WEE / .....
z dnia ..... r.

**składa za pośrednictwem:** .....
*(nazwa i adres operatora systemu elektroenergetycznego)*

wniosek o wydanie świadectwa pochodzenia potwierdzającego wytworzenie energii elektrycznej w źródle odnawialnym.

**Zestawienie ilości wytworzonej energii elektrycznej wprowadzonej do sieci:**

| Lp. | Lokalizacja odnawialnego źródła energii (OZE), w którym energia została wytworzona | Rodzaj OZE | Moc zainstalowana [MW] | Okres wytworzenia (od dnia – do dnia)[3] | Ilość energii [MWh] | Nr układu pomiarowo-rozliczeniowego lub licznika | Stan końcowy układu pomiarowo-rozliczeniowego lub licznika |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (1) | (2) | (3) | (4) | (5) | (6) | (7) | (8) |
| 1. | ..... | ..... | ..... | ..... | ..... | ..... | ..... |
| 2. | ..... | ..... | ..... | ..... | ..... | ..... | ..... |
| 3. | ..... | ..... | ..... | ..... | ..... | ..... | ..... |
| | | | | Razem: | | | |

.....
*(miejscowość, data)*

.....
*(podpis osoby upoważnionej do reprezentowania wytwórcy)*

---

Operator systemu elektroenergetycznego: .....
*(pieczątka operatora)*

na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych wymienionych w powyższym zestawieniu **poświadcza**, iż podane w tym zestawieniu ilości energii elektrycznej zostały wprowadzone do sieci.

.....
*(miejscowość, data)*

.....
*(podpis osoby upoważnionej do reprezentowania operatora)*

UWAGI:

1) Z wnoszenia opłaty skarbowej za wydanie świadectwa pochodzenia zwolnione są przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii o łącznej mocy elektrycznej nie przekraczającej 5 MW (art. 9e ust. 18 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne).
2) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 z późn. zm.).
3) Z uwzględnieniem podziału na kwartały kalendarzowe.

# AVOIDED COSTS AS A METHOD TO CALCULATE EFFECTIVE INVESTMENTS IN ELECTRICITY

Hanna Bartoszewicz-Burczy


## Abstract

**The basic concept of avoided costs in electric utility has been considered for many years. As a method was formulated and applied at the end of the seventies. In 1978 US Congress passed the Public Utility Regulatory Act (PURPA), as amended by The Energy Policy Act of 1992 (EPAct) which in fact has promoted independent producers (qualifying facility-qf) generating energy in cogeneration. PURPA has imposed the obligation an utilities to purchase electricity from self-sufficient producers at „avoided costs" prices and by this PURPA has put small – non-conventional sources and environmentally friendly companies in the way to enter the former monopolistic energy market.**

**The calculation of avoided costs was originally applied mainly in order to compute the costs of alternative sources of electricity and to define the market values of electricity generated by various sources. As the result of the recent market liberalisation, the calculation of avoided costs is now commonly applied by the electric companies as an important supporting method enabling to take economic decisions in electricity investment and investments plans.**


## The definition of avoided costs

Avoided cost category was defined by the Public Utility Regulatory Act Sec. 210 Definition. According to above definition avoided cost is fixed and running cost on an electric utility system which can be avoided by obtaining energy or capacity from qualifying facilities. Following this definition avoided cost is incremental costs of generating and delivering electric power that will not has incurred if an alternative source(s), more effective, is added to system. Therefore, avoided cost is the net savings that result when we cover additional demand by more effective source. The calculation of net savings depends on whether only direct/internal costs are taken into account, or whether indirect/external cost are included as well[1].

Alternative resources are a broad range of possibilities:

- non conventional producers, including: cogeneration, renewable sources such as wind, solar, geothermal, biomass etc.,
- independent sources, local distributors using DSM measures and programs,
- conventional efficiency supply – side source, eg. municipal owned.

Calculations of avoided costs in energy systems must be consistent with the Integrated Resource Planning (IRP) methodologies, in order to identify the most cost-efficiency resources and to minimize the cost of providing energy to consumers.

## Primary approach to calculate avoided costs

There are several avoided costs calculations methods for an alternative source. All based on the difference in revenues requirements that would result from the added alternative source to the utility system. The most popular are three of them:

- the „Ideal" avoided cost methodology,
- the „Proxy" plant,
- the differential revenue requirements methodology (DDR).

The main goal in this method is to calculate avoided cost of each alternative source added to utility system and to define the cheapest one. Starting point means identification of all potential alternative sources, one by one starting from least-cost one.

The avoided cost of the added alternative source is found on the way[2]:

1) creation an optimal supply plan (without alternative source) to meet expected load in each year of the planning period,
2) computation of the annual revenue requirements for this plan,
3) creation a new optimal supply plan to meet annual loads, with alternative source (impacts being considered),
4) computing the annual revenue requirements for this new plan,
5) calculation the annual differences between the revenue requirements of this two plans.

Finally to find the annual energy and capacity cost level for planning years it is necessary to simulate for two plans: first without and second with alternative sources using IRP methodology.

The „proxy" plant has been used to define avoided cost for an alternative source, which are equal to avoiding

1) Costing Energy Resource Options: An Avoided Cost Handbook for Electric Utilities, Tellus Institute, Boston 1995.

costs of building and operating a new own generating plant. In this case two simultaneously build plans, one with and second without alternative source will differ in only by one respect – the cost of construction and maintenance „proxy" plant. In this method is very important that the operating characteristic of the proxy plant closely match those of the alternative resource under consideration.

A variant of this approach is „peaker" methodology. By using this method it's possible to calculate postponement value of adding new manufacturing units to meet new peak demand in planning time[3].

The differential revenue requirements methodology is a complex approach of defined avoided cost of each alternative sources or group of sources. The approach estimates the avoided costs of each alternative source by using the avoided costs of the decrement that approximates the impact of that sources on the load. Two plans for each load level differ from each other by the net load impact of the decrement[4]. Advantages connected with DSM are taking into consideration, as well.

Together with development of competitive energy market new methods of avoided costs approach has been established. One of them „competitive bidding programs" shoves avoided cost as the most attractive and not accepted offer. Main advantage is defining avoided costs according to the value resulted from bidding market. In another method „spot market pricing" electricity value first of all has resulted from marginal cost[5].

All of approaches need to account a lot of information concerning, operating characteristic, the timing of the sources added to the utility system, location on the utility grid etc.

## Components of avoided costs

The avoided cost of alternative source should be composed of direct cost, indirect economic costs and opportunity cost as well.

The most discussed costs in avoided costs calculation are: generation fixed costs (capacity costs), generation variable costs (energy costs), transmission and distributions costs, line loses costs, direct environmental costs, environmental externality costs, direct and indirect economic costs.

Generation fixed costs (capacity) include capital costs for new generation capacity which are multiplied by annual factor for recovery (depreciation) of the investment, taxes, insurance costs, etc and fixed maintenance costs. They depend on the characteristic of the resources.

Variable (energy) costs include fuel costs and variable operation and maintenance cost and other such as the costs of substances necessary to electricity generation in power plant. The energy costs depend on the time of the day (e.g. peak or off-peak) and prices of the fuel, power stations age etc.

Transmission, distribution and line losses costs include:[6]

1. transmission and distribution system construction costs,
2. transmission and distribution system operation and maintenance costs,
3. generation related line losses costs.

The transmission and distribution costs vary by total load and number of costumer. The line loses cost depends on time of the day, season, distance between power station and point of consumption, etc.

In avoided cost methodology is important to take into account direct and externality environmental cost. Direct environmental cost are connected with emissions allowances and pollution related with power plant. Eternality cost are additional damages to the environment beyond those captured by taxes on direct costs. They have created at energy source construction, extraction and transportation of fuel, combustion and final electricity consumption phase.

Direct and indirect economic costs are impacts locally or sometimes nationally of undertaking projects. That may be either positive or negative. For example, if a utility builds a power plants, it will pay taxes, the employment on local market increase, rising income of local communities as well the co-operative orders with local companies increase. Finally additional revenues will re-spend on roads, education, health protection etc. It is very difficult to estimate economic and opportunity cost and they are rarely mentioned in calculating of avoided cost.

## The calculation of avoided costs in the world power industry

The calculation of avoided costs was originally applied in the USA, mainly in order to compute the costs of alternative sources of electricity and to define the market values of electricity generated by various sources. As the result of the recent market liberalisation, the calculation of avoided costs is now commonly applied by the electric companies in most of the highest developed countries of the world. In 1990s the steps to develop and apply the avoided costs calculation were taken also in Polish electric power system.

In the system level applications, the calculation of avoided costs is being applied for the integrated system planning, with the use of models specially designed for the analyses of energy situation and forecasting of the energy requirements within the time horizon of 20-30 years. Such procedure leads to the selection

2) Costing Energy Resource Options: An Avoided Cost Handbook for Electric Utilities, Tellus Institute, Boston 1995.
3) Krawiec F.: *Planowanie rozwoju energetyki. Koncepcje i metody,* Wydawnictwo Wiedza i Życie, Warszawa 1997.
4) Costing Energy Resource Options: An Avoided Cost Handbook for Electric Utilities, Tellus Institute, Boston 1995.
5) Buchta F., Lubicki W.: *O metodzie kosztu uniknięte go określania cen energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu z ciepłem,* Materiały VI Konferencji Naukowo-Technicznej, Kazimierz Dolny, 27-28 kwietnia 1999.
6) Costing Energy Resource Options: An Avoided Cost Handbook for Electric Utilities, Tellus Institute, Boston 1995.

of the development variants by the criteria of least cost, minimum degradation of environment, security and reliability of supply, ensuring simultaneously the assumed financial results of the activity.

At the local markets, cooperating with the system level market, the calculation of avoided costs is applied in order to estimate the value and to define the prices of electricity generated by various local sources, and the prices applied in the contracts between the market actors, i.e. generators, distribution companies, consumers and independent suppliers. The activity of the increasing numbers of actors and the growing competition between them leads to the cooperation between the local markets and with the system market. The Third Party Access in principle gives the chance of gaining the advantages to the local generators and consumers. The avoided costs are in this context defined as the cost differences between the electricity purchased from the alternative source and the electricity purchased from the local generator.

The calculation of avoided costs is applied not only in the electricity industry but also in the other network-bound systems (gas, water). It is used for various economic decision making, and particularly for the analyses concerning:

- development plans for the network systems: electricity, gas, water and sewage,
- selection of the most efficient alternative source,
- calculations of the value of electricity in the system,
- calculations of the investment projects efficiency,
- calculations of the modernisation projects efficiency,
- calculations for the network investments, taking into account the influence of distributed generation sources on the electric grid operation.

In case of investment projects, the calculation of avoided costs is applied as the basis for the selection of more efficient investment options, i.e. the cheaper options or the options which would generate the higher revenues. An example of such application is the evaluation of the proposed investment project which as one option would consist of the separate power plant and separate heat plant, and as second option would provide for the construction of Combined and Heat Power plant for the simultaneous production of both forms of energy. Both investment options were evaluated for the 20-year period of plants operation. The results were compared and the avoided costs were calculated for the investment phase and for the plants operation phase.

In case of the modernisation projects efficiency evaluation, the calculation of avoided costs was applied for comparison between the coal fired CHP unit and the comparable gas fired unit. The advantage of the avoided costs calculation is that it takes into account the whole life cycle of the equipment and that both the avoided costs for the investment phase and the avoided costs for the operation phase are calculated.

The category of avoided costs is applied also for the comparison between the various options of electricity purchase, when the aim is the lowest cost purchase and the differences between various option costs are the avoided costs. The possible options of purchase may be for example the electricity from cogeneration or the electricity from brown coal fired power plant instead of the electricity from hard coal fired plant.

The calculation of avoided costs is useful also for the evaluation of the DSM programme effects, evaluation of using the renewable sources and in the analyses concerning the quality standards of electricity generation.

The avoided costs calculation is the basis for the selection of the most efficient projects, i.e. the projects with lower capital expenditures and lower operation costs through the whole life cycles of the equipment. The environment protection advantages may be also achieved if the environmental cost components are taken into account in the calculation of avoided costs. Moreover, the application of avoided costs calculation leads to the increased market participation of the independent electricity generators. Such generators, using the alternative and distributed technologies, may provide the cheaper electricity and be competitive in comparison with the large generators.

The first proposal to apply the category of avoided costs for the Polish electric system was put forward in 1992 by the consulting company RCG/HAGLER, Bailly, in the pricing study for Polish power industry. Currently the calculation of avoided costs is applied in Polish power industry for the system calculations, for the analyses of electricity costs at the local markets, and as a background for making various economic decisions.

In summary it should be underlined that the calculation of avoided costs constitutes the important supplement to the formerly applied methods of economic evaluation in the electric power sector, both in the operational activity and for the modernisation and investment projects. The traditional cost calculation, applied in the bookkeeping by the electric companies, makes it possible to evaluate the economic aspects of companies activity, provides the basis for the calculation of financial results, taxation etc. On the other hand, the calculation of avoided costs is one of the evaluation methods for the planned and future projects, making possible the assessments at the system level and supporting the integrated planning of energy sources development in relation to the investment projects, modernisation projects and the other types of economic decisions.

The calculation of avoided costs is a good tool for evaluating the efficiency of discussed projects and investment plans in the energy sector. Application of this tool enables to minimise the failure risks associated with the projects and allows to select the most efficient solutions. For the decision making process, the category of avoided costs supplements the other methods of economic evaluation in the power industry. Due to cost comparison through the whole life cycles, the method of avoided costs allows to make decisions which ensure the better economic results. One of the advantages of the avoided costs calcu-

lation is also taking into account besides the direct costs also the costs which indirectly influence the project.

The calculation of avoided costs, applied by the leading economies of the world, gives the additional capabilities of cost comparison and advantage comparison of various projects. It is a good tool for the optimum decision making and should be applied at a wider scale also in Polish power industry. Its application brings various technological, economic and environmental advantages. The main technological advantage is the development of new cheaper and more environment friendly technologies of electricity generation. The economic advantages are first of all the lower costs of electric system operation, therefore lower consumer prices of electricity and higher competitiveness of national economy at the international markets. Therefore it is purposeful to develop further and to apply the calculation of avoided costs in Poland.

**Literature:**


1. Beecher J.: *Avoided Cost: an Essential Concept For Integrated Resource Planning*, Center for Urban policy and the Environment, Indiana University-Purdue University.
2. Brailove R., Chernick P., Geller S.: *Avoided Energy-Supply Costs for DSM Screening Massachusetts. Final Report*, July 1999, Indianapolis.
3. Buchta T., Kocot H., Lubicki W.: *O cenach energii elektrycznej wynikających z kosztów unikniętych*, VIII Międzynarodowa Konferencja Naukowa, Aktualne Problemy w Elektroenergetyce, Gdańsk – Jurata 1997.
4. Buchta F., Lubicki W.: *O metodzie kosztu uniknięte go określania cen energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu z ciepłem*, Materiały VI Konferencji Naukowo-Technicznej, Kazimierz Dolny 27-28 kwietnia 1999.
5. Buchta T., Kocot H., Lubicki W.: *Wartość rynkowa energii elektrycznej produkowanej w źródłach rozproszonych jako element prognozowania ich rozwoju*, Międzynarodowa Konferencja Naukowa, Aktualne Problemy w Elektroenergetyce, Gdańsk – Jurata 2003.
6. Costing Energy Resource Options: An Avoided Cost Handbook for Electric Utilities, Tellus Institute, Boston 1995.
7. Expansion Planning for Electrical Generating Systems, A Guidebook, International Atomic Energy Agency, Vienna 1984.
8. Jeżowski P.: *Taryfy opłat na energetycznym rynku gospodarstw domowych*, Monografie i Opracowania. SGH, Warszawa 1991.
9. Krawiec F.: *Planowanie rozwoju energetyki. Koncepcje i metody*, Wydawnictwo Wiedza i Życie, Warszawa 1997.
10. RCG/HAGLER, BALLY INC. K&M Engineering Consulting Corp. Joint Venture, *Studium taryf elektroenergetycznych PSE SA*, Przedstawienie projektu dla U.S. Agency for International Development, Raporty z lat 1992, 1993.


**M.A. Hanna Bartoszewicz-Burczy** received the M.A. degree in the Faculty of Economics from Warsaw University.

From 1981 working at the Institute of Power Engineering, Warsaw. Activity focused on economic and financial problems of the energy sector. Her field of interest is: forecasting of energy sector development, energy balances, forecasts of energy production and consumption in particularly forecasts for renewable energy sources and implementation renewable energy sources in Poland, energy tariffs and pricing. Her areas of interest include also capital investment, production costs, organizations structure and management in energy sector.

*Od lewej: dr inż. A. Wędzik – Sekretarz konferencji, Hanna Bartoszewicz-Burczy, dr L. Juchniewicz – Prezes URE, prof. W. Mielczarski, prof. A. Szablewski*

# RISK MANAGEMENT IN THE ELECTRICITY MARKET FROM THE SIDE OF TPA CLIENT (END USER CASE)

Karol Pawlak

**Abstract**

**This paper includes basic instruments of market risk management in the electricity power line system. I will try to show basic information about financial engineering and I will describe basic types of financial instruments and examples of using their.**

## 1. INTRODUCTION

The marketplace for electricity is becoming increasingly competitive, with transactions being based more and more on prices set by market forces rather than regulation. Traditionally, the risks associated with rising fuel prices, unexpected changes in demand, etc., have been managed through cost-of-service regulation, fuel--adjustment clauses, and prudency reviews. However, as states across the country move away from regulated rates based on cost of service to more competitive markets for electricity, however, utilitie companies and their customers face new challenges for managing risks.

Many such companies must balance the push to thrive in a competitive environment with their remaining obligation to serve existing customers. They are exposed to greater price risks as long-term contracts that guaranteeing price and quantity are replaced by shorter term transactions, including a thriving spot market in some fuels. Consumers, who are accustomed to stable electricity rates, could begin to see prices that vary with supply and demand conditions.

## 2. ELECTRICITY MARKET

### 2.1. Basic information

To discuss the methods of managing the risk resulting from active presence of the company in the energy market, the term of electricity market has to be defined first.

The subject of the trade on the electricity market is active electricity.

Recipient decides to participate in the energy market, and changes his current supplier, the local distribution company (in this case – TPA) in favour of buying energy on the free market. However the 'change' might not be most accurate word to describe the process, as the physical flow of the electricity is still handled by the distribution network of the local distribution network operator, so the payments for the transfer services are still sent to the current supplier.

The entities participating in the electricity market are suppliers – manufacturers of electricity, the trading company – companies that act as intermediaries in the electricity trade, trade operator – entities that participate on the balancing market but lack the physical infrastructure neccessary for receiving and sending the electricity, technical-trade operators consisting of all distribution companies, and other subjects appearing on the balancing market and possessing a physical infrastructure for sending and receiving electricity, system operators or polish delivery system operator PSE, distribution systems operators, and end-users.

The marketplace of the electricity market is an electroenergetic system, parts of it, or several electroenergetic systems that share common business and technical principles that allow free flow of electricity between them, which results in ability to trade this electrical energy between the participants of the market.

### 2.2. Principles of implementation of the energy market

In this section I will try to say why the energy market is introduced.

It's common knowledge that competition is the best growth stimulator. In the energy market as well, the constant growth tendency can be seen in the quality of services provided by energy companies that operate under the conditions of competition.

Companies that operate in competitive markets have to become more efficient to reduce their costs and offer more attractive prices.

Finally, there are generated efficient economic signals directed toward the suppliers and receivers of the electricity.

With the introduction of the energy market in the electroenergetics, come many problems, including the specifics of the commodity that is the electricity, habits, formal/law regulations, organization restrictions and other factors. Attempt to approach these problems is the evolutionary method of introducing the market, in which the simplest, easiest and safest structures are implemented first, followed by more complicated, ending with most complex solutions.

These last definitely include the market of the current offers, which can be the source of the efficient price signals directed both to the recipients and to investors. Introducing it however requires meeting of various conditions:

- Eliminating the excessive market force, especially in the production aspect,

- Ensuring proper economic conditions for operation of the electric companies. Negative influence here comes from the separation between the retailand wholesale markets, in regards of carrying the prices, which results in cross subsidizing,
- Providing the tools for the price risk managements,
- Eliminating the transfer restrictions in the delivery system, for purpose of the trade transactions. If the restrictions are impossible to eliminate, the proper systems of assessment are to be found,
- Introducing proprietary and operational independency of the market and system operators from the market participants. Also, implementing means of the efficient management,
- Eliminating obstructions in obtaining permits for modernization and building new sources and delivery system elements.

Creating means of transfering the hourly variability of prices on local markets to the prices of the large recipients. This would allow the recipients to react on the demand side, to the economic signals coming from the market.

With regard of reducing the excessive market forces, the most important things to do are:

- avoiding the horizontal concentration of manufacturers,
- ensuring the size of the subjects,
- elimination of network restrictions counteracting vertical concentration.

To ensure proper economic conditions, the costs of production and delivery of electricity have to be consistently moved to tariffs. Any administrative restrictions in this regard should be avoided.

The proper tools of the risk management are to be provided, in form of forward contracts, options. The scope of the participation of current markets in whole energy trade has to be limited.

## 3. RISK MANAGEMENT

### 3.1. Methods

At this point we can move to the topics directly linked to the issues of risk management and methods of managing it.

Characteristic hallmarks of risk are: unpredictability, loss and existence of at least two possible results.

The basic goal of risk management is to minimize the possible negative effects of risk, and at the same time minimize associated costs.

There are two basic methods of risk management. The first involves controlling the risk to minimize the chance of possible effects and their associated costs, the second involves financing the risk to ensure availability of funds required to cover costs of possible losses.

Within risk control, one of the options is to avoid it by giving up possible positive results of participating in the market, another is reducing it through activities that lessen the probability of it happening and the potential size of the negative risk effects.

Financing risk is achieved through applying a few fundamental principles these are: consciously and voluntarily taking the risk, transferring the risk on the other subjects that are better prepared for management of certain type of risk (insurances), distribution of risk through transferring it on the enterprise group.

Both risk control and risk financing are significant parts in the risk management process. Risk control allows you to significantly reduce the level of the risk, and the rest is covered with various techniques of risk-financing.

A recipient participating in the electricity trade, to efficiently manage the market risk has to: define goals of risk management, identify kinds of risks involved, evaluate the risk level, grade and select appropriate techniques and tools for the risk management, and finally – implement and monitor the risk management system.

In the risk management process there are three basic principles, that when applied make it possible to achieve desired effects. First of all, the maximal allowable loss has to be determined, and in case of high risk, its level has to be reduced, or transferred.

The next thing to remember when choosing methods of risk management is to account for various conditions, including the risk level, and probability of occurance. For example – insurances are most effective with high level risks of small probability.

The final principle is to not risk too much for too little gain – to balance the proportions between costs of transferring risk and the value it has for the company. Risks of high level and small transfer cost should not be taken, while high costs of risk transfer should not be accepted for risks of potentially small level.

### 3.2. Kinds of risk

All participants in the electricity market are more or less subject to political risk.

Political risk is associated with the possibility of local military conflicts, terrorism and unstable political, economic and social situations.

In nations with unstable political and economic situations there are high risks (for example – losing property rights due to nationalization, canceling of contracts liabilities, and high inflation).

Possible solutions that lessen the effects of political risk can be including in the contracts a clause that removes the responsibility of the corporation in situations of political crisis, war or strikes. Another way of transferring the part of political risk is implementation of large undertakings in form of the joint ventures with local companies that possess necessary technical, political and social knowledge. Political risk is inextricably linked to the lack of clear, consistently implemented energy politics in the given nation, that from the viewpoint of the market participants should include:

Government intentions regarding the shape, mode and schedule of implementing market solutions.

Temporary and continuous restrictions regarding use of market mechanisms, that suspend the market in situations that endanger national energetic security.

Additionally, the country should include principles for determining prices in transitional periods, principles covering the costs in the transitional period, special rules of handling some of the subjects or goods (for example – statutory duty of buying green energy), finally – the politics of shaping sector's structure.

Regulation risk is closely bound to political risk, and its growth can be influenced by: the susceptibility of the regulatory authority to political influences, regulation interference in areas of developed competitiveness, lack of clear principles regarding the regulation politics, lack of professionalism in the decisions made by regulatory authority.

In my work, I've had many opportunities to witness regulation risks faced by foreign companies operating in Poland, including the especially publicised case of TESCO, and the varied opinions of those in regulatory and government authorities.

Recipient participating in the electricity market is subject to several kinds of risk.

The risk of price changes of electricity determines the income and profitability of economic activity. It also influences the costs of fulfilling additional contract commitments in electricity.

System risk is connected with impossibility of obtaining payment for the deal, because of one party's inability to fulfill its liabilites. Side's ability to fulfill its liabilities depends on other participant in the trade, it's a form of chain-reaction.

The risk of losing fluidity on market appears mainly during the beginning stages of the market development, with small number of participants and limited size of the trade. This kind of risk affects mainly GE, and is about lack of freedom to trade contracts.

Contract risk is linked with the possibility of a direct contractor's inability to fulfill its liabilities.

Operation risk affects mainly new and rapidly developing markets. It involves the possibility of losses just because of participating in the market and making transactions there.

Legal risk becomes especially high with lack of clear and unambiguous regulations, and without transferring them to directives.

### 3.3. Term contract story

Now that we know about the risk involved with participating in the electricity market, I will explain the methods of managing such risk, focusing on the risk involved with the price fluctuation on the energy market.

Before speaking about specific examples, I will try to share some words regarding the historical background. I will start with an anecdote about beginnings of the futures contracts. I found this story on the pages of WGT (Warsaw Commodity Exchange), and I think that it depicts in clear and humorous manner the idea behind the futures contracts.

In the 19th century a mobster called Joe lived in Chicago. He was down on his luck and generally people thought he was past it. He spent most of his time at Fat Moe's bar, which was visited by all kinds of people. One day a farmer called Stan came into Moe's. He was afraid for his crops and was pestering everyone with stories about his poor situation. He sat near Joe and started to complain as usual. This time it was about good weather and crop yield. Joe was surprised about the reason behind farmer's worries, and was given the following explanation: With good crop yields, there will be lot of wheat on the market, and prices will drop. Also disease could destroy half of his crops. He would be happy if he could sell the wheat right now, before the prices dropped. Joe considered these words for a while, and remembered other people complaining about this disease. They thought that even with high crop yields, the price of wheat would be high. He offered to buy wheat from Stan at 1$ a sack, and to buy 120 sacks. However, at this point he would pay only 10$, with rest of the payment in August, after the harvest. Stan agreed and returned to his home in calm mood. Few hours later Joe met miller Willy, who was worried about his money as well, fearing too high prices in August. Joe offered to sell him 120 sacks of wheat in August for 140$, with 10$ paid now, and rest upon delivery. Miller accepted the offer, paid Joe 10$ and agreed to finalize the deal on August's last day. Few months passed. On agreed day, Joe came to Willy, took from him 130$ and a wagon. Next he went to Stan, and paid him 110$. He made 20$ out of the deal. This is how futures contracts were created.

### 3.4. Historical background of the term contract market

Term contract is an agreement between two sides, where one side accepts responsibility to deliver certain assets and receive payment for it. Although both the delivery of the assets and payment are deferred to the future, the price is determined at initial date.

Beginnings of the term contracts are dated to the early 12th century, where local fairs were held at pre-set dates and locations.

Champagne had a system of periodic fairs that served as opportunity for the commodity exchange, which with time evolved from periodic happenings to constant, specialized trade events.

One of basic elements of these fairs was a principle of self-regulation and arbitration.

Development of fairs in Champagne caused expansion of similar trade forms in other cities, such as Brugge, Antwerp or Amsterdam. Simultaneously, a custom of making agreements with delivery deferred to the future became widespread.

In 1570 the Royal Exchange was built in London, known as London Commodity Exchange.

Rice trade practices of Japan also had important impact on the term contracts development.

Beginnings of organized trade in U.S. are dated to middle of 18th century. The traded goods were mostly local and agricultural products.

The Chicago stock exchange was created in year 1848. In 1865 it introduces deals involving the term contracts, and in the same year a system of deposits to eliminate problems caused by suppliers and buyers of term contracts that are not fulfilling their liabilities.

In 1870 New York Commodity Exchange and New York Cotton Exchange start dealing with term contracts. In 1885, New York Coffee Exchange does the same.

In following years, more Exchanges for other goods appeared. In 1972 term contracts start to involve the currency exchange, in 1974 shares options contracts, and in 1982 term contracts options. From this point the term contract deals started to develop dynamically. A world's scale tendency that lasts until today and includes energy markets as well. The subjects of the term contract might include securities such as shares or bonds, goods, electricity or even other term contracts. Term contracts are often called derived instruments (derivates), with the base instrument being the subject of the contract.

Price of the derived instrument is usually a small part of the base instrument, which allows use of the leverage effect for above average gains, but involves the considerable risks as well.

Basic classes of term contracts are:

Forward contracts, futures, exchanges and options.

Forward contract is about making agreement for delivery of certain asset in future. In transaction participate two sides, and a middleman. Physical delivery might be required, cash settlement might occur.

Forward is a non-standardized contract, as per order. Might involve any quantity and any date, exact terms are determined by participating sides.

The contract does not require any initial payments, dues are collected after delivery. It means that there is high risk of unfulfilling payment liabilities, as the only guarantee is reputation of contractor or middleman.

In forward agreement participate two sides. First assumes the long position, second – the short one. Taking the long position in the forward contract means responsibility of buying certain amount of energy at specified date and, at set price. Assuming short position in the forward contract means the responsibility of selling certain amount of electricity at specified date and price. Settlement of the forward contract means actual delivery of electricity or the final cash settlement.

Graph 1 depicts the ratings of the forward contract FWSO-00, at the Nordpool stock exchange. This contract involves the delivery of energy over the five months (3672 hours) and is listed from 4.01.1999 to 28.04.2000. However, the delivery was provided from 1.05.2000 to 30.09.2000.

Futures contracts do not differ from the forward contracts in regards of functionality. Their costs are similar under conditions of constant interest rates.

Differences are about the value, quality, place and date of delivery – which are standardized. The exchange acts as intermediate in all transactions, which ensures that clients fulfill their liabilities.

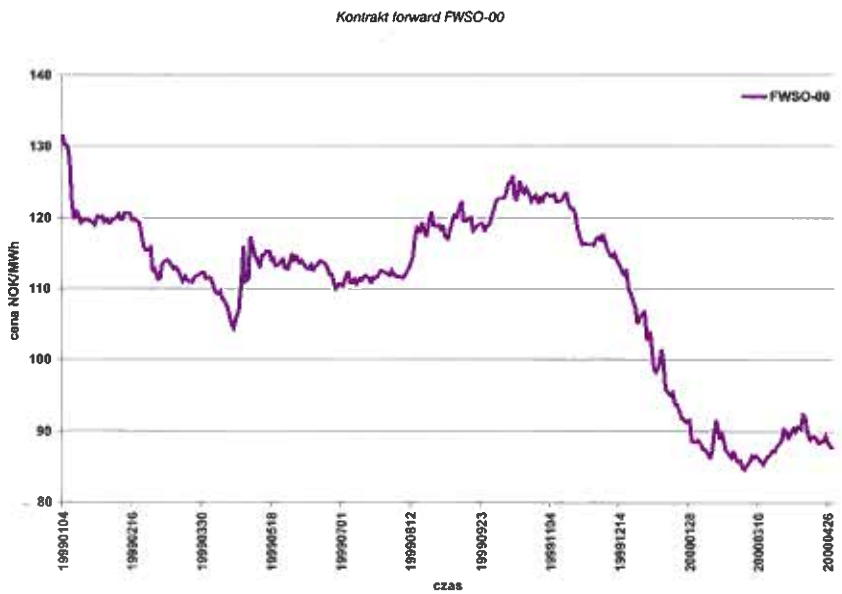
As opposed to the forward contracts, futures are very rarely used for purchasing or selling commodities, only small amount (of about 4%) involves the physical delivery. Futures contracts are popular tools for the risk management. Their downside is inability to meet the exact demands of individual clients.

Reduction of risk (of unfulfilling liabilities) is achieved through per-day clearing, introduction of the deposit systems, and the control of transactions made by the clearing house.

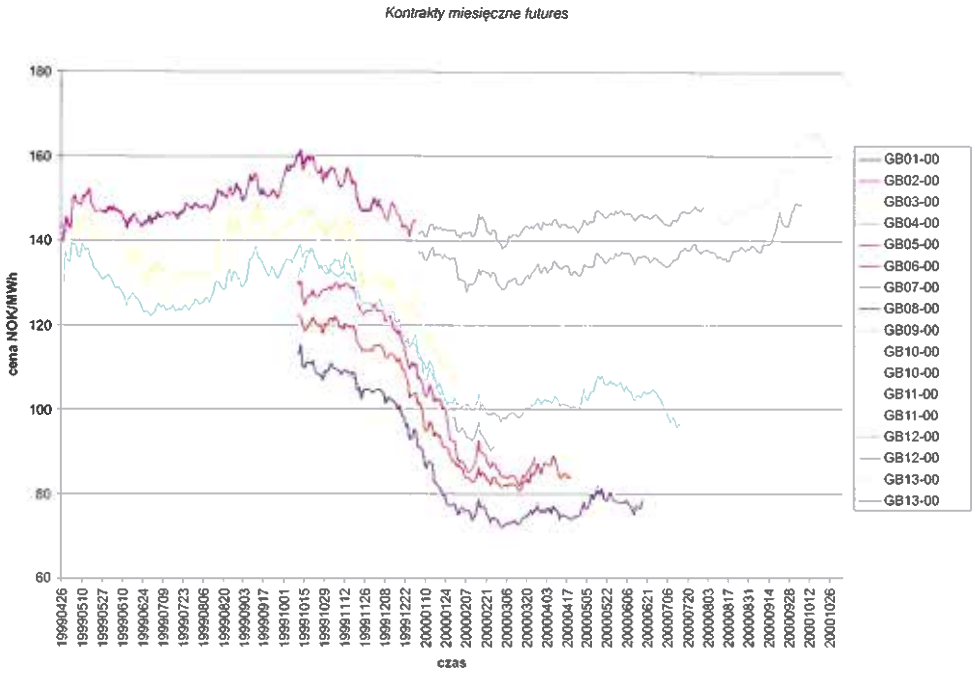
Fluidity is achieved through standardization of contracts. Only variable is a price that is determined on trade floor through balancing the supply and demand.

Futures contract is a standardized contract. The quantities and times of energy delivery are standardized while the exchange acts as intermediate for all of the

*GRAPH 1. Ratings of the forward contract FWSO-00*



*GRAPH 2. Ratings of monthly futures contracts, the GB with delivery in year 2000*




transactions. Futures contracts are settled daily. Futures contracts rarely involve physical delivery of the base instrument, because the position in the futures contracts is closed before time of the settlement.

Graph 2 depicts ratings of the futures contracts of the GB type; noted on the Nordpool exchange. These contracts ensure the supply of energy in the monthly periods that are listed from 26.04.1999 to 03.11.2000.

*TABLE 1. Summary of the periods of delivery (including last days) for the GB type of futures contracts, covering the delivery in year 2000*

| Product | Last day of listing | Beginning of supply | End of supply |
|---|---|---|---|
| GB01-00 | 03.12.1999 | 03.01.2000 | 30.01.2000 |
| GB02-00 | 30.12.1999 | 31.01.2000 | 27.02.2000 |
| GB03-00 | 28.01.2000 | 28.02.2000 | 26.03.2000 |
| GB04-00 | 14.04.2000 | 27.03.2000 | 23.04.2000 |
| GB05-00 | 24.03.2000 | 24.04.2000 | 21.05.2000 |
| GB06-00 | 19.04.2000 | 22.05.2000 | 18.06.2000 |
| GB07-00 | 19.05.2000 | 19.06.2000 | 16.07.2000 |
| GB08-00 | 16.06.2000 | 17.07.2000 | 13.08.2000 |
| GB09-00 | 14.07.2000 | 14.08.2000 | 10.09.2000 |
| GB10-00 | 11.08.2000 | 11.09.2000 | 08.10.2000 |
| GB11-00 | 08.09.2000 | 09.10.2000 | 05.11.2000 |
| GB12-00 | 06.10.2000 | 06.11.2000 | 03.12.2000 |
| GB13-00 | 03.11.2000 | 04.12.2000 | 31.12.2000 |

The last day of listing of the futures contracts falls on the month before the delivery is started. The period of delivery does is not have to be precisely a month. There is a shift resulting from standardizing the number of hours in the contract to the value of 672.

Next class of the term contracts are options, that allow the buyer of the contract to resign from the agreement.

The buying option gives its owner right to purchase fixed amount of base instrument at given price and specific date.

The selling option gives its owner right to sell the base instrument at fixed price and specific date.

The options have an expiry date. After this date, the options cannot be used and become invalid.

Regarding the expiry date, the options can be classified as:

- european, that can be used only during the day of the expiry,
- american, that can be used at any day between the purchase and the date of expiry.

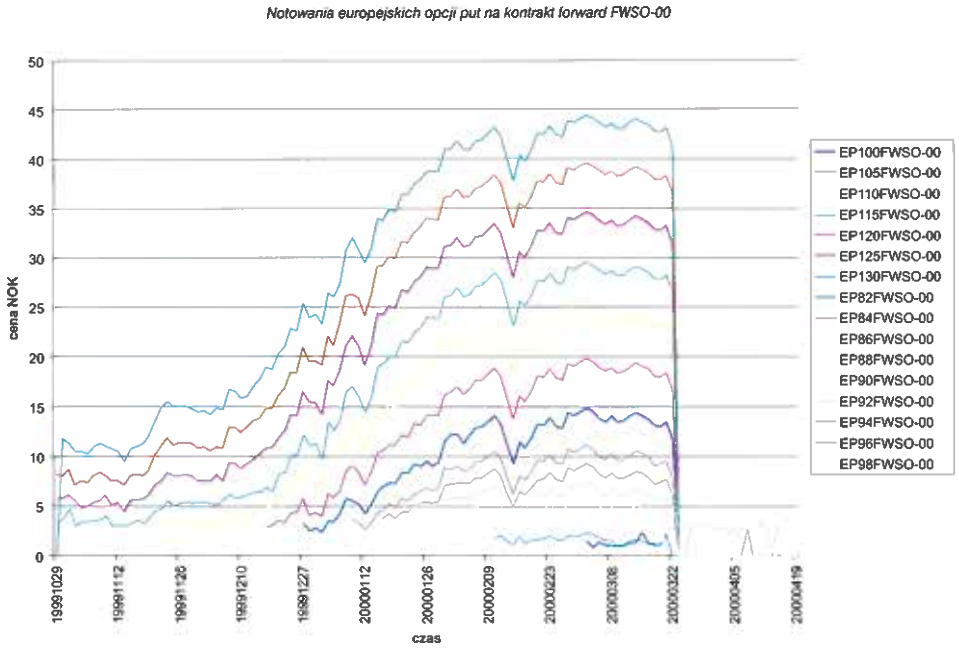
To optimize the risk management process on the electricity market, the participants are creating security strategies. Electricity sellers are exposed to the risk of prices dropping on the market, that might result in the loss of profitability.

Recipients are exposed to the risks of price increases, which affects negatively the costs of running business.

Producers or retailers of electricity can take steps to protect against the dropping prices by selling the forward or futures contract. They might also purchase the option of selling, or apply the strategy of corridor hedging, also called the collar strategy. This strategy secures the desired range of the energy's price, and is executed through purchase of the sales options, combined with simultaneous sale of the purchase options with the higher costs of delivery.

Recipient can protect himself from undesirable increase of prices on the energy market with forward or

*GRAPH 3. Listing of the european options for the forward contract of the FWSO-00 series. Delivery for year 2000, data from the Nordpool exchange*




futures contracts. He can also apply the collar strategy by buying the options for purchase, and options for sale at lower price.

**Literature**:

1. Zerka Marek: *Strategie na rynkach energii elektrycznej*.
2. Weron Aleksander, Weron Rafał: *Inżynieria finansowa*.
3. Dziawgo Ewa: *Modele kontraktów opcyjnych*.
4. Hull John: *Kontrakty terminowe i opcje. Wprowadzenie*.
5. Strona internetowa Warszawskiej Giełdy Towarowej.

**Karol Pawlak** was born in 1974 in Wyszkow, Poland. He received the M.Sc. degree in transport logistic and technology from Warsaw University of Technology. Presently, he studies in Warsaw University of Technology in Electrical Department. His areas of interest include risk management and derivatives like: forward and futures and options contracts on the liberalized electricity market.

*Karol Pawlak otrzymuje dyplom od dr L. Juchniewicza – Prezesa URE*

# SPOTKANIA GRUP EKSPERTÓW

W siedzibie Urzędu Regulacji Energetyki zorganizowano – w październiku i listopadzie 2005 r. – kolejne spotkania członków Zespołu ds. Interdyscyplinarnej Współpracy Międzynarodowej oraz Zespołu Ekspertów ds. Współpracy Europejskiej zajmujących się energią elektryczną i gazem ziemnym. Wymiana poglądów pomiędzy ekspertami Urzędu a społecznymi doradcami Prezesa URE, którzy reprezentują wiodące przedsiębiorstwa branży oraz ich organizacje gospodarcze, pozwala na przedyskutowanie ważnych problemów regulacyjnych, technologicznych i organizacyjnych pojawiających się w toku wdrażania konkurencyjnych rynków energii, a także na wypracowanie spójnego stanowiska Regulatora wobec wielu zagadnień poruszanych na forum wielu konferencji krajowych, jak i zagranicznych, w tym m.in. CEER-u i ERGEG-u.

**Energia elektryczna**

11 października 2005 r. w siedzibie Urzędu Regulacji Energetyki (URE) odbyło się drugie, z cyklu spotkań comiesięcznych, spotkanie członków Zespołu ds. Interdyscyplinarnej Współpracy Międzynarodowej oraz członków Zespołu Ekspertów ds. Współpracy Europejskiej, zajmujących się szeroko rozumianą problematyką rynku energii elektrycznej.

Wstępu do spotkania dokonał dr Leszek Juchniewicz – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, a następnie przedstawione zostały trzy prezentacje.

Jako pierwszy wystąpił Rafał Gawin. Jego prezentacja poświęcona była zagadnieniom tworzenia i funkcjonowania regionalnych rynków energii elektrycznej na podstawie prac prowadzonych w grupie roboczej CEER. Do najistotniejszych aspektów tworzenia rynków regionalnych zaliczono takie kwestie, nie rzadko problematyczne, jak:

- zdolności przesyłowe połączeń transgranicznych, zasady ich przydzielania uczestnikom rynku oraz inwestycje w zwiększenie tych mocy,
- zasady, na jakich ma się odbywać dostęp do tych sieci,
- zasady, na jakich uczestnicy rynku płacić będą za dostęp do sieci,
- zasady bilansowania i zarządzania ograniczeniami występującymi w sieciach transgranicznych,
- zasady postępowania w sytuacjach zagrożenia pracy oraz odbudowy systemu,
- postępowanie podczas remontów sieci,
- zasady, na jakich OSP przekazywać mają informacje uczestnikom rynku,
- sposoby monitorowania przez organy regulacyjne współpracy pomiędzy OSP,
- organizacja współpracy pomiędzy organami regulacyjnymi,
- podejmowanie kroków niezbędnych do harmonizacji prawodawstwa krajowego w zakresie niezbędnym do stworzenia warunków prawnych pozwalających na powstawanie i sprawne funkcjonowanie rynków regionalnych.

Podczas dyskusji uczestnicy spotkania podkreślili konieczność rozwiązania kwestii historycznych kontraktów długoterminowych na eksport energii elektrycznej, albowiem ograniczają one moce przesyłowe połączeń transgranicznych.

Jako kolejny problem, wpływający na spowolnienie prac nad uruchomieniem rynków regionalnych, zidentyfikowano niedostateczny poziom przejrzystości wymiany informacji oraz brak woli OSP do przekazywania informacji pozostałym uczestnikom rynku. Zdaniem uczestników spotkania, organy regulacyjne winny być bardziej aktywne na tym obszarze.

Następnie Robert Witkowski przedstawił prezentację na temat usług bilansowych oraz harmonizacji zasad bilansowania. Rozpoczął od przytoczenia zapisów Dyrektywy 2003/54/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r., które określają podstawowe cele związane z usługami bilansującymi oraz związane z tym obowiązki i uprawnienia operatorów sieciowych, jak również organów regulacyjnych. Ponadto przedstawił europejskie rynki bilansujące funkcjonujące na poziomie ponadnarodowym. I tak, w Unii Europejskiej istnieje pięć podstawowych obszarów, w których mogą znaleźć zastosowanie zharmonizowane mechanizmy bilansujące. Są to:

- UCTE,
- Nordel,
- Wielka Brytania,
- Irlandia,
- kraje bałtyckie.

Natomiast jako korzyści wynikające z tytułu zastosowania zharmonizowanych reguł bilansowania wymieniono:

- obniżenie kosztów bilansowania,
- obniżenie poziomu rezerw mocy wymaganych z punktu widzenia świadczenia usług bilansujących,
- zwiększenie bezpieczeństwa pracy systemu poprzez umożliwienie wymiany energii bilansującej między obszarami bilansowania,
- zwiększenie poziomu konkurencji w segmencie bilansującym i tym samym zredukowanie niebezpieczeństwa nadużywania pozycji rynkowej,
- umożliwienie OSP pozyskiwania usług bilansujących w bardziej efektywny sposób (dostęp do usług bilansujących świadczonych przez jednostki wytwórcze oparte na różnych technologiach),
- stworzenie lepszych warunków dla nowych podmiotów wchodzących na rynek przez zapewnienie odpowiedniego poziomu konkurencji w segmencie bilansującym,
- zapewnienie zharmonizowanych reguł bilansowania, co jest warunkiem koniecznym na drodze do stworzenia wewnętrznego rynku energii.

W trakcie dyskusji uczestnicy spotkania skomentowali sytuację w Polsce w świetle postanowień ww. dyrektywy. Uczestnicy sceptycznie odnieśli się do działań OSP w dziedzinie usług bilansujących świadczonych na naszym rynku. Według nich dotychczasowa **Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Krajowego Systemu Elektroenergetycznego** nie jest najlepsza, chociaż zauważono pewną poprawę tego dokumentu w stosunku do poprzedniego. Podkreślono także wagę harmonizacji zasad bilansowania w kontekście możliwości zakupu usługi bilansującej poza swoim obszarem bilansowania (tj. w innym państwie). Na koniec dyskusji nad tą prezentacją Prezes URE wyraził chęć poszerzenia składu swojej reprezentacji, w pracach SO TF, o przedstawiciela OSP.

Trzecią i ostatnią zarazem prezentację przygotował Janusz Bil. Tematem wystąpienia było zagadnienie związane z funkcjonowaniem odbiorców na konkurencyjnych rynkach energii w kontekście możliwości dokonania zmiany sprzedawcy. Prelegent przedstawił m.in. strukturę rachunku za energię oraz rozwiązania dotyczące zmiany sprzedawcy funkcjonujące na rynku brytyjskim. Dokonał także identyfikacji czynników decydujących o łatwości podejmowania decyzji o zmianie sprzedawcy. Do czynników tych zaliczył między innymi:

- sprawną i wiarygodną procedurę zmiany,
- łatwy dostęp do danych pomiarowych,
- standaryzację,
- szybkość korekty błędów w rozliczeniach,
- skuteczny nadzór Regulatora.

W trakcie dyskusji uczestnicy posiedzenia odnieśli się do zagadnień, które mogą mieć wpływ na realne tempo zmiany dotychczasowego układu, tj. przypisania odbiorcy końcowego do określonego sprzedawcy. Do kwestii, które muszą zostać rozstrzygnięte, zaliczono między innymi problem – kto będzie ponosił odpowiedzialność oraz płacił za straty sieciowe oraz różnicę bilansową. Ponadto dyskusyjna pozostaje kwestia własności urządzeń pomiarowych oraz problemy wynikające z tytułu ich wymiany. Uczestnicy spotkania podkreślili, że problem z wymianą liczników nie powinien wpływać negatywnie na proces swobodnego wyboru sprzedawcy, zaś wymiana urządzeń pomiarowych na bardziej funkcjonalne mogłaby być wprowadzana etapowo.

Rozmawiając o problemach towarzyszących procesowi zmiany dostawcy, wyrażono pogląd, iż Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych nie są do końca zainteresowani rzetelnością odczytów z liczników, jak również z niechęcią odnoszą się do wprowadzenia TPA i przekazywania liczników innym podmiotom. Kwestię rzetelności odczytów rozwiązać miałoby wprowadzenie tzw. *operatora pomiaru*, który odpowiadałby m.in. za instalację, obsługę i eksploatację układów pomiarowo-rozliczeniowych. Prowadziłby także działalność polegającą na prowadzeniu odczytów, rejestracji i przetwarzaniu danych pomiarowych oraz ich transmisji i udostępnianiu. Prezes URE przychylił się do stanowiska, że podmiot taki (o ile nie jest związany z OSD albo Kupującym) może zagwarantować rzetelne i obiektywne usługi związane z prowadzeniem odczytów pomiarów. Opłata za jego usługi nie jest bowiem zależna od ilości energii zużytej przez Kupującego.

Po zakończeniu dyskusji nad ostatnią prezentacją, Prezes URE dokonał krótkiego podsumowania oraz zaprosił wszystkich zebranych do udziału w kolejnych spotkaniach z tego cyklu.

Kolejne, trzecie spotkanie członków Zespołu, na którym przedstawiono dwie prezentacje, odbyło się 8 listopada 2005 r.

Pierwsza prezentacja – autorstwa Krzysztofa Hajdrowskiego – poświęcona była giełdom energii oraz „Wytycznym dotyczących dobrych praktyk w zakresie przejrzystości zasad dostępu do sieci i działalności przedsiębiorstw" (ang. *Guidelines of Good Practice on Transparency*). Omawiane zagadnienia były przedmiotem prac Zespołu Roboczego CEER ds. Rynku Energii.

Analiza porównawcza funkcjonowania europejskich giełd energii została wykonana na podstawie wyników przeprowadzonej przez Zespół ankiety nt. roli giełdy na krajowych rynkach energii elektrycznej. Kontekst badania został położony (zgodnie z wytycznymi Grupy Roboczej) na możliwości diagnozy i problemy monitorowania transgranicznej wymiany energii oraz wskazaniu istniejących ograniczeń przesyłowych. Dodatkowo rozważane są pytania dotyczące powiązań i współpracy między operatorami systemów przesyłowych a funkcjonującymi obecnie giełdami energii.

W trakcie prezentacji została również postawiona teza, czy może istnieć zliberalizowany rynek energii bez giełdy (giełd) energii, bazujący jedynie na kontraktach bilateralnych. Rynek taki charakteryzowałby się produktami dopasowanymi do indywidualnych potrzeb, ale istniałoby stosunkowo wysokie ryzyko niewywiązania się z kontraktów. Koszty transakcji byłyby niższe niż w przypadku transakcji zawieranych na giełdzie. Dodatkowym problemem byłyby nieprzejrzyste ceny energii elektrycznej. Kwestia ta była przedmiotem dyskusji po zakończeniu prezentacji. Uczestnicy spotkania podkreślali, że zróżnicowanie ilości energii jaka jest przedmiotem obrotu na poszczególnych giełdach, jest znaczne, co powoduje, że nie można ich traktować w jednakowy sposób – np. Nordpool (giełda skandynawska), która jest niezbędna dla prawidłowego funkcjonowania rynku skandynawskiego, a Giełda Energii działająca w Polsce nie odgrywa znaczącej roli.

Kwestiami, które łączą się z funkcjonowaniem poszczególnych giełd energii są: tworzenie i funkcjonowanie rynków regionalnych oraz zachowania podmiotów działających na tych rynkach. Rynki regionalne odgrywają coraz większą rolę i są etapem przejściowym w tworzeniu jednego wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Nie zawsze jednak ich rozwój postrzegany jest jako pozytywne zjawisko dla liberalizacji. Z jednej strony, dzięki nim rozszerza się zasięg rynków narodowych oraz wzrasta liczba uczestników, z drugiej zaś pojawia się obawa, czy istniejąca sytuacja nie spowalnia procesu tworzenia wspólnego, jednolitego rynku.

Krzysztof Hajdrowski przedstawił również postęp prac nad „Wytycznymi dotyczącymi dobrych praktyk w zakresie przejrzystości zasad dostępu do sieci i działalności przedsiębiorstw" (ang. *Guidelines of Good Practice on Transparency*).

Celem Wytycznych jest m.in. określenie jednolitych zasad zapewniania informacji rynkowych dla uczestników rynku hurtowego w państwach członkowskich. Przygotowywane Wytyczne charakteryzują się następującymi cechami:

- definicją informacji / danej,
- terminem publikacji – określającym, kiedy zdefiniowana informacja powinna być udostępniona w wymaganej formie,
- ramami czasowymi – okresem czasu, do którego informacja się odnosi,
- użytecznością – opisem, dotyczącym naturalnego źródła informacji i jej odbiorców,
- odpowiedzialnością – określeniem zakresu odpowiedzialności źródła pochodzenia informacji.

Problem rozwoju jednolitego rynku energii elektrycznej w Europie oraz związane z tym zmiany cen energii elektrycznej (możliwe scenariusze) były przedmiotem dyskusji po zakończeniu prezentacji.

Kolejną prezentację przedstawił Robert Burzyński. Była ona poświęcona systemowi wydawania i obrotu świadectwami pochodzenia od 1 października 2005 r.

Zaprezentowane zostały dotychczasowe doświadczenia i problemy, jakie pojawiły się w związku z realizacją obowiązku zakupu

zielonej energii oraz mechanizmy wydawania, obrotu, umarzania świadectw pochodzenia, obliczania wysokości kary za niewykonanie obowiązku zakupu, obliczania wysokości opłaty zastępczej w roku 2005.

Po zakończeniu prezentacji uczestnicy dyskutowali nt. wpływu na rynek energii elektrycznej obowiązku zakupu oraz możliwości wywiązania się Polski z obowiązku wyprodukowania odpowiedniej ilości zielonej energii w kolejnych latach, określonym w Dyrektywie 2001/77/WE. Uczestnicy zgodzili się, że szansą na spełnienie warunków jest rozwój rynku biomasy. Należy jednak uważać, aby nie doprowadzić do rabunkowej gospodarki leśnej.

Spotkanie i dyskusje podsumował Leszek Juchniewicz, Prezes URE.

*Opracowali: Jacek Biedrzycki, Małgorzata Kozak,*
*Departament Integracji Europejskiej*
*i Studiów Porównawczych URE*

**Rynek gazu**

19 października ub.r. odbyło się spotkanie poświęcone systemowym zasadom funkcjonowania rynku gazu. Piotr Seklecki przedstawił *Strategię budowy wspólnotowego rynku gazu*, a Piotr Starega *Brytyjskie doświadczenia w zakresie wdrażania Kodeksu sieci*. Kolejne spotkanie grupy, które odbyło się miesiąc później, zostało poświęcone zagadnieniom bardziej technicznym: rewolucyjnej technologii LNG – problem zreferował Piotr Seklecki, oraz szczegółowemu omówieniu przez Andrzeja Kanię parametrów fizyko-chemicznych paliw gazowych. Dobór i kolejność tematów nie były dziełem przypadku, ponieważ zagadnienia te są ze sobą ściśle powiązane, co znalazło swoje potwierdzenie podczas obrad X Forum Madryckiego.

Obszerna prezentacja Piotra Sekleckiego przekazała uczestnikom spotkania *Strategię budowy wspólnotowego rynku gazu*, która stanowi plan działania na najbliższe lata. Autor wystąpienia – przytaczając liczne przykłady – podkreślał, że pełna liberalizacja nie będzie procesem krótkim i łatwym ze względu na skomplikowaną sytuację w zakresie dostaw oraz nawarstwienie problemów związanych z liberalizacją rynku wspólnotowego. W toku dyskusji Andrzej Kania zwrócił uwagę na fakt głębokiej zbieżności założeń *Strategii* ze stopniem zaawansowania liberalizacji ryku brytyjskiego. Podkreślił jednak obecne trudności tego kraju w dostępie do źródeł tego surowca.

Złożoność sytuacji została zilustrowana we wspólnym artykule Piotra Sekleckiego i Piotra Staręgi: *W kierunku większej konkurencyjności na europejskim rynku gazu – wytyczne Forum Madryckiego*, który został opublikowany w Biuletynie URE nr 6/2005.

Jednym z wielu problemów poruszanych podczas obrad Forum była również standaryzacja właściwości fizyko-chemicznych gazu. Uczestnik spotkania madryckiego Andrzej Kania zaprezentował zebranym szczegółowe zestawienia, które unaoczniły rozbieżności jakościowe transportowanych paliw. Uczestnicy dyskusji zgodzili się, że ściślejsze specyfikacje jakościowe gazu stanowią niezbędny warunek sprawnego przesyłu oraz handlu tym paliwem. Ich brak powoduje wzrost cen tego surowca, zmniejszając poziom bezpieczeństwa dostaw. Szczególne zainteresowanie zebranych wywołała kwestia procedur wstrzymywania przesyłu paliw, które nie spełniają parametrów jakościowych.

Istotność tego problemu najpełniej ilustruje artykuł Andrzeja Kani pod tytułem *Podstawowe informacje dotyczące ilościowego i jakościowego rozliczania gazu ziemnego. Harmonizacja jakości gazu w UE*, opublikowany w niniejszym Biuletynie URE.

Prezentacja Piotra Staręgi została poświęcona problematyce Instrukcji eksploatacji sieci przesyłowych zilustrowanej na przykładzie brytyjskiego operatora Transco. Autor prezentacji nie poprzestał na zaawansowaniu definicji omawianego dokumentu. (Kodeks jest – przeznaczonym do powszechnego stosowania – zbiorem zasad współpracy podmiotów działających na rynku gazu. Definiuje on prawa i obowiązki wszystkich uczestników ruchu.) Kolejne punkty wystąpienia przedstawiły różnorodność podmiotów, które działają na tym rynku. Wykazał on, że jednoznaczne rozstrzygnięcia tego dokumentu umożliwiły powszechne stosowanie zasady TPA, co w konsekwencji spowodowało pojawienie się wielu niezależnych podmiotów po podażowej stronie rynku oraz w obsłudze infrastruktury.

W toku dyskusji Prezes URE postawił pytanie o sens zaangażowania wielu niezależnych firm w obsługę ruchu sieciowego. Prelegent wykazał, że przyczyną takiej różnorodności są konkretne potrzeby uczestników rynku gazowego.

Zebrani zwrócili uwagę na istotność zasad zarządzania ograniczeniami sieciowymi. Nie powinny one stanowić bariery, która utrudnia wejście na rynek nowym podmiotom. Zagadnienie to wywołało spore zainteresowanie ekspertów URE oraz przedstawicieli OGP GAZ-System, którzy pracują nad szczegółowymi rozwiązaniami w tym zakresie w toku zatwierdzania krajowej *Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowych*.

Związek Kodeksu sieci ze *Strategią budowy jednolitego rynku gazu* zaakceptowaną przez IX Forum omawia artykuł Piotra Staręgi pod tytułem: *Kodeks sieci na wspólnotowym rynku gazu*, opublikowany w bieżącym numerze Biuletynu.

Wystąpienie Piotra Sekleckiego stanowiło ciekawe rozszerzenie zakresu informacji na temat *Strategii*, wielokrotnie powoływanej w trakcie obu spotkań. Szczegółowe informacje o zasadach funkcjonowania technologii LNG podane przez prelegenta sprowokowały dyskusję na temat tej metody dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia Polski. Robert Guzik spuentował rozważania stwierdzeniem, że zbudowanie morskiego terminala LNG w naszym kraju będzie decyzją o znaczeniu strategicznym, a nakłady konieczne do zrealizowania inwestycji powinny skłaniać do szczegółowego rozważenia projektu.

Więcej interesujących szczegółów na ten temat znajdą Państwo w artykule *LNG – ile to kosztuje?*, który także zamieściliśmy w niniejszym Biuletynie URE.

*Opracował: Piotr Starega,*
*Departament Integracji Europejskiej*
*i Studiów Porównawczych URE*

# ANGIELSKO-POLSKI SŁOWNIK WYRAŻEŃ UŻYWANYCH W REGULACJI

## (pod redakcją dr. Mariana Ślifierza i Roberta Guzika)

| | | |
|---|---|---|
| Annual monthly auction system | – | system aukcji rocznych i miesięcznych (oferowania zdolności przesyłowych) |
| British thermal unit (Btu) | – | brytyjska jednostka energetyczna = 1,055 kJ = 0,252 kcal (ciepło potrzebne do ogrzania jednego funta wody o 10°F w temp. ok. 39,2°F) |
| Commodity charge | – | opłata towarowa (opłata za wykorzystanie systemu przesyłowego, obliczana od wielkości przepływu gazu w określonym punkcie systemu) |
| Constraint management services | – | usługi utrzymujące ciśnienie w sieci |
| Contractual integration | – | integracja kontraktowa, „uszczelnienie" rynku poprzez zawarte kontrakty długoterminowe |
| Daily balancing | – | bilansowanie dzienne |
| Daily interruptible system | – | przerywalna zdolność przesyłowa oferowana na dzień przed realizacją |
| Daily – metered customer | – | odbiorca, którego zużycie mierzone jest codziennie |
| Deliverability | – | maksymalna dzienna zdolność wprowadzenia gazu z magazynu do sieci |
| Door-step selling | – | akwizycja bezpośrednia, dosł. do drzwi klienta (np. oferowanie zmiany sprzedawcy energii lub gazu) |
| Exit zone | – | strefa wyjścia, w której obowiązuje jednakowa opłata tzw. wyjściowa (za wyprowadzenie gazu z systemu) |
| Firm entry capacity right | – | prawo do wprowadzenia określonej ilości gazu do systemu przesyłowego w sposób ciągły |
| High-cal (fuel) | – | (paliwo) wysokokaloryczne |
| Insufficinet, inadequate unbundling | – | niewystarczająca, nieodpowiednia restrukturyzacja, forma „uszczelnienia" rynku poprzez łączenie działalności sieciowej z obrotem w jednym przedsiębiorstwie |
| Internal Gas Market (IGM) | – | wewnętrzny (europejski, a nie krajowy!) rynek gazu |
| Interruptible entry capacity right | – | prawo do wprowadzenia gazu do systemu przesyłowego w sposób przerywalny |
| Long-term system entry capacity | – | długoterminowa (od 3 do 20 lat) zdolność przesyłowa w punkcie wejścia |
| Market integration | – | integracja rynków |
| Market segmentation | – | brak integracji rynków (dosł. segmentacja rynków) |
| Misguided | – | skierowany na niewłaściwą drogę |
| Mothballed capacity | – | moc jednostek wytwórczych odstawionych i zakonserwowanych jako rezerwa trwała |
| National Balancing Point (NBP) | – | na rynku brytyjskim – krajowy punkt bilansujący, umowny (wirtualny) punkt zdefiniowany w systemie przesyłowym dla celów transakcyjnych i rozliczeniowych |
| National Transmission System (NTS) | – | krajowy system przesyłowy |
| Notional point | – | punkt umowny (wirtualny) |
| Pernicious incentives | – | bodźce do niepożądanych (dosł. szkodliwych) działań |
| Preferential access | – | prawo dostępu udzielone na zasadach preferencyjnych |
| Preferential capacity | – | zdolność przesyłowa udostępniona na zasadach preferencyjnych |
| Preferential treatment | – | traktowanie na preferencyjnych warunkach |
| Scheduling | – | ustalanie harmonogramów (np. przesyłu, lub produkcji) |
| Seasonal normal demand (SND) | – | przeciętne zapotrzebowanie sezonowe (przy założeniu przeciętnej temperatury w określonej porze roku) |
| Seasonal normal temperature | – | przeciętna temperatura sezonowa (w określonej porze roku) |
| Shrinkage | – | dosł. skurczenie, ubytki gazu (w systemie przesyłowym i dystrybucyjnym) |
| Structural integration | – | integracja strukturalna, forma „uszczelnienia" rynku poprzez łączenie wytwarzania i sprzedaży detalicznej (tj. do odbiorców końcowych) w jednym przedsiębiorstwie |
| Under-expenditure | – | zaniżone wydatki (np. na rozwój, modernizację lub remonty sieci) |
| „Slamming" | – | praktyka zmiany sprzedawcy bez zgody odbiorcy |
| „Vertical foreclosure" | – | „pionowe uszczelnienie" (zamknięcie) rynku w każdym ogniwie łańcucha dostaw, wykluczające w praktyce możliwość wejścia na rynek nowych podmiotów |

## Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE

**(stan na 30.11.2005 r.)**

| Siedziba Oddziału Terenowego URE | Nazwa przedsiębiorstwa | Podwyżka w % |
|---|---|---|
| **Warszawa** | Zakład Gospodarki Komunalnej (Miasto i Gmina Kozienice) | 11,82 |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Sochaczew | 39,86 |
| | Zakład Energetyki Cieplnej (Miasto Nowy Dwór Mazowiecki) | 6,70 |
| | Ciepłownia Miejska Sp. z o.o. – Szydłowiec | 6,41 |
| | Miejski Zakład Usług Komunalnych – Pionki | 31,95 |
| | MVV Polska SA – Sokółka | 0,62 |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej „Legionowo" Sp. z o.o | 0,00 |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Pułtusk | 8,05 |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej w Gostyninie Sp. z o.o. | 12,21 |
| **Szczecin** | KOMUNALNIK Sp. z o.o. – Sulęcin | 2,97 |
| | Miejskie Zakłady Komunalne Sp. z o.o. – Kostrzyn n. Odrą | 3,58 |
| | Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Lubsko | 6,04 |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Gryfice | 2,97 |
| | Spółka Komunalna Wschowa Sp. z o.o. w organizacji – Wschowa | 9,72 |
| **Gdańsk** | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Bytów | 2,20 |
| | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Olsztyn | 2,80 |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Giżycko | 0,52 |
| | Elektrociepłownia Elbląg Sp. z o.o. | 6,02 |
| | Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. | 2,46 |
| | Miejskie Przedsiębiorstwo Ciepłowniczo-Komunalne KOKSIK Sp. z o.o. – Reda | 3,26 |
| **Poznań** | ELANA-ENERGETYKA Sp. z o.o. – Toruń | 5,09 |
| | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Ciechocinek | 9,30 |
| | PRESSTERM Sp. z o.o. – Owińska Bolechowo k/Poznania | 5,16 |
| | Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Zachód" – Biedrusko *(woj. lubuskie)* | 3,71 |
| | Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Zachód" – Biedrusko *(woj. dolnośląskie)* | 9,85 |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Brodnica | 7,25 |
| | Miejski Zakład Energetyki Cieplnej, Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o. – Wąbrzeźno | 10,73 |
| | Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Zachód" – Biedrusko *(woj. kujawsko-pomorskie)* | 7,33 |
| | Zakład Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Ostrzeszów | 4,86 |
| | H. CEGIELSKI – ENERGOCENTRUM Sp. z o.o. – Poznań | 6,84 |
| | Międzychodzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Międzychód | 5,09 |
| | Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Zachód" – Biedrusko *(woj. pomorskie)* | 22,00 |
| **Lublin** | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Chełm | 1,23 |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Lubartów | 5,99 |
| | Elektrociepłownia Sp. z o.o. – Lublin-Wrotków | 1,87 |
| | Elektrociepłownia Białystok SA | 7,01 |
| | ENERGO-TECH Sp. z o.o. – Białystok | 4,73 |
| | Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Wschód" – Przemyśl | 9,69 |
| | Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Wschód" – Leźnica Wielka | 43,79 |
| | Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Wschód" – Sandomierz, Busko Zdrój | 11,91 |
| | Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Włodawa | 8,08 |
| | PW ATEX Sp. z o.o. – Zamość | 2,33 |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Zamość Sp. z o.o. | – 4,84 |
| | Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Wschód" – Augustów[1)] | – |
| | Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Wschód" – Jarosław, Żurawica | 7,07 |
| | Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Wschód" – Ratajów, Bochnia, Kościelisko | 14,07 |
| | Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Wschód" – Warszawa Wesoła, Sulejówek | 8,00 |
| | Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Wschód" – Bytom, Gliwice | 20,59 |

| | | |
|---|---|---|
| **Łódź** | Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Łask | 15,06 |
| | Przedsiębiorstwo Usług Komunalnych Sp. z o.o. – Poddębice | 9,50 |
| | Zakład Gospodarki Mieszkaniowej (Gmina Koluszki) | 3,93 |
| | Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Aleksandrów Łódzki | – 1,19 |
| | POLFA SA – Kutno | – 0,83 |
| | Elektrociepłownia Kielce Sp. z o.o. | 0,53 |
| | Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Opatów | 4,29 |
| | Zakłady Metalowe MESKO SA – Skarżysko-Kamienna | 3,41 |
| | Świętokrzyskie Centrum Onkologii w Kielcach Publiczny zakład opieki zdrowotnej | 3,80 |
| | Miejskie Sieci Cieplne Sp. z o.o. – Zduńska Wola | 0,00 |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej BUGAJ Sp. z o.o. – Starachowice | 4,72 |
| | Komunalny Związek Ciepłownictwa PONIDZIE – Busko Zdrój | 2,16 |
| | Zakład Energetyki Cieplnej (Miasto i Gmina Końskie) | 9,60 |
| **Wrocław** | Energia Praszka Sp. z o.o. – Praszka | 4,58 |
| | ELKOM Sp. z o.o. – Dobrzeń Wielki | 7,74 |
| | Energetyka Cieplna Opolszczyzny SA – Opole | 2,53 |
| | Zakład Ciepłowniczy TERM – HYDRAL Sp. z o.o. – Wrocław | 7,65 |
| | FORTUM DZT SA – Wałbrzych | 3,16 |
| | Miejska Gospodarka Komunalna Sp. z o.o. – Oleśnica | 5,87 |
| | Zakład Gospodarki Komunalnej ZAW – KOM Sp. z o.o. – Zawadzkie | 3,56 |
| | Zakłady Azotowe Kędzierzyn SA – Kędzierzyn Koźle | 4,90 |
| | Elektrownia Opole SA – Brzezie k/Opola | 4,94 |
| | Brzeskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Brzeg[2)] | – |
| **Katowice** | Jastrzębska Spółka Węglowa SA – Jastrzębie Zdrój | 3,41 |
| | ELEKTROBUDOWA SA – Katowice | 1,51 |
| | Elektrownia Chorzów SA | 4,70 |
| | Elektrociepłownia Szopienice Sp. z o.o. – Katowice | 4,89 |
| | Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej (Gmina Herby) | – 11,17 |
| | Zabrzańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Zabrze | 7,60 |
| | TERMA – DOM Sp. z o.o. – Zabrze | 2,28 |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej PP – Katowice | 4,50 |
| | Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe ENCo Sp. z o.o. – Bytom | 3,30 |
| | Fabryka Papieru SA – Myszków | 0,19 |
| | Elektrociepłownia Będzin SA | – 2,01 |
| **Kraków** | Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o. | – 1,90 |
| | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej w Przemyślu Sp. z o.o. | 3,56 |
| | Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Jasło | 5,69 |
| | RAF – ENERGIA Sp. z o.o. – Jedlicze | 17,32 |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Oświęcim | 0,13 |
| | Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Gorlice | 0,85 |
| | PPU KZGM Sp. z o.o. – Proszowice | 3,31 |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Tarnobrzeg | 6,02 |
| | ENESTA Sp. z o.o. – Stalowa Wola | 3,35 |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Ustrzyki Dolne | 9,57 |
| | Ciepłownia Łańcut Sp. z o.o. | 6,86 |
| | Elektrociepłownia Mielec Sp. z o.o. | 3,43 |

[1)] Nowa działalność przedsiębiorstwa energetycznego.
[2)] Nowe przedsiębiorstwo energetyczne.

## Odmowy zatwierdzenia taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE

**(stan na 30.11.2005 r.)**

| Siedziba Oddziału Terenowego URE | Nazwa przedsiębiorstwa | Data odmowy |
|---|---|---|
| **Szczecin** | „BARLINEK" SA – Barlinek | 16.11.2005 |
| **Gdańsk** | GOREX Sp. z o.o. – Górowo Iławeckie | 17.11.2005 |
| **Poznań** | Elektrociepłownia WAGON Sp. z o.o. – Ostrów Wielkopolski | 22.11.2005 |
| **Lublin** | Wojciech Kondracki Przedsiębiorstwo Usługowo-Doradczo-Handlowe INKLUZ – Maków Mazowiecki | 16.11.2005 |
| **Katowice** | Huta Pokój SA – Ruda Śląska | 20.10.2005 |
| | ELEKTROCIEPŁOWNIA MARCEL Sp. z o.o. – Radlin | 3.11.2005 |
| **Kraków** | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. – Tarnów | 31.10.2005 |
| | Carbon Black Polska Sp. z o.o. – Jasło | 8.11.2005 |

## Zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej

**(stan na 2.12.2005 r.)**

| Lp. | Nazwa przedsiębiorstwa | Data publikacji |
|---|---|---|
| 1 | BOT Elektrownia Turów SA | 13.10.2005 |
| 2 | Heat Engineering Technology Europe Sp. z o.o. | 13.10.2005 |
| 3 | Zakłady Chemiczne „Police" SA | 21.10.2005 |
| 4 | BHH-MIKROTECH Sp. z o.o. | 21.10.2005 |
| 5 | Zakład Elektryczny „EL – WO" Marta Żelazowska | 21.10.2005 |
| 6 | Kopalnia Węgla Kamiennego „Kazimierz-Juliusz" Sp. z o.o. | 28.10.2005 |
| 7 | ELCO Sp. z o.o. | 7.11.2005 |
| 8 | Kompania Węglowa SA | 10.11.2005 |
| 9 | Zakłady Chemiczne „Organika-Sarzyna" SA | 18.11.2005 |
| 10 | Huta Metali Nieżelaznych „Szopienice" SA | 18.11.2005 |
| 11 | „Energetyka" Sp. z o.o. | 2.12.2005 |

## Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej

**(stan na 25.11.2005 r.)**

| Lp. | Nazwa przedsiębiorstwa | Data publikacji |
|---|---|---|
| 1 | Zakłady Tworzyw Sztucznych „ERG – BIERUŃ" SA | 13.10.2005 |
| 2 | Huta Bankowa Sp. z o.o. | 21.10.2005 |
| 3 | Koksownia Przyjaźń Sp. z o.o. | 21.10.2005 |
| 4 | „BEST-EKO" Sp. z o.o. | 18.11.2005 |
| 5 | Przedsiębiorstwo Górnicze DEMEX Sp. z o.o. | 25.11.2005 |
| 6 | Rafineria Nafty „JEDLICZE" SA | 25.11.2005 |

## Zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych

**(stan na 2.12.2005 r.)**

| Lp. | Nazwa przedsiębiorstwa | Data publikacji |
|---|---|---|
| 1 | K&K Sp. z o.o. | 28.10.2005 |
| 2 | Mittal Steel Poland SA | 28.10.2005 |
| 3 | CMC Zawiercie SA | 7.11.2005 |
| 4 | Zakłady Azotowe „Puławy" SA | 2.12.2005 |

## Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla paliw gazowych

**(stan na 25.11.2005 r.)**

| Lp. | Nazwa przedsiębiorstwa | Data publikacji |
|---|---|---|
| 1 | Zakład Usług Gazowniczych LOKGAZ Sp. z o.o. | 13.10.2005 |
| 2 | Huta Pokój SA | 21.10.2005 |
| 3 | Zakłady Mechaniczne „BUMAR-ŁABĘDY" SA | 21.10.2005 |
| 4 | Energetyka Wisłosan Sp. z o.o. | 28.10.2005 |
| 5 | G.EN. Gaz Energia SA | 28.10.2005 |
| 6 | Dolnośląskie Zakłady Usługowo-Produkcyjne „DOZAMEL" Sp. z o.o. | 7.11.2005 |
| 7 | KGHM Polska Miedź SA | 7.11.2005 |
| 8 | Fenice Poland Sp. z o.o. | 10.11.2005 |
| 9 | Huta Batory SA w upadłości | 10.11.2005 |
| 10 | Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o. | 25.11.2005 |
| 11 | BOL-THERM Sp. z o.o. | 25.11.2005 |
| 12 | Linia K&K Sp. z o.o. | 25.11.2005 |

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK

**(stan na 6.12.2005 r.)**

| Lp. | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres | Rodzaj działalności |
|---|---|---|---|
| 1 | Moderno Sp. z o.o. | 00-052 Warszawa, ul. Świętokrzyska 18 lok. 414 | Opc |
| 2 | CP ENERGIA SA | 00-696 Warszawa, ul. Pankiewicza 1/4 | Opg, Ogz |
| 3 | „POLENERGIA" SA | 00-805 Warszawa, ul. Chmielna 85/87 | Dpg |
| 4 | „ADK COMMERCIAL" Sp. z o.o. | 01-510 Warszawa, ul. gen. Józefa Zajączka 11/92 | Opc |
| 5 | NEINVER POLSKA Sp. z o.o. | 02-495 Warszawa, Plac Czerwca 1976 roku nr 6 | Dee, Oee |
| 6 | ENERGETYKA URSUS Sp. z o.o. | 02-495 Warszawa, Plac Czerwca 1976 roku nr 1 | Wcc, Wee, Dee, Oee, Ppc, Dpg |
| 7 | MK PETROL | 02-793 Warszawa, ul. Małej Łąki 10 m. 13 | Opc |
| 8 | ELSEN Sp. z o.o. | 03-968 Warszawa, ul. Saska 2 lok. 71 | Opc |
| 9 | SCS | 05-100 Nowy Dwór Mazowiecki, ul. Modlińska 10/36 | Opc |
| 10 | GRAMAR | 05-127 Białobrzegi, ul. Osiedle Wojskowe bl. 92 m. 14 | Opc |
| 11 | Stacja Paliw BP Wiktoria SC | 05-220 Zielonka, ul. Piłsudskiego 17/19 | Opc |
| 12 | Małgorzata Sadoch, Ewa Kulma – Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „MEGA" SC | 05-300 Mińsk Mazowiecki, Janowo, ul. Osiedlowa 2 B | Opc |
| 13 | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „GAMBIT" Mirosław Wardach | 05-319 Kałuszyn, ul. Warszawska 66 | Opc |
| 14 | AN-IC Aneta Nowak, Iwona Czarnecka Sp.j. | 05-400 Otwock, ul. Wspaniała 2 | Opc |
| 15 | AUL KLACSKA Sp. z o.o. | 05-500 Piaseczno, ul. Kineskopowa 1 | Opc |
| 16 | FH EUROLLEX Ariel Skoczek | 05-660 Warka, ul. Obwodowa 1 | Opc |
| 17 | Przedsiębiorstwo Handlowe SC | 05-825 Grodzisk Mazowiecki, ul. Armii Krajowej 1 g | Opc |
| 18 | „EURO POWER CENTRUM" Sp. z o.o. | 05-930 Nadarzyn, Wolica 114 | Dee, Oee |
| 19 | Robert Rachuba – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe ROLNEX-PLUS | 06-100 Pułtusk, Chmielowo 2 | Opc |
| 20 | Stacja Paliw WIG SC | 07-300 Ostrów Mazowiecka, ul. Małkińska | Opc |
| 21 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „DANEX" Danuta Koszykowska | 07-303 Stary Lubotyń, Rogowo Folwark 8 | Opc |
| 22 | STALMAR | 07-437 Łyse, ul. Topolowa 6 | Opc |
| 23 | Krzysztof Chromiński – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „WALOR" | 08-106 Zbuczyn Poduchowny, Chromna 37 | Opc |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 24 | RAFPOL | 08-207 Olszanka, Szydłówka 71 | Opc |
| 25 | Daniel Krasnodębski GAZPER | 08-300 Sokołów Podlaski, ul. Kupietyńska 39 b | Opc |
| 26 | M.T.M. Handel, Usługi Małgorzata Bałkowiec, Ryszard Bałkowiec Sp.j. | 08-300 Sokołów Podlaski, ul. Repkowska 53 | Opc |
| 27 | Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o. | 08-400 Garwolin, ul. Polna 77 | Wcc, Ppc |
| 28 | PPHU AGROMIS | 09-300 Żuromin, ul. Szkolna11/39 | Opc |
| 29 | Stanisław Bogucki Usługi Transportowe | 09-413 Sikórz, Kobierniki 30 | Opc |
| 30 | „SAWES" Przewozy Towarowe Sławomir Maruszewski | 11-200 Bartoszyce, ul. J. Piłsudskiego 1/47 | Opc |
| 31 | „MIKOZNAK" Sp. z o.o. | 11-730 Mikołajki, ul. Kolejowa 20 | Opc |
| 32 | Ryszard Bąbka – Sprzedaż Materiałów Pędnych „OLBEN" | 12-230 Biała Piska, ul. Sikorskiego 22 | Opc |
| 33 | Krzysztof Świderski Sklep Spożywczo-Przemysłowy Stacja Paliw | 12-230 Biała Piska, ul. Słowackiego 4 | Opc |
| 34 | Dariusz Zmudczyński – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe | 13-240 Iłowo-Osada, ul. Jagiellońska 28 | Opc |
| 35 | Michał Zieliński – „LOTOS" | 13-300 Nowe Miasto Lubawskie, ul. Wojska Polskiego 47 | Opc |
| 36 | Jerzy Kowanda – „FHU LOTOS" | 14-260 Lubawa, ul. Żeromskiego 38 | Opc |
| 37 | Glob-Terminal Sp. z o.o. | 15-111 Białystok, Al. 1000-lecia Państwa Polskiego 4/203 | Opc |
| 38 | PW Adam Woroncow | 15-345 Białystok, ul. Kręta 10/65 | Opc |
| 39 | TOMGAZ Tomasz Szczuka | 15-601 Białystok, ul. Wiewiórcza 103 | Opc |
| 40 | Anita Gniazdowska AUTO-CPN | 15-875 Białystok, ul. Krakowska 17/25 | Opc |
| 41 | „GALON" Dąbrowski Sp.j. | 16-010 Wasilków, ul. Ks. W. Rabczyńskiego 1 | Opc |
| 42 | Józef Aneszko | 16-400 Suwałki, Przebród 13 | Opc |
| 43 | Drobiszewska Barbara, Drobiszewski Ryszard SC | 16-420 Raczki, ul. 3-go Maja | Opc |
| 44 | „KOMA LPG" SC Krzysztof Kozak, Beata Madejek-Kuczkowska | 20-108 Lublin, Al. Unii Lubelskiej 1 | Opc |
| 45 | „PROOIL" Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe Ręba Roman, Halicki Jan Sp.j. | 20-355 Fajsławice, Dziecinin | Opc |
| 46 | Tomasz Porębny | 21-070 Cyców, ul. Nowa 11 | Opc |
| 47 | Artur Nowak, Jacek Duszyński SC | 21-400 Łuków, ul. Żelechowska 23 | Opc |
| 48 | PHU Stacja Paliw SC K.J. i A. Kurczuk | 22-200 Włodawa, ul. Chełmska 100 | Opc |
| 49 | Stacja Auto-Gaz „PIO-MAX" – Małgorzata Piętal | 22-315 Gorzków, Chorupnik | Opc |
| 50 | Mieczysław Motyl – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe „PROMYK" | 22-600 Tomaszów Lubelski, ul. Słoneczna 40 | Opc |
| 51 | Stacja Paliw Alicja Łoza | 22-664 Jarczów, ul. Przemysłowa 1 | Opc |
| 52 | Firma Handlowo-Usługowa DOS-GAZ Dariusz Paleczny | 23-400 Biłgoraj, ul. 3-go Maja 24 | Opc |
| 53 | C.A.S.F Łukasz Furmaniuk, Andrzej Czarny SC | 23-400 Biłgoraj, ul. Dworcowa 9 | Opc |
| 54 | Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej | 24-100 Puławy, ul. Dęblińska 7 | Opc |
| 55 | PPHU EKO-MLEKO Ryszard Figura | 24-200 Bełżyce, ul. Bychawska 5/3 | Opc |
| 56 | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe KARABELA-CK Sp. z o.o. | 25-312 Kielce, Warszawska 34 | Opc |
| 57 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe PETROTRANS Aneta Krawczyk | 26-026 Morawica, Bilcza, ul. Słoneczna 2 | Opc |
| 58 | Wieliński Artur Firma Handlowo-Usługowa FHU „VEGA" | 26-050 Zagnańsk, Umer 44B | Opc |
| 59 | Ryszard Ubysz – Usługi Transportowe Handel | 26-110 Skarżysko-Kamienna, ul. Sokola 24/29 | Opc |
| 60 | „EURO-TANK BIS" SC Artur Miernik, Grzegorz Grzegorczyk | 26-130 Suchedniów, ul. Berezów 2 | Opc |
| 61 | Wroński Czesław | 26-300 Opoczno, Kraśnica 46 | Opc |
| 62 | „Mała Elektrownia Wodna" Andrzej Maciejewski | 26-337 Aleksandrów, Siucice Kolonia 1 | Wee |
| 63 | Leszek Jacewicz – PHU „LECH" | 26-400 Przysucha, ul. Wiejska 98 | Opc |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 64 | PHU GAMIR | 26-420 Nowe Miasto Nad Pilicą, ul. Warszawska 71 | Opc |
| 65 | KAS-POL Jacek Marek Malicki | 26-420 Nowe Miasto, Domaniewice 24 | Opc |
| 66 | Iwona Gołębiowska – „FRYZ-GAZ" Firma Usługowo-Handlowa | 26-600 Radom, ul. Słowackiego 201 | Opc |
| 67 | Auto Gaz Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Dariusz Sroka | 26-600 Radom, ul. Warszawska 212 | Opc |
| 68 | Wiesław Maliszewski – „PEGAS GRUPA" | 26-803 Promna, Falęcice 155 | Opc |
| 69 | Stacja Paliw „MARGAS" Marian Pająk | 27-415 Kunów, Chocimów 69 | Opc |
| 70 | Zbigniew Puka | 27-600 Sandomierz, ul. Trześniowska 11 | Opc |
| 71 | PHU E.P. JAŚKIEWICZ SC | 28-100 Busko-Zdrój, Szczaworyż | Opc |
| 72 | Stanisław Zielonka „PIEKARNIA" | 28-144 Gnojno, Balice 37 | Opc |
| 73 | Ferenc Andrzej FHUP „MNT" | 28-221 Osiek, Ossola 106 | Opc |
| 74 | Zygmunt Jeżewski PPHU „ZYGMAR" | 28-300 Jędrzejów, Łysaków Drugi 5 | Opc |
| 75 | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „PAKSEL" Barbara Pakaszewska | 28-366 Małogoszcz, Plac T. Kościuszki 4 | Opc |
| 76 | Arleta Skawińska-Dworak – PHU „FORWARD" | 30-150 Kraków, ul. Armii Krajowej 2/93 | Opc |
| 77 | FH „Mimar" Mirosław Majcherek, Mariusz Musiał | 30-241 Kraków, ul. Olszanicka 38 a | Opc |
| 78 | FUH SC Bogusław Setlik, Helena Rogowska | 30-397 Kraków, ul. Kozienicka 26b | Opc |
| 79 | PPUH „ASBUD" Andrzej Ślusarek | 32-003 Podłęże, Zakrzów 321 | Opc |
| 80 | PHU „BM" SC U. Pietrzyk, A. Habura | 32-091 Michałowice, Michałowice I nr 98 | Opc |
| 81 | Firma Handlowo-Usługowa Sylwester Tomczyk | 32-130 Koszyce, Jaksice 80 | Opc |
| 82 | TOPTRADE Sp. z o.o. | 32-300 Olkusz, ul. Króla Kazimierza Wielkiego 29 | Opc |
| 83 | „MATMAR" Bogumiła Kiszka | 32-400 Myślenice, ul. 3-Maja 43 | Opc |
| 84 | FPHU Import-Export E. Rokosz | 32-412 Wiśniowa, Wiśniowa 642 | Opc |
| 85 | PHU „Kęt-Gaz" SC | 32-650 Kęty, ul. Krakowska 96 a | Opc |
| 86 | Spółdzielnia Produkcyjno-Usługowa ZAKPOL Zbigniew Kobis | 32-840 Zakliczyn, ul. Grabina 6 | Opc |
| 87 | Przewozy Krajowe i Zagraniczne „EUROTRANSPORT" Tomasz Buś | 33-112 Tarnowiec, ul. Południowa 5 | Opc |
| 88 | Lispol Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Kania Witold, Wiesław Kołpa, Szatko Wojciech SC | 33-140 Lisia Góra, ul. Śmigno 81a | Opc |
| 89 | Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej Pasyk – Gawron Sp. z o.o. | 34-600 Limanowa, ul. Zygmunta Augusta 12 | Opc |
| 90 | Sklep Spożywczo-Przemysłowy Józef Kuczaj | 34-726 Lubomierz, Lubomierz 354 | Opc |
| 91 | Elektrociepłownia „EC-WSK" Sp. z o.o. | 35-078 Rzeszów, ul. Hetmańska 120 | Dee, Oee |
| 92 | Stacja Paliw Elżbieta Biela | 37-205 Zarzecze | Opc |
| 93 | FHU Stacja Paliw | 37-300 Leżajsk, ul. Sanowa 39 | Opc |
| 94 | Stacja Paliw Płynnych „FOKUS" | 38-214 Bieździedza, Sieklówka 116 | Opc |
| 95 | Małgorzata Bęben, Wojciech Bęben – Stacja Paliw Płynnych „ŻARNOWIEC" SC | 38-460 Jedlicze, Żarnowiec | Opc |
| 96 | AUTO-WIT Witold Lechański | 39-200 Dębica, ul. ul. Wiejska | Opc |
| 97 | Strycharz Stefan Stacja Paliw AUTO GAZ Materiały Budowlane | 39-400 Tarnobrzeg, ul. Warszawska 95 | Opc |
| 98 | ELCO Sp. z o.o. | 40-101 Katowice, ul. Chorzowska 111 | Dee |
| 99 | Towarzystwo Gospodarcze „FLINT" Sp. z o.o. | 40-157 Katowice, Al. Korfantego 117A | Opc |
| 100 | Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe Mariusz Nowara | 40-337 Katowice, ul. Obrońców Westerplatte 87 | Opc |
| 101 | TRUCK – TRANS Bożena Zabielska | 40-645 Katowice, ul. Radockiego 118/7 | Opc |
| 102 | „B & M Mazur i Spółka" Sp.j. | 40-872 Katowice, ul. Zawiszy Czarnego 4 lok. 128 | Opc |
| 103 | „PETROCHEM – GAZ" Sp. z o.o. | 40-955 Katowice, ul. Bytkowska 1b | Opc |
| 104 | Huta Buczek Sp. z o.o. | 41-200 Sosnowiec, ul. Nowopogońska 1 | Dpg, Opg |
| 105 | „KEM" Sp. z o.o. | 41-303 Dąbrowa Górnicza, ul. Budowlanych 6/1A | Dee, Oee, Opc |
| 106 | OIL SYSTEM Sp. z o.o. | 41-500 Chorzów, ul. Hajducka 15 | Opc |
| 107 | KAP-POL Sp. z o.o. | 41-500 Chorzów, ul. Katowicka 115 | Opc |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 108 | Tadeusz Powichrowski – „TRANSPORT OSOBOWY" | 41-800 Zabrze, ul. gen. Charlesa de Gaulle'a 32/7 | Opc |
| 109 | Staniszewski Bronisław | 41-906 Bytom, ul. Tomasza 12/17 | Opc |
| 110 | Areoklub Częstochowski | 42-200 Częstochowa, ul. POW 4 | Opc |
| 111 | Krzysztof Kapkowski – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „KRZYSZTOF" | 42-200 Częstochowa, ul. Sikorskiego 9 | Opc |
| 112 | Jan Bartelak – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „JANI-GAZ" | 42-274 Konopiska, ul. Przemysłowa 3A | Wpc |
| 113 | Marek Szymonek, Beata Szymonek – „TOPGAZ" SC | 42-506 Będzin, ul. Barlickiego 4 | Opc |
| 114 | „ADRIA" Sp. z o.o. | 42-600 Tarnowskie Góry, ul. Zagórska 159 | Opc |
| 115 | „BEST" SA | 43-300 Bielsko-Biała, ul. Gałczyńskiego 6 | Opc |
| 116 | Roman Wielgus | 43-384 Jaworze, ul. Wapienicka 269 | Opc |
| 117 | Zakład Usługowo-Handlowy Lucyna Sokołowska | 44-135 Ziemięcice, ul. Krzywa 1 | Opc |
| 118 | „JANTA" Sp. z o.o. | 44-160 Rudziniec, ul. Gliwicka 26 | Opc |
| 119 | ENCO Sp. z o.o. | 44-200 Rybnik, ul. Kolejowa 26 | Opc |
| 120 | ECO-TANK 2 SC Kozielska Bogusława, Stuchlik Beata | 44-325 Mszana, ul. Konopnickiej 17 | Opc |
| 121 | Sebastian Mandela – „SESTAM" Firma Handlowa | 44-373 Wodzisław Śląski, ul. Chełmońskiego 45 | Opc |
| 122 | Energetyka Cieplna Opolszczyzny SA | 45-118 Opole, ul. Harcerska 15 | Oee |
| 123 | „MAKER – TEL" Jerzy Minkiewicz | 45-418 Opole, Al. Witosa 24/4 | Opc |
| 124 | AGROSKŁAD Sp.j. Marian i Mirosław Dawidzik | 46-100 Namysłów, ul. Braterska 2 a | Opc |
| 125 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „PEGAZ" Auto-Gaz-Serwis i Stacja LPG | 46-250 Wołczyn, ul. Kluczborska 69 A | Opc |
| 126 | Jan Popiel Firma Usługowo-Handlowa „JANTEX" | 46-320 Praszka, ul. Listopadowa 15/26 | Opc |
| 127 | „JAMAR" SC Krawczyk Jacek, Kwapisz Marek | 46-325 Rudniki, Żytniów 1 | Opc |
| 128 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „ATIRO" Majewski Zdzisław | 47-120 Zawadzkie, ul. Nowe Osiedle | Opc |
| 129 | Joachim Smiatek – Gospodarstwo Rolne | 47-133 Jemielnica, ul. Borek 27 | Wee |
| 130 | SOL-BUD Gabriela Soroka-Zielińska | 50-236 Wrocław, ul. Roosevelta 12/21 | Opc |
| 131 | PEND Sp. z o.o. | 52-015 Wrocław, ul. Krakowska 180 | Opc |
| 132 | PHU „NINA" Janina Sagan-Wesołowska | 53-325 Wrocław, ul. Hallera 71/10 | Opc |
| 133 | Centrum Handlu i Usług Sp. z o.o. | 53-438 Wrocław, ul. Stalowa 58/5 | Opc |
| 134 | Europejski Fundusz Leasingowy SA | 53-605 Wrocław, Plac Orląt Lwowskich 1 | Opc |
| 135 | Suss Tadeusz SUSS-T | 54-238 Wrocław, ul. Popowicka 108/9 | Opc |
| 136 | Stacja Paliw „OKTAN" Iwona Bagińska | 55-080 Kąty Wrocławskie, ul. Nowowiejska 30 | Opc |
| 137 | Andrzej Bagiński Stacja Paliw OKTAN | 56-300 Milicz, ul. Wszewilki 6 | Opc |
| 138 | Gas Consulting Łopczyński & Niklewicz Sp.j. | 58-160 Świebodzice, ul. K. Bolka 1/3 | Opc |
| 139 | Stacja Paliw „CHOJNÓWKA" Sieńko & Sieńko SC Janusz Sieńko, Wiesław Sieńko | 59-225 Chojnów, ul. Fabryczna 1 | Opc |
| 140 | Zakład Usługowo-Montażowy OPTIMO Łukasz Pruchnicki | 59-300 Lubin, ul. Wierzbowa 52 | Opc |
| 141 | „DEMAX" Sp. z o.o. | 61-577 Poznań, ul. Różana 13/2 | Opc |
| 142 | Daniel Dudziński DUDIPETRO | 62-050 Mosina, ul. Krotowskiego 16 | Opc |
| 143 | PHU „REMO-GAZ" Jolanta Biedermann | 62-060 Stęszew, ul. Bolesława Chrobrego 33 | Opc |
| 144 | „UNI – MALEW" Sp. z o.o. | 62-500 Konin, ul. Mickiewicza 11 | Wpc |
| 145 | Jan Pawlicki – „JAN-POL" Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe | 62-700 Turek, ul. Konińska 1 | Opc |
| 146 | MIK Sp.j. Krawczyk Grzegorz, Michalak Waldemar | 62-704 Kawęczyn, Kowale Pańskie 45 | Opc |
| 147 | Bukowiecki Mariusz Handel-Usługi | 62-740 Tuliszków, Piętno 79 | Opc |
| 148 | Samodzielny Publiczny Zakład Opieki Zdrowotnej „Pogotowie Ratunkowe w Kaliszu" | 62-800 Kalisz, ul. Nowy Świat 35 | Opc |
| 149 | Marek Kaczmarek – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe „MARWIT" | 63-230 Witaszyce, ul. Października 23 | Opc |
| 150 | Elżbieta Perz – „RYTM" | 63-400 Ostrów Wlkp., ul. Odolanowska 105 | Opc |
| 151 | Przedsiębiorstwo Usług Technicznych i Budowlanych „SERWIS UTRZYMANIA RUCHU" Sp. z o.o. | 63-430 Odolanów, Garki 144C | Opc |
| 152 | PHU „AGRO-AUTO" SC Marek i Anna Sójka | 63-440 Raszków, Radłów, ul. Wiejska 67 | Opc |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 153 | Usługi Transportowe – handel paliwami, nawozami, węglem, paszą, środkami chemicznymi, art. budowlanymi i przemysłowymi Tadeusz Waiss | 63-520 Grabów n/Prosną, Bukownica 32 | Opc |
| 154 | Katarzyna Jackowska, Dorota Jackowska, Dariusz Jackowski, Mirosław Jackowski – Firma D.M. JACKOWSCY SC | 63-740 Kobylin, ul. Strzelecka 2 | Opc |
| 155 | Eugeniusz Woźniak – Biuro Rachunkowo-Handlowe „EGNAR" | 63-810 Borek Wlkp., ul. Droga Lisia 26 | Opc |
| 156 | Spółdzielnia Usługowo-Produkcyjna „ROLTECH" | 64-330 Opalenica, Porażyn 68a | Opc |
| 157 | Jolanta Perz – „KADA" Handel Paliwami i Olejami – Usługi | 64-420 Kwilcz, ul. Klonowa 5 | Opc |
| 158 | AUTO-GAZ Opaczyński Stefan | 64-500 Gąsawy, ul. Słowiańska 4 | Opc |
| 159 | Gerard Matuszewski – „TRANSPOL" | 64-500 Szamotuły, ul. Borowa 8 | Opc |
| 160 | AUTO-RICO GAZ KOMIS WYPOŻYCZALNIA | 65-609 Zielona Góra, ul. Wiejska 10 | Opc |
| 161 | MIRMAR SC | 66-235 Torzym, ul. Chrobrego 3 | Opc |
| 162 | „NAFTOPOL" Sp. z o.o. | 66-400 Gorzów Wlkp., ul. Fr. Walczaka 116/110 | Opc |
| 163 | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe RODMAR Piotr Maryasz | 67-106 Modrzyca, ul. Krótka 2 | Opc |
| 164 | „M.G. PETROL" Magdalena Ostrowska | 69-100 Słubice, ul. Wojska Polskiego 114 | Opc |
| 165 | EURO-OIL Zdzisław Kowalik | 69-110 Rzepin, ul. Zachodnia 4 | Opc |
| 166 | EKOWAT Karol Zwoliński | 70-800 Szczecin, ul. Przestrzenna 19A/1 | Wee |
| 167 | PUH IMMER-TANK Sp.j. | 72-001 Kołbaskowo, Kołbaskowo 73 | Opc |
| 168 | Henryk Adamowicz – Stacja Paliw „HENGAZ" | 72-315 Resko, ul. Chopina | Opc |
| 169 | Andrzej Ulatowski REAL PLUS | 73-110 Stargard Szczeciński, Święte 26 A | Opc |
| 170 | Roman Baryłka, Krzysztof Baryłka – „BROROM" Handel – Usługi SC | 73-121 Marianowo, ul. Stargardzka 7 | Opc |
| 171 | NOVA Andrzej Maryniak | 74-240 Lipiany, ul. Sienkiewicza 5D/9 | Opc |
| 172 | „WARKOM" Sp. z o.o. | 77-416 Tarnówka | Wee |
| 173 | „BENIDORM" Sp. z o.o. | 78-200 Białogard, ul. Stamma 2a | Opc |
| 174 | STRADER Firma Handlowo-Usługowa Rafał Strajach | 78-500 Drawsko Pomorskie, ul. Mickiewicza 4a m. 14 | Opc |
| 175 | Auto-Serwis-Transport Sp.j. Wacław Dempc, Tadeusz Stucki | 81-241 Gdynia, ul. Ramułta 49/5 | Opc |
| 176 | RAFA Rafał Szydłowski | 82-300 Elbląg, ul. Warszawska 74 | Opc |
| 177 | Mateusz Benrot – „COVER-NAFT" | 82-400 Sztum, ul. Barczewskiego 56 | Opc |
| 178 | Marzena Wąsewicz | 83-031 Łęgowo, ul. Tczewska 86 | Opc |
| 179 | Roland Borowski | 83-300 Żukowo, ul. 3-go Maja 8 | Wee |
| 180 | Pośrednictwo Handlem Gazem i Towarami na Zlecenie Jan Kutta | 83-400 Kościerzyna, ul. Tetmajera 4 | Opc |
| 181 | MARATON-GAZ SC P. Kozłowski, P. Prądzyński | 83-423 Lipusz, ul. Spacerowa 1 | Opc |
| 182 | „GAZ-PON" Renata Pohnke | 84-200 Wejherowo, ul. Gdańska 45 | Opc |
| 183 | „MEW SMAŻYNO" Zbigniew Kotłowski | 84-221 Smażyno 6 | Wee |
| 184 | Zakład Uboju Zwierząt Rzeźnych Meyer Witold | 84-223 Linia, ul. Sportowa 37A | Wee |
| 185 | INTEGRAL Sp. z o.o. | 84-230 Rumia, ul. Towarowa 67 | Wee |
| 186 | KAROR Bis Sp. z o.o. | 85-212 Bydgoszcz, ul. Dolina 35 | Wee |
| 187 | Forma Handlowo-Usługowa CARO Brygier Krzysztof | 87-100 Toruń, ul. Sukiennicza 11/5 | Opc |
| 188 | Firma Rzemieślniczo-Usługowo-Handlowa „CERAKO" M.J. Kowalscy | 87-300 Brodnicz, ul. Podgórna 65 | Opc |
| 189 | Małgorzata Trojakowska Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „MAG-TRANS" | 87-500 Rypin, ul. Brzechwy 20 | Opc |
| 190 | „Centrum Produkcyjno-Handlowe J.K.J. OMENROL Janusz Jankowski, Karol Jankowski" Sp.j. | 87-605 Tłuchowo, ul. 3 Maja 32A | Opc |
| 191 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „PETROPOL" Żywiczka Tomasz | 87-720 Ciechocinek, Podole 55B | Opc |
| 192 | Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej „SANIKO" Sp. z o.o. | 87-800 Włocławek, ul. Komunalna 4 | Wee |
| 193 | Ryszard Arciszewski – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe | 87-865 Izbica Kujawska, ul. Cmentarna 1 | Wee |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 194 | FARMPASZ Paweł Benedykciński | 88-200 Radziejowice, ul. Rolnicza 3 | Wee |
| 195 | Firma Usługowo-Handlowa NICOLE Sylwia Papierz | 88-300 Mogilno, ul. Mickiewicza 40 | Opc |
| 196 | Krystyna Pazdan – PPHU „SPAW-POL-GAZ" | 88-400 Żnin, ul. Kopernika 8/56 | Opc |
| 197 | Zdzisław Kowalski – PHU „Kowalski" | 89-642 Rytel, ul. Jatowska 25 | Opc |
| 198 | „STACJA AUTO-GAZ" Marianna Ćwierzowa | 91-473 Łódź, ul. Julianowska 3 m. 31 | Opc |
| 199 | Jan Wiśniewski – PPHU „JANKOL" | 92-402 Łódź, ul. Zakładowa 56/35 | Opc |
| 200 | Firma Handlowo-Usługowa „KRIS" SC Bożena Cieniak,Krzysztof Potulski | 92-703 Łódź, ul. Brzezińska 183 | Opc |
| 201 | „CHA-EL-GAZ" Firma Handlowo-Usługowa Adam Chądzyński | 93-377 Łódź, ul. Zagraniczna 1 m. 29 | Opc |
| 202 | Renata Strzelecka – Mała Elektrownia Wodna | 95-015 Głowno, ul. Łódzka 3/5 | Wee |
| 203 | „Ren – Mark" SC Transport Międzynarodowy Iwona i Marek Kaźmierczak | 95-035 Ozorków, ul. Kościuszki 10 | Opc |
| 204 | Firma Handlowa „U ILONKI" Ilona Wieczorek | 95-040 Koluszki, Długie 38d | Opc |
| 205 | Dariusz Kajak – „DAREX" | 95-070 Aleksandrów Łódzki, ul. Mikołajczyka 9b | Opc |
| 206 | Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe Motoryzacji „U-CAR" Sp. z o.o. | 96-100 Skierniewice, ul. Łowicka 127 | Opc |
| 207 | „SADPOL" Sp. z o.o. | 96-206 Sadkowice 40 | Opc |
| 208 | Stacja Auto-Gaz | 96-313 Jaktorów, Jaktorów-Kolonia, ul. gen. Skokowskiego 101 | Opc |
| 209 | Mariola Łowicka-Śliwińska | 96-330 Puszcza Mariańska, Olszanka 29 A | Opc |
| 210 | PETRIX Sp. z o.o. | 97-200 Tomaszów Mazowiecki, Wąwał, ul. Tomaszewska 89 | Opc |
| 211 | FHU WIK | 97-213 Smardzewice, ul. Główna 137 | Opc |
| 212 | Tadeusz Dędek | 97-352 Łęki Szlacheckie, Bęczkowice 20A | Opc |
| 213 | Miejski Zakład Komunikacji Sp. z o.o. | 97-400 Bełchatów, ul. Przemysłowa 11 | Opc |
| 214 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „TANK-REM" Ciniewski Sławomir | 97-515 Masłowice | Opc |
| 215 | „TRANSPORT TOWAROWY" Dariusz Pluta | 97-524 Kobiele Wielkie, Orzechówek 7 | Opc |
| 216 | Eugeniusz Klaus | 97-570 Przedbórz, ul. Wierzbowska 28 | Opc |
| 217 | „DARO" Sp. z o.o. | 98-100 Łask, Gorczyn 77 | Opc |
| 218 | Piotr Soroczyski PHUT „POLCOM" | 98-170 Widawa, Chociw 54 | Opc |
| 219 | Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej Zduńska Wola Sp. z o.o. | 98-220 Zduńska Wola, ul. Łaska 36 | Opc |
| 220 | Agnieszka Placek | 98-220 Zduńska Wola, Wojsławice 133 | Opc |
| 221 | Elżbieta Szychowska – „ULTRA" Firma Handlowo-Usługowo-Produkcyjna | 98-270 Złoczew, ul. Sieradzka 15 | Opc |
| 222 | Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „TOKOS" Sp.j. | 98-311 Ostrówek, Ostrówek 160 | Opc |
| 223 | Szpikowska Ewa POL – GAZ | 98-320 Osjaków, ul. Sieradzka 65 | Opc |
| 224 | Jerzy Podyma – „BOLEX" | 98-324 Wierzchlas, Mierzyce 29 | Opc |
| 225 | Firma Handlowo-Usługowa Michał Rojek | 98-335 Pątnów, Pątnów 98 | Opc |
| 226 | TOMTEX TRADING Sp. z o.o. | 99-300 Kutno, ul. Narutowicza 39 | Opc |
| 227 | Zakład Usługowo-Handlowy MIROMEX Mirosław Gołębiowski | 99-436 Bednary, Kompina 115 | Opc |
| 228 | Marek Żaczek | 99-440 Zduny, Nowe Zduny 3 | Opc |
| 229 | Statkraft Markets GmbH | 40547 Düssedorf, Niederkasseler Lohweg 18, Republika Federalna Niemiec | Oee |

Legenda:
Wcc – wytwarzanie ciepła
Wee – wytwarzanie energii elektrycznej
Dee – dystrybucja energii elektrycznej
Oee – obrót energią elektryczną
Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych
Ppc – przesyłanie i dystrybucja paliw ciekłych
Opc – obrót paliwami ciekłymi
Dpg – dystrybucja paliw gazowych
Opg – obrót paliwami gazowymi
Ogz – obrót gazem z zagranicą

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY PROMESY KONCESJI

**(stan na 6.12.2005 r.)**

| Lp. | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres | Rodzaj działalności |
|---|---|---|---|
| 1 | Zakład Projektowania i Usług Technicznych – A. i M. Brzozowscy Sp.j. | 45-045 Opole, ul. Studzienna 3 | Dpg, Opg |
| 2 | „ESV" Sp. z o.o. | 55-011 Siechnice, ul. Polna 12 | Dee |
| 3 | BIOGAZ ELEKTROWNIA SC Hanna Bronicz, Stanisław Mazur, Wojciech Szopa, Piotr Zommer | 58-500 Jelenia Góra, Plac Energetyka 1/5 | Wee |
| 4 | Kappa Sp. z o.o. | 71-324 Szczecin, Al. Wojska Polskiego 156 | Wee |

Legenda:
Wee – wytwarzanie energii elektrycznej
Dee – dystrybucja energii elektrycznej
Dpg – dystrybucja paliw gazowych
Opg – obrót paliwami gazowymi

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE ZŁOŻYŁY WNIOSKI KONCESYJNE

**(stan na 6.12.2005 r.)**

| Lp. | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres |
|---|---|---|
| 1 | Sawa-Gaz Andrzej Sadowski | 00-020 Warszawa, ul. Chmielna 26 nr 6 |
| 2 | Thermo Energia Sp. z o.o. | 00-121 Warszawa, ul. Sienna 39 |
| 3 | D&M Sp. z o.o. | 02-219 Warszawa, Al. Krakowska 240/242 |
| 4 | Global Network Application SA | 02-703 Warszawa, ul. Bukowińska 24 a |
| 5 | BIATEL SA | 03-715 Warszawa, ul. Okrzei 1 |
| 6 | SIGNUM GROUP Sp. z o.o. | 03-715 Warszawa, ul. Okrzei 1 a |
| 7 | GAZPRIM Andrzej Kobyliński | 03-982 Warszawa, ul. Bukowskiego 2 m. 34 |
| 8 | AKN Agnieszka Kuszewska Nowak | 04-042 Warszawa, ul. Kakowskiego 7 m. 4 |
| 9 | FHU KUTA GAZ Piotr Kuta | 04-673 Warszawa, ul. Wąbrzeska 14 |
| 10 | STILLA Sp. z o.o. | 05-077 Warszawa-Wesoła, ul. Gościniec (1) 152 lok. 11 |
| 11 | Kazimierz Wróblewski | 05-190 Nasielsk, Psucin, ul. Leśna 40 |
| 12 | Petro-Wim SC | 05-250 Radzymin, ul. Kardynała Wyszyńskiego 6 |
| 13 | AUTO-GAZ Agata Pijanowska | 05-420 Józefów, ul. Polna 11 m. 1 |
| 14 | FHU WOŁYŃSKI Paweł Wołyński | 05-500 Piaseczno, ul. Młynarska 17/61 |
| 15 | Stacja Gazowa Ludwika Sadowska | 05-541 Warszawa, ul. Ludwika Narbutta 40 m. 13 |
| 16 | Adam Cezary Jakubowski PPHU MIRAŻ | 05-600 Grójec, Bikówek 32 |
| 17 | PH Halinol | 05-800 Pruszków, ul. Berenta 16 |
| 18 | Usługi Transportowe Dariusz Wojtczak | 06-300 Przasnysz, ul. Sportowa 2 nr 30 |
| 19 | OKTAN SC Sławomir Piłkowski, Waldemar Malinowski | 06-520 Dzierzgowo, ul. Jagiellońska 33 |
| 20 | Stacja Paliw Cezary Sękowski | 06-545 Lipowiec |
| 21 | Zakład Remontowo Budowlany MIREX EXPORT-IMPORT Mirosław Szczubełek | 07-409 Ostrołęka, ul. Powstańców 21 |
| 22 | ARM GROUP SKLEP WIELOBRANŻOWY NERSYSYAN ASHOT | 08-443 Sobienie-Jeziory, Warszawice 56 |
| 23 | Przyszłość-Import-Eksport Von Neunert Andrzej | 09-100 Płońsk, ul. Z. Padlewskiego 5 lok. 2 |
| 24 | VICTORIA-OIL Wojciech Kuźniewski | 09-210 Drobin, ul. Płocka 42 a |
| 25 | Jerzy Zaręba PHU DA-MI SC FHU JAREX | 09-230 Bielsk, Ciachocin 60 |
| 26 | Stacja Paliw Płynnych NEVADA | 09-230 Bielsk, ul. Kościuszki 10 |
| 27 | JÓZEF KAJKOWSKI | 09-400 Płock, ul. Piekarska 16 m. 13 |
| 28 | Przedsiębiorstwo Transportowe Handlu Wewnętrznego | 10-421 Olsztyn, ul. Składowa 5 |
| 29 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „GRA DOM" Dariusz Domejko | 11-001 Dywity, ul. Olsztyńska 12 |
| 30 | AUTO-GAZ Grzegorz Borkowski | 12-130 Pasym, Grom 15 A |
| 31 | FHU SAN DIEGO Patrycja Brzezińska | 13-100 Nidzica, Litwinki |

| | | |
|---|---|---|
| 32 | PPH Dorota Żujewska Młyn Zbożowy „KŁOS" | 13-230 Lidzbark, ul. Młyńska 16 |
| 33 | AIDA Sp. z o.o. | 15-033 Białystok, ul. Sienkiewicza 79A |
| 34 | Dystrybucja i Sprzedaż Detaliczno-Hurtowa Gazu Mariusz Grzegorz Budlewski | 15-612 Białystok, ul. Lniana |
| 35 | NOTREX Ewa Baranowska | 15-760 Białystok, ul. Szeroka 12/2 |
| 36 | Kazimierz Edward Karwel PH-U EDKAR | 16-400 Suwałki, ul. Górnicza 2 |
| 37 | „IWO" Janusz Adamczuk | 17-120 Brańsk, ul. Jagiellońska 42 |
| 38 | URBIMAX Sp. z o.o. | 18-315 Kołaki Kościelne, Gosie Małe 29 |
| 39 | Spółdzielnia Inwalidów „SPINS" | 19-230 Szczuczyn, ul. Kilińskiego 19A |
| 40 | „WODROL" Sp. z o.o. | 20-107 Lublin, ul. Misjonarska 20 |
| 41 | UNEX Sp. z o.o. | 20-184 Lublin, ul. Związkowa 23 |
| 42 | Grzegorz Bordżoł, Maciej Boguszewski, Ewa Malec, TERM-EKO SC | 20-211 Lublin, ul. Gospodarcza 27 |
| 43 | Wschodnia Grupa Energetyczna SA | 20-340 Lublin, ul. Grabarska 21 |
| 44 | Andrzej Lisiak | 20-368 Lublin, ul. Wyzwolenia 132 |
| 45 | Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „PRO-PIEK" Joanna Misztal, Jerzy Cichacz SC | 20-388 Lublin, Abramowice Prywatne 53 |
| 46 | M. Chudzik – SYKE PPHU | 20-453 Lublin, ul. Konarskiego 24 |
| 47 | „TOMASZ" Tomasz Brzozowski | 20-463 Lublin, ul. Kraszewskiego 56 |
| 48 | Firma Handlowo-Usługowa Stacja Paliw Janusz Banach i Marek Ulanowski | 20-484 Lublin, ul. Inżynierska 3A |
| 49 | Jacek Wrona „Na Łuku" | 21-008 Tomaszowice, Tomaszowice Kolonia Dz. 77/4, 78 |
| 50 | Jerzy Kostrzewa | 21-102 Ostrówek, Kolonia Ostrówek 92 |
| 51 | Katarzyna Miłaszewska „TOP-GAZ" | 21-560 Międzyrzec Podlaski, ul. Warszawska 121 |
| 52 | Elżbieta Wajdman-Dzwonek | 22-300 Krasnystaw, Zakręcie 5 |
| 53 | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe SC Anna Orzechowska i Ewa Orzechowska | 23-100 Bychawa, Bychawka Trzecia Kolonia |
| 54 | Gminna Spółdzielnia „Samopomoc Chłopska" w Chrzanowie | 23-305 Chrzanów |
| 55 | Marzena Sobala – PHU IMPEX | 23-310 Modliborzyce, Stojeszyn Drugi 42 |
| 56 | Łebko Jan Sklep branży przemysłowej, części zamiennych do ciągników i maszyn rolniczych | 23-420 Jarocin, ul. Rynek 35 |
| 57 | Sławomir Wielemborek „Stacja Łąki" | 24-160 Wąwolnica, ul. Lubelska |
| 58 | „TARKO" Sp. z o.o. | 24-224 Borzechów, Kłodnica Górna 39 |
| 59 | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Marian Jasiński, Marcin Kosiński SC | 26-065 Piekoszów, ul. Czarnowska 37 |
| 60 | Kas-pol Jacek Malicki | 26-420 Nowe Miasto nad Pilicą, ul. Domaniewice 24 |
| 61 | Roman Wójcik X-Gas | 26-600 Radom, ul. Kielecka 80 |
| 62 | KOLGAZ I Zbigniew Kwiecień, Jarosław Sasin | 26-600 Radom, ul. Toruńska 6 |
| 63 | Wilkowski Artur | 26-634 Gózd, ul. Klwatka 9 |
| 64 | Jan Kijas Zakład Transportowo-Handlowo-Usługowy TRANSJAN | 26-640 Skaryszew, ul. Bogusławska 9 |
| 65 | Urynowicz Wiesław PBI Sanitex | 26-900 Kozienice, Łuczynów 63 a |
| 66 | Grażyna Grabalska | 26-910 Magnuszew, Bożówka 28/1 |
| 67 | Nowak-Skalińska Agnieszka FIRMA HANDLOWA „MES" | 27-200 Starachowice, ul. Radomska 29 |
| 68 | „WESPAR" SC Aneta Partyka, Maria Wesołowska, Łukasz Wesołowski, Konrad Wesołowski, Michał Wesołowski | 27-552 Bockowice 85 |
| 69 | Zakład Usługowo-Handlowy „Auto-Naprawa" Agnieszka Debrzak | 28-230 Połaniec, ul. Królowej Jadwigi 7/27 |
| 70 | Spółdzielnia Kółek Rolniczych w Imielnie | 28-313 Imielno, ul. Cmentarna 8 |
| 71 | „TRANS-PIACH" Wójcik Henryk | 29-120 Kluczewsk, Rzewuszyce 2 |
| 72 | Andrzej Pauli „AUTO-EKO-GAZ" SC | 30-130 Kraków, ul. Rydla 18/15 |
| 73 | Amicus | 30-611 Kraków, Wysłuchów 4/45 |
| 74 | PETRO-NET | 30-714 Kraków, ul. Gromadzka 22 c |
| 75 | „HUBI" Jakub Nabagło, Renata Gałązka-Żak | 31-128 Kraków, ul. Karmelicka 36 |
| 76 | MISTOIL Sp. z o.o. | 31-553 Kraków, ul. Fabryczna 20a |

| | | |
|---|---|---|
| 77 | Koncesjonowany Przewóz Towarów Czopek Marek | 32-050 Skawina, ul. Korawnicka 35 |
| 78 | „Trans-Handel" Janusz Steczko | 32-060 Liszki 123 |
| 79 | Firma GAZ-TRANS Kozioł Monika | 32-200 Miechów, Wymysłów 29 |
| 80 | Petro Bit Pischinger Rafał | 32-213 Kraków, ul. Turystyczna 6/30 |
| 81 | FHU „AUTOKOLOR" Jarosław Kowal | 32-240 Kozłów 297 |
| 82 | STG „Eko-Tank" Jarosław Piekarski | 32-250 Charsznica, ul. Miechowska 4 |
| 83 | P.U.S.T „RAFTRANS" Rafał Piwowarczyk | 32-420 Gdów 704 |
| 84 | „BOMATO BIS" Sp.j. Wanda i Bogusław Matoga | 32-447 Siepraw 895 |
| 85 | Marmat Sp. z o.o. | 32-500 Chrzanów, ul. Balińska 49 |
| 86 | „MEDIATOR" Urszula Kuc | 32-720 Nowy Wiśnicz, ul. Jagiellońska 2 |
| 87 | CMC Sp. z o.o. | 32-864 Gnojnik 528 |
| 88 | Konspol Holding Sp. z o.o. | 33-300 Nowy Sącz, ul. Grottgera 40 |
| 89 | Sądeckie Wodociągi Sp. z o.o. | 33-300 Nowy Sącz, ul. Wincentego Pola 22 |
| 90 | FPHU Edyta Skowron | 33-318 Gródek n/Dunajcem 54 |
| 91 | Ewa Szczur „BEN" | 34-106 Mucharz, Świnna Poręba 175 |
| 92 | „GAZ-TECH" Iwona Szklarczyk | 34-200 Sucha Beskidzka, ul. Beniowskiego 1 |
| 93 | PEUH „EUROGAZ" Kazimierz Lemańczyk | 34-200 Sucha Beskidzka, ul. Beniowskiego 1 |
| 94 | Podhalańskie Przedsiębiorstwo Drogowo-Mostowe | 34-400 Nowy Targ, ul. Szaflarska 102 |
| 95 | PKS Zakopane Sp. z o.o. | 34-500 Zakopane, ul. Nowotarska 24 |
| 96 | „Pod Skocznią" Sp. z o.o. | 34-500 Zakopane, ul. Pocztowców 1 |
| 97 | „JAR-2000" Sp. z o.o. | 35-604 Rzeszów, ul. Łukasiewicza 8a |
| 98 | BG Sp. z o.o. | 36-020 Tyczyn, ul. Biała 526 |
| 99 | Stacja Paliw Teresa Brandys | 36-147 Niwiska, Trześń 204 |
| 100 | WIDAMID Sp. z o.o. | 37-100 Łańcut, ul. Składowa 2 |
| 101 | „EKO-GAZ" Wiesław Dymora | 37-400 Nisko, ul. Nowa 1 A |
| 102 | PH „TRANS-BENZ" Leszek Urban | 37-600 Lubaczów, Oś. Mickiewicza 8/4 |
| 103 | Przemyska Spółdzielnia Mieszkaniowa | 37-700 Przemyśl, ul. Wyb. Ojca Św. Jana Pawła II 70 |
| 104 | Zakład Produkcyjno-Usługowo-Handlowy „Confection" J. Wierdak, J. Węgrzyn | 38-200 Jasło, ul. Przemysłowa 1 |
| 105 | „PALMAR" Stokłosa Lucyna | 38-315 Uście Gorlickie, Smerekowiec (dz. nr 478/4) |
| 106 | „TRANSGLIMAR" Sp. z o.o. | 38-320 Gorlice, ul. Biecka 23 A |
| 107 | TAN-KOPOL Paweł Wajs | 38-400 Krosno, ul. Krakowska 230 |
| 108 | „SURKO-OIL" Sp. z o.o. | 38-400 Krosno, ul. Tysiąclecia 22c |
| 109 | Rafineria Nafty Jedlicze SA | 38-460 Jedlicze, ul. Tytusa Trzecieskiego 14 |
| 110 | FUPH „ZUBTRAK" | 39-126 Zagorzyce 161 |
| 111 | MINREX Sp. z o.o. | 40-153 Katowice, Al. Korfantego 195 |
| 112 | „PRO-TANK" Juranek Bogusław | 40-569 Katowice, ul. Ligocka 84B/1 |
| 113 | FW DAREX Dariusz Skalski | 40-832 Katowice, ul. Witosa 36/23 |
| 114 | TEL-MET Sp. z o.o. | 40-857 Katowice, ul. Zamułkowa |
| 115 | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „DEX-BUD" Dariusz Papaj | 41-200 Sosnowiec, ul. Stawowa 4 |
| 116 | RAFGAZ Rafał Oracz | 41-300 Dąbrowa Górnicza, ul. Norwida 7/23 |
| 117 | Firma Handlowo-Usługowa „REN-GAZ" Stacja Gazu LPG Renata Bała | 41-409 Mysłowice, PCK (teren SKR) |
| 118 | SITA Starol | 41-500 Chorzów, ul. Kluczborska 29 |
| 119 | Zakład Handlowo-Usługowy „Ex-Imp" Pośrednictwo Ubezpieczeniowe Korbel Krzysztof | 42-200 Częstochowa, ul. Przemysłowa 14/16 lok. 4 |
| 120 | „PRO-DIMEX" Tomasz Chrapoński | 42-200 Częstochowa, ul. św. Barbary 17 |
| 121 | PHU „JANAS" | 42-235 Lelów, ul. Łąkowa 19 |
| 122 | „GP" SC Krzysztof Pilarz, Leon Grus | 42-284 Herby, ul. Władysława Reymonta |
| 123 | Ekologiczne Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „EKOPROGRESS" Sp. z o.o. | 42-660 Kalety, ul. Powstańców Śląskich 4 |
| 124 | Huta Łaziska SA | 43-170 Łaziska Górne, ul. Cieszyńska 23 |
| 125 | NT Polska Sp. z o.o. | 43-190 Mikołów, ul. Powstańców Śląskich 4 |
| 126 | Stacja Paliw „LASY" Adam Mieszczak | 43-210 Kobiór, Kobiórskam 2 |
| 127 | PLANT Sp. z o.o. | 43-300 Bielsko-Biała, ul. Komorowicka 110 |
| 128 | „PRO-EKO" PPHU Marta Sowa | 43-502 Czechowice-Dziedzice, ul. Łukowa 32 |

| | | |
|---|---|---|
| 129 | EKO-ENERGIA SC Stolarczyk Henryk | 43-600 Jaworzno, ul. Matejki 19 |
| 130 | „SZYMCZYK LOGISTICS" Sp. z o.o. | 44-151 Gliwice, ul. Daszyńskiego 277 |
| 131 | Jagielski Rafał Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ULISES" | 46-050 Tarnów Opolski, ul. Cmentarna 5 - E.R. Stacja Paliw |
| 132 | Sławomir Bałt | 46-134 Głuszyna, ul. Długa 52 |
| 133 | „BEMAS" M. Barchewicz, W. Strzelecki, J. Garncarek Sp.j. | 46-320 Praszka, ul. Byczyńska 2 |
| 134 | Dystrybucja Gazu Adam Wilimczyk | 47-120 Zawadzkie, ul. Nowe Osiedle 3/7 |
| 135 | Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowo-Produkcyjne „EJK" Sp. z o.o. | 47-120 Żędowice, ul. Stawowa 16 |
| 136 | Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe „ANTRACYT" Sp. z o.o. | 48-133 Nowa Cerekwia, ul. Kamieniołomy 1 |
| 137 | GZP Energia Cieplna Sp. z o.o. | 48-340 Głuchołazy, ul. G. Andersa 32 |
| 138 | NESTAR Nesterowicz Bogdan | 49-304 Brzeg, ul. Chocimska (PSK) |
| 139 | „STAL-MET" Domagała Marcin | 50-095 Mirków, Bukowina 30 |
| 140 | PENDTOWER Sp. z o.o. | 52-015 Wrocław, ul. Krakowska 180 |
| 141 | Zofia Noskowicz GEMMA Firma Handlowo-Usługowa | 53-019 Wrocław, ul. Krzycka 35/5 |
| 142 | Zbigniew Wodnicki TRANS-BAR | 53-236 Wrocław, ul. Grabiszyńska 321/38 |
| 143 | Krzysztof Spychała | 54-220 Wrocław, ul. Bobrza 14/30 |
| 144 | PPHU ADAŚ Sp.j. | 55-080 Kąty Wrocławskie, Pietrzykowice, ul. Radarowa 1 |
| 145 | Maciej Skowron D-S | 55-311 Kostomłoty, Zabłoto 39 |
| 146 | Paweł Kobiałka Stacja Paliw POŁUDNIE | 56-400 Oleśnica, ul. Południowa 1 |
| 147 | Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „OIL-MAR" Seneńko Agnieszka | 57-300 Kłodzko, ul. Bohaterów Getta 5A/5 |
| 148 | Mirosław Zduńczuk-Nowak, Cinciała Roman Eugeniusz CIRO-GAZ SC | 58-306 Wałbrzych, ul. Wieniawskiego 19 |
| 149 | Bronisław Sobczak | 59-220 Legnica, ul. Mazowiecka 1 m. 76 |
| 150 | Halina Jarzewicz | 59-220 Legnica, ul. Trugutta 9/6 |
| 151 | Leśniak Jan – Roboty Ziemne | 59-243 Ruja, Dzierżkowice 7 |
| 152 | Przedsiębiorstwo Górniczo-Produkcyjne BAZALT SA w Wolkowie | 59-500 Złotoryja, Wilków |
| 153 | Stacja Paliw, Restauracja SC Marian Haniszewski, Wojciech Rak | 59-700 Bolesławiec, Brzeźnik (dz. nr 355/2) |
| 154 | INTERCARD SA | 60-164 Poznań, ul. Ziębicka 2/33 |
| 155 | R&K Trading Sp. z o.o. | 60-287 Poznań, ul. Tęczowa 35 |
| 156 | Artur Wierachowski – „ART-MAR" | 61-507 Poznań, ul. 28 Czerwca 1956 r. nr 170/1 |
| 157 | „EKOPETROL GROUP" Sp. z o.o. | 61-654 Poznań, ul. Zagrodnicza 11A |
| 158 | AGROGAZ Sp. z o.o. | 61-732 Poznań, ul. Nowowiejskiego 14a/2 |
| 159 | Mikołaj Kociemski MK GAZ | 62-200 Gniezno, ul. Kawiary 45 |
| 160 | „WK Petrol" Sp. z o.o. | 62-280 Kiszkowo, ul. Rynek 10 |
| 161 | Tomasz Nather i Tomasz Włodarczak TplusT SC | 62-320 Miłosław, Czeszewo, ul. Leśna 101 |
| 162 | „SAB" SC Monika Warta, Edwin Warta | 62-400 Słupca, Oś. Niepodległości 16/31 |
| 163 | „EUROPLAST" Sp. z o.o. | 62-420 Strzałkowo, ul. Lipowa 4 |
| 164 | TW „CERTOSTAL" SC | 62-613 Osiek Mały, ul. Kolska 25 |
| 165 | Piotr Kaźmierczak – Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe „REMICO" | 62-860 Opatówek, ul. Rogatka 6a |
| 166 | PHPU BUD-ROM Pazoła Sp.j. | 63-840 Krobia, ul. Poniecka 3B |
| 167 | Marian Niedźwiedź PHU „NEDMAR" | 63-900 Rawicz, Niedźwiadki 6 |
| 168 | Kółko Rolnicze w Szkaradowie | 63-932 Szkaradowo 9 |
| 169 | „AGRI-POL" Sp. z o.o. | 64-100 Leszno, ul. Słowiańska 63 |
| 170 | AMT Sp. z o.o. | 64-111 Lipno, ul. Powstańców Wlkp. 5 |
| 171 | PHU „IRHAN" Danuta Borek | 64-360 Zbąszyń, Przyprostynia, ul. Prandoty 109 |
| 172 | Lidia Skabardis Handel Usługi „MEZAR" | 64-733 Drawsko, ul. Powstańców Wlkp. 87A |
| 173 | GEO-Watt Polska SA | 64-920 Piła, ul. Średnia 5 |
| 174 | Przedsiębiorstwo PRODACH Beker, Augustyniak Sp.j. | 66-200 Świebodzin 1, ul. Jordanowo 11 |

| | | |
|---|---|---|
| 175 | PETROART | 66-235 Torzym Mierczany, Mierczany 27 |
| 176 | Arctic Paper Kostrzyn Paper SA | 66-470 Kostrzyn n/Odrą, ul. Fabryczna 1 |
| 177 | STACJA AUTO-EKO-GAZ | 66-620 Gubin, ul. Mylna 28 |
| 178 | PKS NOWA SÓL Sp. z o.o. | 67-100 Nowa Sól, ul. Przyszłości 1 |
| 179 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „STACJA" Kamila Stoncel | 67-106 Otyń Ługi, Ługi 33 |
| 180 | M.B.-TANK SC Mieczysław Bandura, Dariusz Bandura | 67-400 Wschowa, ul. Czereśniowa 4 |
| 181 | PHU „BABUA" Karol Kotyla | 68-100 Żagań, ul. Kożuchowska 8a |
| 182 | Spółdzielnia Transportu Wiejskiego w Żaganiu | 68-100 Żagań, ul. Przyjaciół Żołnierza 64 |
| 183 | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ZABORSKI" Paweł Zaborski | 68-100 Żagań, ul. Rzeźnicka 29 |
| 184 | „AUTO – NAPRAWA" Piotr Bednarz | 68-200 Żary, ul. Bohaterów Getta 3 |
| 185 | Przedsiębiorstwo LECH – POL Sp. z o.o. | 70-377 Szczecin, ul. Garncarska 5 |
| 186 | Firma Handlowo-Usługowa „KOMA-GAS" Wojciech Tokarek | 72-010 Police, ul. Kamienna 3 |
| 187 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „VIRGO" Dusiński Zbigniew | 74-240 Lipiany, ul. Bema 21A/5 |
| 188 | Gazpartner Sp. z o.o. | 75-306 Koszalin, ul. Odrodzenia 4A lok. 7 |
| 189 | Zdzisław Izdebski Punkt Handlu Rolnego | 76-100 Sławno Łętowo, Łętowo 20 |
| 190 | „DOM" Marcin Stankiewicz | 76-270 Ustka, Charnowo 30 |
| 191 | Firma Wielobranżowa Leszek Brzozecki | 77-100 Bytów, ul. 1 Maja 4 |
| 192 | PETRO-GAZ Sp. z o.o. | 77-100 Bytów, ul. Gdańska 49 L/6 |
| 193 | Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Bytowie | 77-100 Bytów, ul. Wybickiego 2 |
| 194 | KRONOSPAN SZCZECINEK Sp. z o.o. | 78-400 Szczecinek, ul. Waryńskiego 1 |
| 195 | NOWY AKCENT 2005 Sp. z o.o. | 80-822 Gdańsk, ul. Żabi Kruk 14 |
| 196 | AVATO Sp. z o.o. | 81-212 Gdynia, ul. Hutnicza 3 |
| 197 | FHU „OLTRANS" Marcin Dolan | 82-100 Nowy Dwór Gdański, ul. M. Konopnickiej 1/21 |
| 198 | „CASTEL" Sp. z o.o. | 83-000 Pruszcz Gdański, ul. Grunwaldzka 58 |
| 199 | Firma „Scorpius" Tomasz Konopka | 83-000 Pruszcz Gdański, ul. J. Korczaka 7 |
| 200 | „WUOIL" Wojciech Czarnecki | 83-209 Godziszewo, Demlin 411 |
| 201 | Usługi Transportowe Marek Kuchnowski | 84-100 Puck, Celbowo 26 |
| 202 | „WK-OIL" Wojciech Król | 84-300 Lębork, ul. Witosa 42 |
| 203 | Agnieszka Matysiak – „PETRO-MAT" | 85-021 Bydgoszcz, ul. Gdańska 118/9 |
| 204 | PPUH Ewa Kuklińska | 86-014 Sicienko, ul. Mrotecka 26 |
| 205 | Jerzy Kowalski – Dystrybucja Gazu | 86-022 Dobrcz, Wudzyn, ul. Zamkowa 15 |
| 206 | Radosław Marwitz – GAZMAR | 86-250 Unisław, ul. Bydgoska 2 |
| 207 | PH „DOMINIK" Kiciński Marcin | 86-300 Grudziądz, ul. Hubala 1/47 |
| 208 | Andrzej Chmiel Firma Handlowo-Usługowa GAZ-TOR | 87-100 Toruń, ul. Turystyczna 86 |
| 209 | Grzegorz Kaźmierczak Firma Handlowa GAZ-CAR | 87-510 Skrwilno, ul. Targowa |
| 210 | KRYST-MET Krystian Kalinowski | 87-600 Lipno, Rumunki Podłogowskie 15a |
| 211 | Piotr Nowakowski PW „NOWIS" | 87-700 Aleksandrów Kujawski, Łazieniec 86 |
| 212 | GM „WIND" SC | 87-811 Fabianki 76 |
| 213 | Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe Jan Margulski | 88-200 Radziejów, ul. Sosnowa 1 |
| 214 | ANKOROL Andrzej Maciejczak | 88-210 Dobre, ul. Koszczały 28 |
| 215 | Karolewski Piotr KARO-GAZ | 89-510 Bysław, ul. Główna 75 |
| 216 | „MIRMAR" Mirosław Bonk | 90-142 Łódź, ul. Kopcińskiego 31 D |
| 217 | NIDA MEDIA Sp. z o.o. | 91-421 Łódź, ul. Kilińskiego 2 |
| 218 | PHU „Ket-Gaz" SC | 92-650 Kęty, ul. Krakowska 96a |
| 219 | PPHU „KUCHMEBEL" Przemysław Baliński | 93-434 Łódź, ul. Przestrzenna 32 |
| 220 | BPJ Bartosz Jacek Pintera | 93-540 Łódź, ul. Kosmonautów 8 lok. 49 |
| 221 | FPHU „WIND" | 95-081 Dłutów, ul. Pabianicka 31 |
| 222 | CIBEST Sp. z o.o. | 96-315 Wiskitki, ul. Chemików 1 |
| 223 | PPHU SC Robert Kornacki i Sylwia Kornacka | 96-500 Sochaczew, Konty 45 |

| | | |
|---|---|---|
| 224 | PPHU „ZETER" Raczyński Paweł | 97-200 Tomaszów Mazowiecki, ul. Spalska 103/105 |
| 225 | PHU J. MARKOWSKI | 97-300 Piotrków Tryb., ul. Łódzka 46 |
| 226 | „TOM-DAR" SC Szczakowski Tomasz, Grzesik Dariusz | 97-500 Radomsko, ul. Krasickiego 5 |
| 227 | EKO-VOLT SC Elżbieta Marciniak, Dariusz Hajduk | 98-200 Sieradz, ul. Wyspiańskiego 4 |
| 228 | Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej Wieluń Sp. z o.o. | 98-300 Wieluń, ul. Traugutta 53 |
| 229 | „ELROB" Elżbieta i Robert Włodarczyk | 98-345 Mokrsko, Krzyworzeka 288 |
| 230 | Sklep Spożywczo-Przemysłowy Handel Produktami Naftowymi Sławomir Olesiński | 99-100 Łęczyca, Topola Królewska 43 |
| 231 | FH „ROLWET" SC Ewa Dębowska, Tomasz Dębowski | 99-205 Dalików, Brudnów 5 |
| 232 | Retail Petroleum Services Limited | Wielka Brytania, Ermyn Way, Leatherhead, Surrey KT 22 8UX |

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZMIENIONO WARUNKI KONCESJI

**(stan na 28.11.2005 r.)**

| Lp. | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres | Data decyzji | Rodzaj działalności | Zakres zmiany |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. | 80-433 Gdańsk-Wrzeszcz, ul. Zawiszy Czarnego 17 | 2.09.2005 | Wcc | likwidacja trzech źródeł ciepła |
| 2 | Elektrociepłownie Toruń SA | 87-100 Toruń, ul. Ceramiczna 6 | 6.09.2005 | Wcc | zwiększenie ilości eksploatowanych źródeł oraz zmiana mocy osiągalnej elektrociepłowni |
| 3 | Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej w Pułtusku Sp. z o.o. | 06-100 Pułtusk, ul. Mickiewicza 36 | 7.09.2005 | Wcc | zmiana nazwy |
| 4 | Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Lubań Sp. z o.o. | 59-800 Lubań, ul. 3-go Maja 11 | 8.09.2005 | Wcc | zmiana mocy zainstalowanej |
| 5 | ENMA Sp. z o.o. | 46-040 Ozimek, ul. Kolejowa 1 | 9.09.2005 | Wcc | zmiana mocy zainstalowanej |
| 6 | Miejski Zakład Energetyki Cieplnej w Świdnicy Sp. z o.o. | 58-105 Świdnica, ul. Pogodna 1 | 9.09.2005 | Wcc | zmiana ilości źródeł ciepła i mocy zainstalowanej |
| 7 | Edward Kmita – Przedsiębiorstwo Projektowo-Usługowe „HYDRONIKA" | 75-609 Koszalin, ul. Zwycięstwa 219 | 13.09.2005 | Wcc, Pcc | zmiana adresu siedziby i mocy zainstalowanej; zmiana adresu siedziby oraz liczby sieci |
| 8 | Grzegorz Kozikowski SPEKTRUM | 15-665 Białystok, ul. Rumiankowa 14/2 | 14.09.2005 | Opc | zmiana nazwy |
| 9 | Energetyka Cieplna Opolszczyzny SA | 45-158 Opole, ul. Harcerska 15 | 14.09.2005 | Pcc | zmiana zakresu działalności |
| 10 | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. | 15-062 Białystok, ul. Warszawska 27 | 15.09.2005 | Pcc | ZPiZPD*), REGON na NIP i KRS |
| 11 | „PEPEBE Włocławek" PP | 87-809 Włocławek, Al. Jana Pawła II | 15.09.2005 | Wcc | zmiana nazwy |
| 12 | KOMUNALNIK Sp. z o.o. | 69-200 Sulęcin, ul. Chrobrego 3 | 19.09.2005 | Wcc, Pcc | zmiana w związku ze zmianą mocy zainstalowanej i zmniejszeniem ilości źródeł |
| 13 | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej SA | 30-969 Kraków, Al. Jana Pawła II 188 | 20.09.2005 | Wcc | zmiana zakresu koncesji |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 14 | GEOTERMIA-CZARNKÓW Sp. z o.o. | 64-700 Czarnków, ul. Przemysłowa 2a | 20.09.2005 | Wcc | ZPiZPD |
| 15 | Energetyka Cieplna „KORPEC" Sp. z o.o. | 11-430 Korsze, ul. Wolności 19B | 21.09.2005 | Pcc | ZPiZPD |
| 16 | Zakład Energetyki Cieplnej (Miasto Hrubieszów) | 22-500 Hrubieszów, ul. Gródecka 40 A | 23.09.2005 | Pcc | ZPiZPD |
| 17 | Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. | 72-300 Gryfice, ul. Wałowa 21 B | 27.09.2005 | Wcc | zmiana mocy zainstalowanej |
| 18 | ZEP-MOT Sp. z o.o. | 09-400 Płock, ul. Graniczna 57 | 30.09.2005 | Opc | zmiana nazwy, REGON na NIP |
| 19 | Wielobranżowe Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „MAKTRONIK" SA | 85-467 Bydgoszcz, ul. Deszczowa 61 | 30.09.2005 | Opc | zmiana adresu siedziby, REGON na NIP |
| 20 | PROMOT-CIEPŁOWNIA Sp. z o.o. | 43-430 Skoczów, Górny Bór 25a | 3.10.2005 | Wcc, Pcc | ZPiZPD |
| 21 | JES ENERGY Sp. z o.o. | 02-822 Warszawa, ul. Poleczki 23 | 4.10.2005 | Oee, Opc, Opg | zmiana adresu siedziby |
| 22 | PHU „PETROMA" Sp.j. Roman Pasoń, Stanisław Wiktorek | 41-807 Zabrze, ul. Magazynowa 8 | 4.10.2005 | Opc | zmiana formy prawnej, REGON na NIP |
| 23 | Eryk Ochmann – „OCHMAN" | 63-700 Krotoszyn, ul. Rolnicza 3 | 4.10.2005 | Opc | ZPiZPD, REGON na NIP |
| 24 | Gminna Spółdzielnia „Samopomoc Chłopska" Pępowo | 63-830 Pępowo, ul. Dworcowa 1 | 4.10.2005 | Opc | ZPiZPD |
| 25 | Roman Romanowski – Przedsiębiorstwo Romanowski | 11-200 Bartoszyce, Sędławki 24 | 5.10.2005 | Wee | ZPiZPD |
| 26 | „DORGAZ" Jacek Warzyński, Dorota Warzyńska Sp.j. | 18-210 Szepietowo, ul. Sienkiewicza 46 | 5.10.2005 | Opc | zmiana formy prawnej i nazwy, REGON na NIP |
| 27 | Wojciech Teodorczyk – Działalność Handlowo-Usługowa | 63-405 Sieroszewice, ul. Ostrowska 102D | 5.10.2005 | Opc | zmiana adresu siedziby, REGON na NIP |
| 28 | Stacja Paliw „AJO" A. Orłowska Sp.j. | 13-100 Nidzica, Rączki 34 | 6.10.2005 | Opc | zmiana nazwy, REGON na NIP |
| 29 | Marian Gajownik | 21-412 Adamów, ul. Cmentarna 82 | 6.10.2005 | Opc | ZPiZPD, REGON na NIP |
| 30 | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „HAWA" Jan Walczak | 62-200 Gniezno, ul. Grunwaldzka 4 | 6.10.2005 | Opc | ZPiZPD, REGON na NIP |
| 31 | „ROZETA" Sp. z o.o. | 83-110 Tczew, ul. Jagiellońska 51 | 6.10.2005 | Opc | ZPiZPD, REGON na NIP |
| 32 | „DEC" Sp. z o.o. | 00-831 Warszawa, ul. Twarda 30 | 7.10.2005 | Opc | zmiana nazwy, REGON na NIP |
| 33 | Firma „MAZUR" Sp.j. Andrzej i Mariusz Mazur | 26-900 Kozienice, ul. Lubelska 82A | 7.10.2005 | Opc | zmiana nazwy, REGON na NIP |
| 34 | Jerzy Zommer – Mała Elektrownia Wodna | 74-100 Gryfino, Żurawki, ul. Stokrotki 2 | 7.10.2005 | Wee | zmiana adresu siedziby |
| 35 | „BIALCHEM GROUP" Sp. z o.o. | 15-124 Białystok, ul. gen. Władysława Andersa 5 | 10.10.2005 | Opc | ZPiZPD, REGON na NIP |
| 36 | Ireneusz Boika, Wytwarzanie Energii Elektrycznej | 84-223 Linia, ul. Turystyczna 11 | 10.10.2005 | Wee | zmiana wpisu działalności gospodarczej, zmiana mocy zainstalowanej |
| 37 | KAROR Mirosław Szubartowski i Spółka Sp.j. | 85-871 Bydgoszcz, ul. Smoleńska 154 | 10.10.2005 | Wee | ZPiZPD |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 38 | Firma PETROL Sp.j. Anna, Waldemar, Katarzyna Raszewscy | 07-201 Wyszków, Łucynów, ul. Warszawska 77 | 11.10.2005 | Opc | zmiana adresu siedziby, REGON na NIP |
| 39 | Koszalińskie Elektrownie Wodne Sp. z o.o. | 75-221 Koszalin, ul. Morska 10 | 11.10.2005 | Wee | ZPiZPD |
| 40 | Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe ENCo Sp. z o.o. | 41-914 Bytom, ul. Strzelców Bytomskich 165 | 12.10.2005 | Wcc, Pcc | ZPiZPD |
| 41 | Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Przemysłowo-Handlowe PETRO – WIGOR Konstanty Górny, Tomasz Więcław Sp.j. | 60-453 Poznań, ul. Sianowska 126 | 12.10.2005 | Opc | zmiana formy prawnej i nazwy, REGON na NIP |
| 42 | CAR JAVI SA | 60-478 Poznań, ul. Lutycka 95 | 12.10.2005 | Opc | zmiana adresu siedziby, REGON na NIP |
| 43 | Włodzimierz Marcinkowski – „MAR-TRANS" | 64-010 Krzywiń, Łuszkowo 84 | 12.10.2005 | Opc | ZPiZPD, REGON na NIP |
| 44 | Koncern Energetyczny ENERGA SA | 80-557 Gdańsk, ul. Marynarki Polskiej 130 | 12.10.2005 | Dee | ZPiZPD |
| 45 | Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej GEOTERMIA PODHALAŃSKA SA | 34-424 Szaflary, Bańska Niżna 418 | 13.10.2005 | Pcc | zmiana ilości sieci |
| 46 | „POLI-MAX" Sp.j. Piotr Flak, Elżbieta Michalska | 09-401 Płock, ul. Kolejowa 5 | 14.10.2005 | Opc | zmiana składu osobowego spółki, REGON na NIP |
| 47 | Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „SKŁAD" – Gałuszka Sp.j. | 35-500 Maleniska 7B, poczta Jarosław | 17.10.2005 | Opc | zmiana nazwy |
| 48 | „EMIRAT" Jarosław Dobrut, Mirosław Krzeczek Sp.j. | 72-019 Police, ul. Kamienna 8 | 17.10.2005 | Opc | zmiana formy prawnej, REGON na NIP |
| 49 | Romuald Bujno –„PROSPER" Zakład Usługowo-Handlowy | 76-251 Kobylnica, ul. Roberta Schumana 11 | 17.10.2005 | Wee | zmiana adresu siedziby, nazwy, ZPiZPD |
| 50 | Wytwarzanie Energii Elektrycznej Robert Specht, Urszula Leszczyńska, Olga Frymus SC | 77-200 Miastko, Kawczyn 3 | 17.10.2005 | Wee | zmiana składu osobowego spółki |
| 51 | „MDG Polska" Sp. z o.o. | 96-500 Sochaczew, ul. Warszawska 31 | 17.10.2005 | Dpg, Opg | zmiana promesy – wydłużenie ważności promesy, zmiana adresu siedziby |
| 52 | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej TERMAL SA | 59-300 Lubin, ul. Przemysłowa 2 | 18.10.2005 | Pcc | ograniczenie działalności |
| 53 | Ewa Kowalczyk-Gajdzińska | 96-115 Nowy Kawęczyn, Suliszew 34 | 18.10.2005 | Wee | ZPiZPD, zmiana nazwy |
| 54 | Fundacja – Zakład Wychowawczy im. Ks. Siemaszki | 31-019 Kraków, ul. Floriańska 55 | 19.10.2005 | Wee | zmiana adresu siedziby |
| 55 | STALMAG Sp. z o.o. | 41-709 Ruda Śląska, ul. Hutnicza 2 | 19.10.2005 | Wpg | zmiana nazwy, adresu siedziby, REGON na NIP |
| 56 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „TANK-MARK" Marek Turkowski, Karol Turkowski Sp.j. | 64-316 Kuślin, ul. E. Sczanieckiej 2 | 19.10.2005 | Opc | zmiana formy prawnej, REGON na NIP |
| 57 | Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. | 85-315 Bydgoszcz, ul. Księdza Józefa Schulza 5 | 19.10.2005 | Wcc | zwiększenie ilości źródeł oraz zmiana rodzaju paliwa |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 58 | Tomasz Choromański – „Zakład Przetwórstwa Rafineryjnego" | 00-201 Warszawa, ul. Andersa 26/93 | 20.10.2005 | Wpc, Mpc, Opc | zmiana nazwy |
| 59 | BTB Polska Sp. z o.o. | 30-034 Kraków, Plac Axentowicza 6 | 20.10.2005 | Wcc; Pcc | zmiana ilości źródeł ciepła i łącznej mocy zainstalowanej; zmiana ilości sieci |
| 60 | Elektrociepłownia Sp. z o.o. | 32-340 Wolbrom, ul. 1 Maja 100 | 20.10.2005 | Wcc, Pcc | zmiana ilości źródeł ciepła; zmiana własności sieci |
| 61 | Stacja Gazowa LPG Albin Kubicki | 01-908 Warszawa, ul. Wólczyńska 13 | 21.10.2005 | Opc | zmiana adresu siedziby |
| 62 | Polski Koncern Naftowy ORLEN SA | 09-411 Płock, ul. Chemików 7 | 21.10.2005 | Mpc | ZPiZPD, REGON na NIP |
| 63 | EKO – CARS Mirosław i Wojciech Polowiec Sp.j. | 31-202 Kraków, ul. Prądnicka 30 | 21.10.2005 | Mpc | zmiana formy prawnej i nazwy, REGON na NIP |
| 64 | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. | 39-200 Dębica, ul. Rzeszowska 83 | 21.10.2005 | Wcc, Pcc | zmiana ilości sieci |
| 65 | „TRANSDAR" Sp. z o.o. | 00-682 Warszawa, ul. Hoża 66/68 | 25.10.2005 | Opc | zmiana nazwy |
| 66 | Państwowe Przedsiębiorstwo Użyteczności Publicznej POCZTA POLSKA | 00-940 Warszawa, Plac Małachowskiego 2 | 25.10.2005 | Opc | zmiana nazw jednostek organizacyjnych |
| 67 | MEROLPOWER POLSKA Sp. z o.o. | 04-305 Warszawa, ul. Pańska 73 | 25.10.2005 | Wee | zmiana adresu siedziby |
| 68 | Konrad Chojnacki, Mirosław Worach – ENERGO – EKO SC | 26-600 Radom, ul. Brandta 4 m. 9 | 25.10.2005 | Wee | ZPiZPD |
| 69 | „ENERGOPORT" Sp. z o.o. | 44-251 Rybnik, ul. Kłokocińska 51 | 25.10.2005 | Opc | zmiana adresu siedziby |
| 70 | ELKOM Sp. z o.o. | 46-081 Dobrzeń Wielki, Oś. Energetyk 13 | 25.10.2005 | Pcc | sprzedaż sieci ciepłowniczej |
| 71 | „JEDYNKA – POZNAŃ" Sp. z o.o. | 60-311 Poznań, ul. Grunwaldzka 68 | 25.10.2005 | Opc | zmiana nazwy i adresu siedziby, REGON na NIP |
| 72 | G.EN. GAZ ENERGIA SA | 60-650 Poznań, ul. Obornicka 235 | 25.10.2005 | Wcc | zmiana paliwa |
| 73 | Spółdzielnia Transportu Wiejskiego w Ostrzeszowie | 63-500 Ostrzeszów, ul. Składowa 1 | 25.10.2005 | Opc | ZPiZPD, REGON na NIP |
| 74 | CTL TRANS – PORT Sp. z o.o. | 81-336 Gdynia, Al. Solidarności 2 | 25.10.2005 | Opc | zmiana nazwy |
| 75 | „ZŁOMSTAL" Halina Królikowska | 88-231 Bytoń, Brylewo | 25.10.2005 | Wee | ZPiZPD |
| 76 | Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe „ASPOL" Andrzej i Sylwester Szymańscy Sp.j. | 99-319 Dobrzelin, ul. Jabłonkowa 16 | 25.10.2005 | Opc | zmiana nazwy, REGON na NIP |
| 77 | EC „Wojkowice" Sp. z o.o. | 42-580 Wojkowice, ul. G. Morcinka 38 | 26.10.2005<br>27.10.2005 | Wcc, Pcc<br>Dee, Oee | zmiana nazwy;<br>zmiana nazwy, siedziby, ZPiZPD, REGON na NIP |
| 78 | Mała Elektrownia Wodna Tadeusz Mucha | 46-220 Byczyna, ul. Poznańska 3B/1 | 27.10.2005 | Wee | zmiana nazwy, doprecyzowanie mocy hydrozespołów |
| 79 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe Przemysław Pawłowski | 64-920 Piła, ul. Podchorążych 10 | 28.10.2005 | Opc | zmiana adresu siedziby |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 80 | PHU „PETROL – EKO" SC Leszek Kupajski, Zbigniew Turzański, Mirosław Serafin, Waldemar Godzisz | 65-705 Zielona Góra, ul. Naftowa 2 | 28.10.2005 | Opc | rozszerzenie zapisu dot. nazwisk przedsiębiorców będących wspólnikami spółki |
| 81 | „JOGO" Łódzka Spółdzielnia Mleczarska | 94-251 Łódź, ul. Omłotowa 12 | 28.10.2005 | Opc | zmiana nazwy, REGON na NIP |
| 82 | Ezpada s.r.o. Sp. z o.o. Oddział w Polsce | 00-070 Warszawa, ul. Kozia 5a/1 | 31.10.2005 | Oee | wpis do rejestru przedsiębiorców oddziału w Warszawie |
| 83 | MEW – Pomorze, Piotr Jarosławski | 24-300 Opole Lubelskie, Wola Rudzka 22 | 31.10.2005 | Wee | zmiana nazwy |
| 84 | Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA SA | 50-220 Wrocław, ul. Łowiecka 24 | 31.10.2005 | Wee | ZPiZPD |
| 85 | Zakład Energetyki Cieplnej (Gmina Łobez) | 73-300 Łobez, ul. Magazynowa 17 | 31.10.2005 | Wcc | zmniejszenie mocy zainstalowanej |
| 86 | Elektrownia Wodna Piotr Karszny | 84-223 Linia, Tłuczewo 5 | 31.10.2005 | Wee | zmiana adresu siedziby |
| 87 | Zakład Gospodarki Komunalnej i Robót Publicznych (Gmina – Miasto Grudziądz) | 86-300 Grudziądz, ul. Ratuszowa 1 | 31.10.2005 | Wee | zmiana nazwy, adresu siedziby |
| 88 | Przedsiębiorstwo Handlowe Agnieszka Konopka | 18-400 Łomża, ul. Piłsudskiego 52 | 2.11.2005 | Opc | ZPiZPD, REGON na NIP |
| 89 | PHU „MAKO" Mały Sp.j. | 67-400 Sława, ul. Przemysłowa 33A | 2.11.2005 | Opc | zmiana nazwy, REGON na NIP |
| 90 | Import-Export Zdzisław Chlewicki | 92-312 Łódź, ul. Papiernicza 14 | 2.11.2005 | Opc | ZPiZPD, REGON na NIP |
| 91 | ENION SA | 30-417 Kraków, ul. Łagiewnicka 60 | 3.11.2005 | Wee | ZPiZPD |
| 92 | „DARJAGA" Sp. z o.o. | 01-445 Warszawa, ul. Ciołka 11a/210 | 4.11.2005 | Opc | ZPiZPD, REGON na NIP |
| 93 | ASTA BIOPAL Sp. z o.o. | 44-200 Rybnik, ul. Kościuszki 14/5 | 4.11.2005 | Wpc | zmiana adresu siedziby, ZPiZPD |
| 94 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „KURPIEWSKI" | 18-400 Łomża, ul. Strusia 9 | 8.11.2005 | Opc | zmiana nazwy i adresu siedziby |
| 95 | Mała Elektrownia Wodna Zdzisław Rafalik | 69-108 Cybinka, Sądów, ul. Żymierskiego 2 | 8.11.2005 | Wee | błędny wpis do ewidencji działalności gospodarczej |
| 96 | „CERBER" Sp. z o.o. | 22-100 Chełm, ul. Lubelska 166 | 9.11.2005 | Opc | zmiana adresu siedziby |
| 97 | „POLENERGIA" SA | 00-805 Warszawa, ul. Chmielna 85/87 | 10.11.2005 | Dee | zmiana przedmiotu działalności oraz rozszerzenie zasięgu terytorialnego prowadzonej działalności |
| 98 | Zenon Mirosz – PH AUTO GAS | 05-462 Wiązowna, Majdan 85c | 10.11.2005 | Opc | ZPiZPD |
| 99 | Zakład Mięsny „Wierzejki" J., M. Zdanowscy Sp.j. | 21-404 Trzebieszów, Płudy 21 | 10.11.2005 | Opc | zmiana adresu siedziby |
| 100 | „BUSS" Długosz-Siewniak Sp.j. | 32-501 Chrzanów, Pogorzyce, ul. Szymanowskiego 5 | 14.11.2005 | Opc | zmiana nazwy i adresu siedziby |
| 101 | „WJ" Wojciech Jagieła | 42-200 Częstochowa, ul. Poznańska 88 | 14.11.2005 | Wpc, Opc | zmiana nazwy, REGON na NIP |
| 102 | Jan Rumin – Firma Handlowo-Usługowa „AUTO – GAZ" | 42-262 Poczesna, ul. Muzealna 1 | 16.11.2005 | Opc | zmiana adresu siedziby |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 103 | Stacja Paliw „BASIA" Trzaskalski, Pokorski Sp.j. | 99-300 Kutno, ul. Sklęczkowska 12 | 16.11.2005 | Opc | zmiana nazwy i formy prawnej, adresu siedziby, REGON na NIP |
| 104 | Stacja Paliw „TAKRYS" A. Dega, P. Kaczor Sp.j. | 64-600 Oborniki, ul. Łukowska 11 | 17.11.2005 | Opc | zmiana nazwy |
| 105 | MEW Mędrzyce „Plus" S. Kwella, T. Weiss SC | 87-320 Górzno, ul. Bożogrobców 3 | 17.11.2005 | Wee | zmiana składu osobowego właścicieli spółki |
| 106 | MEW Gołębiewo S. Kwella, M. Kwella SC | 87-320 Górzno, ul. Bożogrobców 3 | 17.11.2005 | Wee | zmiana składu osobowego właścicieli spółki |
| 107 | Krystyna Pająk – Firma Handlowa „SPIDER" | 30-363 Kraków, ul. Rydlówka 20 | 21.11.2005 | Opc | zmiana adresu siedziby, REGON na NIP |
| 108 | Władysław Kowalczyk – „MERKURY" Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe | 59-230 Prochowice, ul. Kochanowskiego 15a | 21.11.2005 | Opc | ZPiZPD, REGON na NIP |
| 109 | „QUATTRO" Żołyniak, Kurowski, Brzechwa Sp.j. | 64-600 Oborniki, ul. Łukowska 11 | 21.11.2005 | Opc | zmiana nazwy, REGON na NIP |
| 110 | K&K Sp. z o.o. | 78-230 Karlino 42 | 22.11.2005 | Dpg, Opg | rozszerzenie koncesji oraz zmiana adresu siedziby |
| 111 | MURATON TRADING Sp. z o.o. | 40-217 Katowice, ul. PCK 6/5 | 24.11.2005 | Opc | zmiana nazwy, REGON na NIP |
| 112 | Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej | 11-200 Bartoszyce, ul. Kętrzyńska 64 | 25.11.2005 | Opc | ZPiZPD, REGON na NIP |
| 113 | Dariusz Goleń, Krzysztof Sowa – „DEKK GAZ" SC | 38-500 Sanok, ul. Sadowa 18c/15 | 25.11.2005 | Opc | zmiana adresu siedziby |
| 114 | Wojciech Słupczyński – „Dystrybucja Gazu Propan-Butan" | 38-600 Lesko, Łączki 11 | 25.11.2005 | Opc | zmiana adresu siedziby |
| 115 | Rafineria Czechowice SA | 43-502 Czechowice Dziedzice, ul. Łukasiewicza 2 | 25.11.2005 | Mpc | ZPiZPD |
| 116 | Teodor Burski | 99-200 Poddębice, ul. 22 Lipca 4 | 25.11.2005 | Opc | ZPiZPD |
| 117 | Gospodarstwo Pomocnicze w Radomiu przy Wojewódzkim Zarządzie Melioracji i Urządzeń Wodnych w Warszawie | 26-600 Radom, ul. Wernera 4a | 28.11.2005 | Wee | zmiana nazwy |

Legenda:
Wcc – wytwarzanie ciepła
Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła
Wee – wytwarzanie energii elektrycznej
Dee – dystrybucja energii elektrycznej
Oee – obrót energią elektryczną
Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych
Mpc – magazynowanie paliw ciekłych
Opc – obrót paliwami ciekłymi
Wpg – wytwarzanie paliw gazowych
Dpg – dystrybucja paliw gazowych
Opg – obrót paliwami gazowymi

*) Zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności.

# WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM COFNIĘTO KONCESJE

**(stan na 25.11.2005 r.)**

| Lp. | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres | Data decyzji | Rodzaj działalności | Uzasadnienie |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Zbigniew Rosolak PPHU GRAF | 66-300 Międzyrzecz, ul. Chrobrego 30 | 2.09.2005 | Opc | zaprzestanie prowadzenia działalności |
| 2 | Polish Energy Partners SA | 02-952 Warszawa, ul. Wiertnicza 169 | 9.09.2005 | Ppg, Opg | zaprzestanie prowadzenia działalności |
| 3 | PPKS w Limanowej PP | 34-600 Limanowa, ul. Zygmunta Augusta 12 | 9.09.2005 | Opc | zaprzestanie prowadzenia działalności |
| 4 | Dariusz Głowski PPHU ROKSANA | 62-300 Września, Bierzglinek, ul. Wierzbowa 3 | 13.09.2005 | Opc | sprzedaż stacji paliw |
| 5 | Spółdzielnia Kółek Rolniczych w Kotlinie | 63-220 Kotlin, ul. Ks. Rymarkiewicza 44 | 20.09.2005 | Opc | zaprzestanie prowadzenia działalności |
| 6 | Zakłady Usług Technicznych „FASTY" Sp. z o.o. | 15-688 Białystok, ul. Przędzalniana 8 | 23.09.2005 | Pee, Oee | zaprzestanie prowadzenia działalności |
| 7 | Zbigniew Marzec FH MOTO-LAND | 31-980 Kraków, ul. Zagłoby 42 | 23.09.2005 | Opc | zaprzestanie prowadzenia działalności |
| 8 | Władysław Krawczyk Stacja Paliw PETRO-PLUS | 25-615 Kielce, ul. Kazimierza Wielkiego 20 m. 31 | 27.09.2005 | Opc | zaprzestanie prowadzenia działalności |
| 9 | ELEKTROCIEPŁOWNIA MARCEL Sp. z o.o. | 44-310 Radlin, ul. Korfantego 52 | 30.09.2005 | Occ | zaprzestanie prowadzenia działalności |
| 10 | Lech Szymborski, Jacek Szymborski, Sławomir Szymborski – „VISTULA" SC | 09-420 Ciachcin gm. Bielsk | 4.10.2005 | Opc | nieuiszczenie opłaty koncesyjnej |
| 11 | „DYSEN" Polska Kompania Energetyczna Sp. z o.o. | 04-314 Warszawa, ul. Chłopickiego 7/9 lok. 26 | 5.10.2005 | Opc | nieuiszczenie opłaty koncesyjnej |
| 12 | SKALAR TRADING Sp. z o.o. | 02-223 Warszawa, ul. Wagonowa 17/19 | 7.10.2005 | Opc | zaprzestanie prowadzenia działalności |
| 13 | Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „BEST-OIL SUCHY" | 43-600 Jaworzno, ul. Kalinowa 15/33 | 10.10.2005 | Opc | nieuiszczenie opłaty koncesyjnej |
| 14 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „REALBENZ" SA | 48-300 Nysa, ul. Racławicka 10 | 10.10.2005 | Opc | nieuiszczenie opłaty koncesyjnej |
| 15 | „M.H." Sp. z o.o. | 50-533 Wrocław, ul. Powstańców Śląskich 5 | 10.10.2005 | Opc | nieuiszczenie opłaty koncesyjnej |
| 16 | „CETAN" Sp. z o.o. | 59-220 Legnica, ul. Jaworzyńska 261 | 10.10.2005 | Opc | nieuiszczenie opłaty koncesyjnej |
| 17 | „TEGRA" Sp. z o.o. | 59-300 Lublin, ul. M. Skłodowskiej-Curie 47 | 10.10.2005 | Opc | nieuiszczenie opłaty koncesyjnej |
| 18 | Julian Zdybel – Syndyk Masy Upadłości Towarzystwa Handlowego POL-NAFT Sp. z o.o. w upadłości | 78-400 Szczecinek, ul. A. Krajowej 69 | 10.10.2005 | Opc | zaprzestanie prowadzenia działalności |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 19 | PHU GAZBART<br>Wojciech Sęderowski | 27-440 Ćmielów,<br>Stoki Stare 4 A | 16.10.2005 | Opc | zaprzestanie prowadzenia działalności |
| 20 | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „ENMECH" Sp. z o.o. | 41-219 Sosnowiec,<br>ul. Braci Mieroszewskich 124 | 17.10.2005 | Dee, Oee | zaprzestanie prowadzenia działalności |
| 21 | Tomasz Choromański – „Zakład Przetwórstwa Rafineryjnego" | 00-201 Warszawa,<br>ul. Andersa 26/93 | 20.10.2005 | Wpc, Mpc, Opc | nieuiszczenie opłaty koncesyjnej |
| 22 | ELEN Sp. z o.o. | 02-634 Warszawa,<br>ul. Miłobędzka 35 | 24.10.2005 | Opc | zaprzestanie prowadzenia działalności |
| 23 | „ESV" Sp. z o.o. | 55-011 Siechnice,<br>ul. Polna 12 | 25.10.2005 | Wee | zaprzestanie prowadzenia działalności |
| 24 | Firma GAZ-TRANS<br>Kozioł Adam | 32-200 Miechów,<br>Wymysłów 29 | 26.10.2005 | Opc | zaprzestanie prowadzenia działalności |
| 25 | Krzysztof Swarbuła, Piotr Tomczyk – „Mała Elektrownia Wodna" SC | 97-200 Tomaszów Mazowiecki,<br>ul. Mazowiecka 2 A m. 1 | 27.10.2005 | Wee | zaprzestanie prowadzenia działalności |
| 26 | URSUS MEDIA Sp. z o.o. | 02-495 Warszawa,<br>Plac Czerwca 1976 roku nr 1 | 28.10.2005 | Wcc, Pcc, Wee, Pee, Oee, Ppg, Opg | zaprzestanie prowadzenia działalności |
| 27 | PPHU „ZELTEX"<br>Zbigniew Lewowski | 95-200 Pabianice,<br>ul. Majdany 7 | 31.10.2005 | Opc | zaprzestanie prowadzenia działalności |
| 28 | Kazimierz Stafaniak – Przedsiębiorstwo Budowlano-Handlowe „KAMAR" | 02-581 Warszawa,<br>ul. Madalińskiego 48/36 | 3.11.2005 | Opc | nieuiszczenie opłaty koncesyjnej |
| 29 | Sławomir Kospin – Przedsiębiorstwo Handlowe „AGROKOS" | 98-257 Pęczniew,<br>ul. Spółdzielcza 10 | 3.11.2005 | Opc | nieuiszczenie opłaty koncesyjnej |
| 30 | Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe „HURT-DETAL" Jadwiga Miszawska | 09-140 Raciąż,<br>ul. 11-go Listopada | 10.11.2005 | Opc | zaprzestanie prowadzenia działalności |
| 31 | Michał Bieś – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowo-Transportowe „ROL-MAT" | 39-200 Dębica,<br>ul. Cmentarna 55/22 | 14.11.2005 | Opc | zaprzestanie prowadzenia działalności |
| 32 | Ireneusz Kaczorek – Syndyk Upadłości „FERPOL" Sp. z o.o. w likwidacji, w upadłości | 03-414 Warszawa,<br>ul. Wileńska 14 | 16.11.2005 | Opc | zaprzestanie prowadzenia działalności |
| 33 | Lesław Kolczyński – Syndyk Masy Upadłości „SPECTRA" Sp. z o.o. w upadłości | 30-709 Kraków,<br>ul. Stoczniowców 3 | 21.11.2005 | Opc | zaprzestanie prowadzenia działalności |
| 34 | Robert Szeleźnik – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „ERES" | 30-134 Kraków, ul. Jana Piwnika „Ponurego" 12 | 23.11.2005 | Opc | zaprzestanie prowadzenia działalności |
| 35 | PPUH NAFTOPOL Sp. z o.o. | 41-935 Bytom,<br>ul. Łokietka 45a | 24.11.2005 | Mpc, Opc | likwidacja firmy |
| 36 | COMPLEX Sp. z o.o. w likwidacji | 90-723 Łódź,<br>ul. Zachodnia 97 | 24.11.2005 | Opc | likwidacja firmy |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 37 | LEXOIL Sp. z o.o. w upadłości | 58-500 Jelenia Góra, ul. Wojska Polskiego 15 | 25.11.2005 | Opc | zaprzestanie prowadzenia działalności |
| 38 | Krzysztof Oziewicz | 72-005 Przecław 98B/5 | 25.11.2005 | Opc | wystąpienie ze spółki |
| 39 | METACHEM NAFTACHEM Sp. z o.o. w upadłości | 96-300 Żyrardów, ul. Mickiewicza 45 | 25.11.2005 | Wpc, Mpc, Opc | upadłość firmy |

Legenda:
Wcc – wytwarzanie ciepła
Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła
Wee – wytwarzanie energii elektrycznej
Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej
Dee – dystrybucja energii elektrycznej
Oee – obrót energią elektryczną
Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych
Mpc – magazynowanie paliw ciekłych
Opc – obrót paliwami ciekłymi
Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych
Opg – obrót paliwami gazowymi

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM UMORZONO POSTĘPOWANIE KONCESYJNE, UCHYLONO DECYZJE KONCESYJNE, POZOSTAWIONO WNIOSKI KONCESYJNE BEZ ROZPATRZENIA LUB ROZPOZNANIA

**(stan na 28.11.2005 r.)**

| Lp. | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres | Data decyzji | Rodzaj działalności | Uzasadnienie |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. | 43-100 Tychy, ul. Kubicy 6 | 2.09.2005 | Wcc, Pcc | umorzenie |
| 2 | PKS CONNEX Sp. z o.o. | 87-100 Toruń, ul. Poznańska 290 e | 2.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 3 | Paweł Tkaczyk | 87-617 Bobrowniki, ul. Wł. Jagiełły 5 | 2.09.2005 | Opc | zwrócono w trybie 261 KPA |
| 4 | FHU MADIMAX | 01-402 Warszawa, ul. E. Ciołka 8/31 | 5.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 5 | URBIMAX Sp. z o.o. | 18-315 Kołaki Kościelne, Gosie Małe 29 | 5.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 6 | Dorota Gwiazdowska „AUTO-KOMIS GĄSKI" | 19-400 Olecko, Gąski 1 | 5.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 7 | Janina Szklarska | 26-414 Potworów, ul. Warszawska 15 | 5.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 8 | SIGNUM GROUP Sp. z o.o. | 03-715 Warszawa, ul. Okrzei 1 a | 6.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 9 | Mariusz Krawczyk FHPU K&KM | 06-415 Czernice Borowe, Górki 24 | 6.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 10 | Nowak-Skalińska Agnieszka – Firma Handlowa MES | 26-600 Radom, ul. Drzymały 4 m. 1 | 7.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 11 | Marc-Trans Wiesława Barbara Bakalarska | 64-300 Nowy Tomyśl, Grubsko 17 lok. 1 | 7.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 12 | FHU AJRON Arkadiusz Kisiołek | 97-565 Lgota Wielka, Woźniki 58 | 7.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 13 | BAR-GAZ SC Barbara Czerwińska, Kazimierz Kopatysz | 09-440 Staroźreby, Marychnów 24A | 8.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 14 | Antoni Jakubiak – Firma Handlowa „HUBAN" | 21-400 Łuków, Ryżki 76E | 8.09.2005 | Opc | zawieszone |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 15 | Przedsiębiorstwo Budownictwa i Obrotu Towarowego „FRONTON" Sp. z o.o. | 30-535 Kraków, ul. Węgierska 2 a | 8.09.2005 | Wcc | umorzenie |
| 16 | Przemyska Spółdzielnia Mieszkaniowa | 37-700 Przemyśl, ul. Wyb. Ojca Św. Jana Pawła II 70 | 8.09.2005 | Pcc | umorzenie |
| 17 | „JARO" Jarosław Grabas | 66-320 Trzciel Łagowiec, Łagowiec 28 | 8.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 18 | PPHU M&P | 49-300 Brzeg, ul. J. Popiełuszki 28 m. 5 | 14.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 19 | Inowrocławskie Zakłady Chemiczne SODA MĄTWY SA | 88-100 Inowrocław, ul. Fabryczna 4 | 14.09.2005 | Wee | umorzenie |
| 20 | Marzena Reszka | 13-124 Kozłowo, Kozłowo 4 | 15.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 21 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe ANNA Anna i Ireneusz Kaczyńscy Sp.j. | 18-301 Zambrów, ul. Sitarska 18 | 15.09.2005 | Opc | zwrócono w trybie 261 KPA |
| 22 | Ratyna Czesław | 22-400 Zamość, ul. Kołłątaja 2/4/6 | 15.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 23 | POEiP EGW Sp. z o.o. | 40-085 Katowice, ul. Mickiewicza 29 | 16.09.2005 | Opc | umorzenie |
| 24 | TREND Sp. z o.o. | 50-440 Wrocław, ul. T. Kościuszki 145/9 | 16.09.2005 | Opc | umorzenie |
| 25 | Dorota Kowalska | 98-240 Szadek, Wielka Wieś 4 | 16.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 26 | Joanna Jasiulewicz PH-U Kamhek | 16-100 Sokółka, ul. Ściegiennego 22/8 | 18.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 27 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe Barbara Błoch | 63-100 Śrem, Szymanowo 7a | 19.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 28 | JAREX Jarosław Stanisławski | 96-128 Słupia, Słupia 113 | 20.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 29 | Janusz Dąbrowski | 74-106 Stare Czarnowo, ul. Słoneczna 18 | 21.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 30 | WP ENERGIA Sp. z o.o. | 02-515 Warszawa, ul. Puławska | 22.09.2005 | Wcc, Pcc | umorzenie |
| 31 | Rekta Management Sp. z o.o. | 05-250 Marki, Al. Piłsudskiego 200 | 23.09.2005 | Opc | odmowa |
| 32 | TRANSFINANCE Sp. z o.o. | 59-300 Lubin, ul. Wójta Henryka 4 | 23.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 33 | PPHU „DANMAR" SC Marcin Stanik, Daniel Stanik | 98-330 Pajęczno, Janki 3 | 23.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 34 | Jerzy Postrożny PHU „JUREXPOL" | 57-200 Ząbkowice Śląskie, ul. Kłodzka 21 | 27.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 35 | Firma Handlowa „U ILONKI" Ilona Wieczorek | 95-060 Brzeziny, ul. Bohaterów W-wy 8 m. 22 | 28.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 36 | BENITEX | 05-555 Tarczyn, ul. Rynek 38 | 29.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 37 | HARNAŚ Marcin Hernik | 26-600 Radom, ul. Drzymały 53 | 29.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 38 | REGIS Sp. z o.o. | 43-300 Bielsko Biała, ul. Czechowicka 43 | 29.09.2005 | Opc | odmowa |
| 39 | Handel Spożywczo-Przemysłowy Jacek Orłowski | 89-620 Chojnice, Silno, ul. Główna 31 | 29.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 40 | Firma Usługowo-Handlowa „RICKO" Piekarz Krystian | 44-100 Gliwice, ul. Lipowa 20 | 30.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 41 | Tadeusz Sułkowski | 53-534 Wrocław, ul. Władysława Reymonta 10 | 30.09.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 42 | PKS Zakopane Sp. z o.o. | 34-500 Zakopane, ul. Nowotarska 24 | 3.10.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 43 | AGRIMEX Sp. z o.o. | 85-009 Bydgoszcz, ul. Dworcowa 81 | 3.10.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 44 | Firma INSTALCO – Ryszard Bułka | 22-650 Łaszczów, Kolonia Steniatyn 30 | 4.10.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 45 | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „JARKRYS" Helena Milke | 61-551 Poznań, ul. Dolina 6 | 5.10.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 46 | Zakład Usługowy KRISTA | 26-800 Białobrzegi | 6.10.2005 | Wcc, Pcc | umorzenie |
| 47 | Firma Handlowo-Usługowa Maciej Osiński | 88-100 Inowrocław, ul. Wojska Polskiego 1/41 | 6.10.2005 | Opc | zwrócono w trybie 261 KPA |
| 48 | Anna Abramowska | 05-310 Kałuszyn | 7.10.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 49 | MC SERVIS EUROPA Andrzej Sobczak | 60-782 Poznań, ul. Grunwaldzka 17 | 7.10.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 50 | Jacek Mańczak – Firma Handlowa „TADMAN" | 86-061 Brzozowa, ul. Nasypowa 1 | 7.10.2005 | Opc | umorzenie |
| 51 | BPJ Bartosz Jacek Pintera | 93-540 Łódź, ul. Kosmonautów 8 lok. 49, | 7.10.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 52 | PETRIX GROUP Sp. z o.o. | 05-500 Piaseczno, ul. Kusocińskiego 12/69 | 10.10.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 53 | „MAK-POL" Roksana Makarewicz | 89-200 Szubin, Rynarzewo, ul. Szubińska 42 | 10.10.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 54 | Global Network Application SA | 02-703 Warszawa, ul. Bukowińska 24 a | 11.10.2005 | Opc | odmowa |
| 55 | Adam Cezary Jakubowski PPHU MIRAŻ | 05-600 Grójec, Bikówek 32 | 11.10.2005 | Opc | umorzenie |
| 56 | PPHU ODNOWA Henryk Wójcik | 49-300 Brzeg, ul. Łokietka 32 lok. 1, | 11.10.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 57 | AUTO-GAZ Jolanta Maciejewska | 66-600 Krosno, Połupin, ul. Krośnieńska 6 | 11.10.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 58 | Spółka Handlowo-Usługowa „ADROM" B.R.A. Borowczyk Sp.j. | 97-226 Żelechlinek, ul. Zakątna 3 | 11.10.2005 | Opc | umorzenie |
| 59 | PHU „LEO-TRANS" Maciążek Tomasz | 42-470 Żelisławice, ul. Podleśna 64 | 12.10.2005 | Opc | zwrócono w trybie 261 KPA |
| 60 | Lotniczy Zakład Budżetowy Ministerstwa Spraw Wewnętrznych i Administracji „Lotnisko Warszawa-Babice" | 01-476 Warszawa, ul. gen. bryg. S. Kaliskiego 57 | 13.10.2005 | Opc | umorzenie |
| 61 | Dalkia Termika SA | 00-496 Warszawa, Al. Jana Pawła II 70/26 | 14.10.2005 | Wcc, Pcc | zawieszone |
| 62 | Wojciech Woźniak – Firma Handlowo-Usługowa | 80-298 Gdańsk, ul. Budowlanych 21 | 14.10.2005 | Opg | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 63 | Jarosław Marzec JAREX | 24-220 Niedrzwica Kościelna, Kolonia Sobieszczany 30 | 17.10.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 64 | Krajowa Spółka Cukrowa SA | 87-100 Toruń, ul. Kraszewskiego 40 | 17.10.2005 | Wee | postępowanie bezprzedmiotowe |
| 65 | Stacja Paliw Płynnych NEVADA | 09-230 Bielsk, ul. Kościuszki 10 | 18.10.2005 | Opc | umorzenie |
| 66 | Jan Mierzejewski Stacja Paliw | 07-300 Ostrów Maz., ul. Brokowska 36 | 19.10.2005 | Opc | umorzenie |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 67 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „MAŁGO" | 10-431 Olsztyn, ul. Kołobrzeska 15/24 | 19.10.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 68 | CIAK-PAL Andrzej Ciak | 16-075 Zawady, Nowe Chlebiotki 5 | 19.10.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 69 | ENERGOINWEST Białystok SA | 15-124 Białystok, ul. gen. W. Andersa 3 | 20.10.2005 | Pcc | zawieszone |
| 70 | Lis Bogdan PPHU PETROWAL | 26-652 Zakrzew, Zakrzew-Kolonia 70 | 20.10.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 71 | Stacja Paliw Teresa Brandys | 36-147 Niwiska, Trześń 204 | 20.10.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 72 | Przedsiębiorstwo Handlowe KSIMEX Sp. z o.o. | 57-322 Polanica Zdrój, ul. Niwa 2, | 20.10.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 73 | Firma Handlowo-Usługowa „PRO" Ewa Raj | 40-017 Katowice, ul. Graniczna 25a/6 | 21.10.2005 | Opc | umorzenie |
| 74 | Przedsiębiorstwo Górniczo-Produkcyjne „BAZALT" | 59-500 Złotoryja, Wilków | 21.10.2005 | Opc | postępowanie bezprzedmiotowe |
| 75 | Robert Kamoda PW ROBERT | 65-001 Zielona Góra, ul. Dąbrowskiego 101 | 21.10.2005 | Opc | umorzono z uwagi na wcześniejsze wygaśnięcie koncesji na podstawie art. 42 Prawa energetycznego (wykreślenie z ewidencji) |
| 76 | Install-As | 02-736 Warszawa, ul. Mozarta 6 m. 913 | 24.10.2005 | Opc | odmowa |
| 77 | MAKBOR Sp. z o.o. | 04-736 Warszawa, ul. Żegańska 46 | 24.10.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 78 | PH „DOMINIK" Kiciński Marcin | 86-300 Grudziądz, ul. Hubala 1/47 | 24.10.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 79 | Barbara Harazim – „GAZ-PRIM" | 44-203 Rybnik, ul. Studzienna 43A | 25.10.2005 | Opc | umorzenie |
| 80 | Dystrybucja Gazu Adam Wilimczyk | 47-120 Zawadzkie, ul. Nowe Osiedle 3/7 | 25.10.2005 | Opc | umorzenie |
| 81 | Zygmunt Kuźniewski – „EXPRESS GAZ" | 99-300 Kutno, ul. Sempołowskiej 6 | 25.10.2005 | Opc | umorzenie |
| 82 | Stacja Paliw Cezary Sękowski | 06-545 Lipowiec | 26.10.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 83 | „CESKO" SC Władysław Sykuła, Piotr Kopaczewski | 87-800 Włocławek | 26.10.2005 | Wee | postępowanie bezprzedmiotowe |
| 84 | CHEMTANK Sp. z o.o. | 01-969 Warszawa, ul. Pułkowa 37 | 27.10.2005 | Opc | bez rozpatrzenia/ rozpoznania |
| 85 | IMPEX-TRADING CHEMISTRY Sp. z o.o. | 09-400 Płock, ul. Synagogalna 2/8 | 27.10.2005 | Opc | odmowa |
| 86 | Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe „BIO – ENERGIA" Sp. z o.o. | 49-300 Brzeg, ul. Ziemi Tarnowskiej 3 | 27.10.2005 | Opc | postępowanie bezprzedmiotowe |
| 87 | Marek Janowicz – Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „MARKPETROL" | 64-000 Kościan, Oś. Jagiellońskie 80/4 | 4.11.2005 | Opc | umorzenie |
| 88 | Renata Meyer-Gawłowska Mała Elektrownia Wodna Młyn Bukowina | 84-233 Linia, ul. Sportowa 39 | 14.11.2005 | Wee | umorzenie |
| 89 | Piotr Czupiński – Zakład Obrotu Artykułami Rolnymi i Przemysłowymi | 72-210 Dobra, ul. Mieszczańska 3 | 15.11.2005 | Opc | umorzenie |
| 90 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „MAR-OIL" Sp. z o.o. | 40-724 Ogrodzieniec, ul. Ogrodowa 43 | 21.11.2005 | Mpc | umorzenie |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 91 | Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Skierniewicach Sp. z o.o. | 96-100 Skierniewice, ul. Jana III Sobieskiego 79 | 25.11.2005 | Opc | umorzenie |
| 92 | „PART-TRADE" Sp. z o.o. | 03-216 Warszawa, ul. Modlińska 4 | 28.11.2005 | Opc | uchylenie |

Legenda:
Wcc – wytwarzanie ciepła
Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła
Wee – wytwarzanie energii elektrycznej
Mpc – magazynowanie paliw ciekłych
Opc – obrót paliwami ciekłymi
Opg – obrót paliwami gazowymi

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM WYGASŁY DECYZJE KONCESYJNE

**(stan na 31.10.2005 r.)**

| Lp. | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres | Data decyzji | Rodzaj działalności | Uzasadnienie |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | PPUH ENERGOMEDIA Sp. z o.o. | 42-400 Zawiercie, ul. Okólna 10 | 1.09.2005 | Wcc, Pcc, Ppg, Opg | 9.05.2005 r. Sąd Rejonowy w Częstochowie wpisał do KRS połączenia PPUH „Energomedia" Sp. z o.o. i CMC Zawiercie |
| 2 | Zakład Górniczo-Energetyczny Sobieski Jaworzno III Sp. z o.o. | 43-600 Jaworzno, ul. Grunwaldzka 37 | 1.09.2005 | Pcc, Occ, Pee, Oee | 30.06.2005 r. Sąd Rejonowy w Katowicach wpisał do KRS połączenia ZGE Sobieski Jaworzno III i PKW Katowice |
| 3 | Zakład Gospodarki Komunalnej w Radlinie (Gmina Radlin) | 42-310 Radlin, ul. Remera 15 | 2.09.2005 | Pcc, Occ | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |
| 4 | Miejski Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej | 83-262 Czarna Woda, ul. Dworcowa 4 | 5.09.2005 | Pcc, Occ | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |
| 5 | PPHU ENERGOMER Sp. z o.o. | 32-510 Jaworzno, ul. Rzemieślnicza 15 B | 7.09.2005 | Pcc, Occ | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |
| 6 | Zakłady Mechaniczne WIROMET SA | 43-190 Mikołów, ul. Wyzwolenia 27 | 7.09.2005 | Pcc, Occ | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |
| 7 | Powiat Bielsk w Bielsku Podlaskim | 17-100 Bielsk Podlaski, ul. Mickiewicza 46 | 8.09.2005 | Wcc, Pcc | działalność nie wymaga koncesji |
| 8 | Przedsiębiorstwo Budownictwa i Obrotu Towarowego „FRONTON" Sp. z o.o. | 30-535 Kraków, ul. Węgierska 2 a | 8.09.2005 | Wcc, Pcc | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |
| 9 | Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Niewiadowie (Gmina Ujazd) | 97-225 Ujazd, Niewiadów | 12.09.2005 | Wcc, Pcc | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |
| 10 | Gminny Zakład Komunalny Sp. z o.o. | 38-610 Polańczyk, ul. Leśna 1 | 13.09.2005 | Wcc, Pcc | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 11 | Międzygminne Towarzystwo Budownictwa Społecznego Sp. z o.o. | 42-600 Tarnowskie Góry, ul. Towarowa 11 | 13.09.2005 | Pcc, Occ | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |
| 12 | Zakład Komunalny KLESZCZÓW Sp. z o.o. | 97-560 Kleszczów, ul. Główna 47 | 15.09.2005 | Wcc, Pcc | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |
| 13 | PEWIK Sp. z o.o. | 82-550 Prabuty, ul. Kwidzyńska 15 | 20.09.2005 | Wcc, Pcc | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |
| 14 | Przędzalnia Czesankowa INTERTEX SA | 41-200 Sosnowiec, ul. Chemiczna 12 | 22.09.2005 | Pcc, Occ | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |
| 15 | Jacek Fajfer PHU EKO-GAZ | 05-100 Nowy Dwór Mazowiecki, ul. Focha 4 | 23.09.2005 | Opc | zaprzestanie działalności, decyzja wygasła z mocy prawa |
| 16 | FIBRIS SA | 37-700 Przemyśl, ul. Ofiar Katynia 17 | 23.09.2005 | Wcc, Pcc | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |
| 17 | Miejski Zarząd Gospodarki Komunalnej (Gmina Miasto Mysłowice) | 41-400 Mysłowice, ul. Powstańców 1 | 29.09.2005 | Wcc | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |
| 18 | Spółdzielnia Mieszkaniowa w Gorzycach | 39-432 Gorzyce, Plac E. Mieszczańskiego 5 | 30.09.2005 | Pcc, Occ | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |
| 19 | Technologie Buczek SA | 41-200 Sosnowiec, ul. Nowopogańska 1 | 30.09.2005 | Pcc, Occ | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |
| 20 | Gminna Energetyka Cieplna Sp. z o.o. | 83-250 Skarszewy, Oś. Sikorskiego 13A | 3.10.2005 | Wcc, Pcc | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |
| 21 | Samodzielny Publiczny Zakład Opieki Zdrowotnej „REPTY" Górnośląskie Centrum Rehabilitacji im. Gen. J. Ziętka | 42-604 Tarnowskie Góry, ul. Śniadeckiego 1 | 5.10.2005 | Wcc, Pcc | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |
| 22 | Katowicka Spółdzielnia Mieszkaniowa | 40-168 Katowice, ul. Klonowa 35c | 6.10.2005 | Wcc, Pcc, Occ | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |
| 23 | Fabryka Osi Napędowych SA | 97-500 Radomsko, ul. Krasickiego 63/71 | 7.10.2005 | Occ | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |
| 24 | BHH MIKROTECH Sp. z o.o. | 42-530 Dąbrowa Górnicza, ul. Katowicka 11 | 10.10.2005 | Wcc, Pcc | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |
| 25 | Ciepłownia Złoty Stok TERMEX Sp. z o.o. | 57-250 Złoty Stok, ul. Kolejowa 2b | 10.10.2005 | Wcc, Pcc | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |
| 26 | Huta Cynku „MIASTECZKO ŚLĄSKIE" SA | 42-610 Miasteczko Śląskie, ul. Woźnicka 36 | 11.10.2005 | Wcc, Pcc | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |
| 27 | Miejskie Zakłady Komunalne Sp. z o.o. | 66-460 Witnica, ul. Kosynierów Mirosławskich 1 | 12.10.2005 | Wcc | stwierdzenie wygaśnięcia na wniosek przedsiębiorcy |
| 28 | Zakłady Porcelany Elektrotechnicznej ZAPEL SA | 36-040 Boguchwała, ul. Techniczna 1 | 14.10.2005 | Wcc, Pcc | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 29 | Bioenergia Sp. z o.o. | 70-241 Szczecin, ul. Kopernika 3/7A | 14.10.2005 | Wcc, Pcc | stwierdzenie wygaśnięcia na wniosek przedsiębiorcy |
| 30 | PHU „ARPOL" Sp. z o.o. | 65-119 Zielona Góra, ul. Trasa Północna 14 | 17.10.2005 | Wcc | stwierdzenie wygaśnięcia na wniosek przedsiębiorcy z uwagi na wielkość mocy |
| 31 | Wolbromska Spółdzielnia Mieszkaniowa | 32-340 Wolbrom, Oś. Łokietka | 21.10.2005 | Pcc, Occ | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |
| 32 | Okręgowa Spółdzielnia Mleczarska | 63-400 Ostrów Wielkopolski, ul. Wrocławska 59 | 21.10.2005 | Opc | czasowe zaprzestanie działalności w zakresie działalności koncesjonowanej |
| 33 | FIL-AN Jaskuła Filip | 62-031 Luboń, ul. Fabryczna 36 a | 24.10.2005 | Opc | czasowe zaprzestanie działalności w zakresie działalności koncesjonowanej |
| 34 | Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. | 33-380 Krynica, ul. Kraszewskiego 27 | 31.10.2005 | Wcc, Pcc | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |

Legenda:
Wcc – wytwarzanie ciepła
Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła
Occ – obrót ciepłem
Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej
Oee – obrót energią elektryczną
Opc – obrót paliwami ciekłymi
Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych
Opg – obrót paliwami gazowymi

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ODMÓWIONO UDZIELENIA KONCESJI

**(stan na 25.11.2005 r.)**

| Lp. | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres | Data decyzji | Rodzaj działalności | Rodzaj odmowy, uzasadnienie |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | „BRASSICA AGRA" Sp. z o.o. | 58-100 Świdnica, ul. Armii Krajowej 13A/5 | 5.10.2005 | Opc | wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów |
| 2 | Łukasz Kępczyk – „PETROM" | 01-242 Warszawa, ul. Prymasa 1000-lecia 95/23 | 10.10.2005 | Opc | wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów |
| 3 | Wojciech Zwolak | 20-605 Lublin, ul. Grażyny 14/7 | 21.10.2005 | Opc | wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów |
| 4 | Ludwik Suda – Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe Import-Export „TRANS – EKKO" | 73-110 Stargard Szczeciński, Oś. Zachód B 14/H25 | 4.11.2005 | Opc | wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów |
| 5 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „OMEGA" Krystian Hajduk | 41-902 Bytom, ul. Sienna 3/7 | 14.11.2005 | Opc | wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów |
| 6 | Skup i Sprzedaż Węgla Józef Mocko | 43-502 Czechowice-Dziedzice, ul. Górnicza 77/8 | 14.11.2005 | Opc | wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 7 | „FELIX – PETROL" Bułat Ewa | 50-950 Wrocław, ul. Ks. Klimasa 46 | 16.11.2005 | Opc | wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów |
| 8 | Elżbieta Ptach – „EL – MAT" | 83-332 Dzierżążno, Borowo, ul. Gdańska 17 | 17.11.2005 | Opc | wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów |
| 9 | PHU „INTRAKO" Bojko Piotr | 59-220 Legnica, ul. Wały Rzeczne 6/4 | 21.11.2005 | Opc | wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów |
| 10 | Stanisław Szlafke – „ZEG – MET" Import-Export | 62-800 Kalisz, ul. H. Sawickiej 34F | 21.11.2005 | Opc | wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów |
| 11 | Wiesław Gościnny – PW „77" | 88-400 Żnin, ul. Wilczkowska 8 | 21.11.2005 | Opc | wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów |
| 12 | „Impex-Agro" Sp. z o.o. | 21-500 Biała Podlaska, ul. Podmiejska 11 | 25.11.2005 | Opc | wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów |
| 13 | Wojciech Malinowski | 26-803 Promma, Falęcice 80 | 25.11.2005 | Opc | wnioskodawca nie spełnił wymaganych kryteriów |

Legenda:
Opc – obrót paliwami ciekłymi

Urząd Regulacji Energetyki informuje, że decyzje Prezesa URE w sprawie taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych publikowane są odpowiednio w:

**„Biuletynie Branżowym URE – Energia elektryczna",**

**„Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe".**

Jednocześnie wszystkie biuletyny branżowe z ostatnio opublikowanymi taryfami dla energii elektrycznej i paliw gazowych można pobrać ze strony internetowej URE:

**www.ure.gov.pl**

# DECYZJA NR 377/MON
# MINISTRA OBRONY NARODOWEJ

z dnia 15 listopada 2005 r.

**zmieniająca decyzję w sprawie gospodarki energetycznej w resorcie obrony narodowej**

Na podstawie art. 21a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 i Nr 203, poz. 1966, z 2004 r. Nr 29, poz. 257, Nr 34, poz. 293, Nr 91, poz. 875, Nr 96, poz. 959 i Nr 173, poz. 1808, oraz z 2005 r. Nr 62, poz. 552, Nr 163, poz. 1362 i Nr 175, poz. 1462), w związku z § 1 pkt 8 lit. f i § 2 pkt 14 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 9 lipca 1996 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Obrony Narodowej (Dz. U. Nr 94, poz. 426) ustala się, co następuje:

1. W decyzji Nr 113/MON Ministra Obrony Narodowej z dnia 10 maja 2004 r. w sprawie gospodarki energetycznej w resorcie obrony narodowej (Dz. Urz. MON z 2004 r. Nr 5, poz. 51), wprowadza się następujące zmiany:
   1) w pkt 1 wyrazy „resortu obrony narodowej" zastępuje się wyrazami „podległych Ministrowi Obrony Narodowej lub przez niego nadzorowanych";
   2) w pkt 8 po ppkt 6 dodaje się ppkt 6a w brzmieniu:
      „6a) udzielanie koncesji i zatwierdzanie taryf dla ciepła przedstawianych przez przedsiębiorstwa energetyczne, powołane przez jednostki organizacyjne, o których mowa w pkt 1;";
   3) w pkt 9:
      a) w ppkt 8 wyraz „uzgadnianie" zastępuje się wyrazem „opiniowanie",
      b) po ppkt 8 dodaje się ppkt 8a w brzmieniu:
         „8a) kontrola stosowania przez przedsiębiorstwa energetyczne, o których mowa w pkt 8 ppkt 6a, taryf dla ciepła;";
   4) w pkt 30 w ppkt 3 po wyrazach „z kontroli" dodaje się wyrazy „i ewentualne zalecenia";
   5) po pkt 34 dodaje się pkt 34a i 34b w brzmieniu:
      „34a. Kierownicy przedsiębiorstw energetycznych, o których mowa w pkt 8 ppkt 6a, występują do Szefa WIGE o udzielenie koncesji i zatwierdzenie taryf dla ciepła dostarczanego do jednostek organizacyjnych, o których mowa w pkt 1, opracowanych zgodnie z przepisami rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 30 lipca 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. z 2004 r. Nr 184, poz. 1902).
      34b. Osobą sprawującą dozór nad eksploatacją urządzeń energetycznych techniki wojskowej i uzbrojenia, prowadzącą szkolenie dla osób zajmujących się eksploatacją tych urządzeń w jednostkach organizacyjnych, o których mowa w pkt 1, jest energetyk jednostki. W przypadku braku w etacie jednostki organizacyjnej, stanowiska energetyka, dowódca tej jednostki wyznacza nieetatowego energetyka o odpowiednich kwalifikacjach zawodowych.".

2. Decyzja wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Minister Obrony Narodowej
**/–/ Radosław SIKORSKI**

w uzgodnieniu:
Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
**/–/ dr Leszek JUCHNIEWICZ**

# Urząd Regulacji Energetyki

## Oddziały Terenowe

1. **Oddział Centralny w Warszawie**
   (obszar działania – woj. mazowieckie)
   ul. Canaletta 4
   00–099 Warszawa
   tel. (0-prefix 22) 828-02-31 (33)
   fax (0-prefix 22) 828-02-37
   e-mail: warszawa@ure.gov.pl

2. **Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie**
   (obszar działania – woj. zachodniopomorskie i lubuskie)
   ul. Żubrów 3
   71–617 Szczecin
   tel. (0-prefix 91) 424-16-30
   fax (0-prefix 91) 424-16-31
   e-mail: szczecin@ure.gov.pl

3. **Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku**
   (obszar działania – woj. pomorskie i warmińsko-mazurskie)
   Al. Jana Pawła II 20
   80–462 Gdańsk
   tel. (0-prefix 58) 340-90-02 (03)
   fax (0-prefix 58) 346-83-86
   e-mail: gdansk@ure.gov.pl

4. **Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu**
   (obszar działania – woj. wielkopolskie i kujawsko-pomorskie)
   ul. Wierzbięcice 1
   61–569 Poznań
   tel. (0-prefix 61) 833-12-64
   fax (0-prefix 61) 835-16-95
   e-mail: poznan@ure.gov.pl

5. **Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie**
   (obszar działania – woj. lubelskie i podlaskie)
   ul. Garbarska 20
   20–340 Lublin
   tel. (0-prefix 81) 743-85-30 (09)
   fax (0-prefix 81) 743-92-91
   e-mail: lublin@ure.gov.pl

6. **Środkowozachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi**
   (obszar działania – woj. łódzkie i świętokrzyskie)
   ul. Uniwersytecka 2/4
   90–137 Łódź
   tel. (0-prefix 42) 639-24-40
   fax (0-prefix 42) 639-24-50
   e-mail: lodz@ure.gov.pl

7. **Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu**
   (obszar działania – woj. dolnośląskie i opolskie)
   ul. Marszałka J. Piłsudskiego 49/57
   50–032 Wrocław
   tel. (0-prefix 71) 780-38-28 (29)
   fax (0-prefix 71) 780-38-05
   e-mail: wroclaw@ure.gov.pl

8. **Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach**
   (obszar działania – woj. śląskie)
   ul. Owocowa 6a
   40–198 Katowice
   tel. (0-prefix 32) 258-76-91
   fax (0-prefix 32) 258-64-77
   e-mail: katowice@ure.gov.pl

9. **Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie**
   (obszar działania – woj. małopolskie i podkarpackie)
   ul. Juliusza Lea 114
   30–133 Kraków
   tel. (0-prefix 12) 638-80-90
   fax (0-prefix 12) 637-55-47
   e-mail: krakow@ure.gov.pl

**Urząd Regulacji Energetyki**
e-mail: ure@ure.gov.pl
adres internetowy: www.ure.gov.pl

# Urząd Regulacji Energetyki

00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64

| | |
|---|---|
| **Prezes** | tel. 66-16-302<br>fax 66-16-300 |
| **Wiceprezes** | tel. 66-16-202<br>fax 66-16-200 |
| **Dyrektor Generalny** | tel. 66-16-102<br>fax 66-16-134 |
| **Gabinet Prezesa** | tel. 66-16-302<br>fax 66-16-300 |
| **Departament Przedsiębiorstw Energetycznych** | tel. 66-16-238<br>fax 66-16-319 |
| **Departament Taryf** | tel. 66-16-210<br>fax 66-16-219 |
| **Departament Promowania Konkurencji** | tel. 66-16-232<br>fax 66-16-225 |
| **Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych** | tel. 66-16-315<br>fax 66-16-321 |
| **Biuro Prawne** | tel. 66-16-130<br>fax 66-16-134 |
| **Biuro Obsługi Urzędu** | tel. 66-16-155<br>fax 66-16-177 |
| **Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii** | tel. 66-16-305<br>fax 66-16-225 |
| **Kancelaria Ogólna – informacje** | tel. 66-16-107<br>fax 66-16-152 |

**Urząd Regulacji Energetyki**
e-mail: ure@ure.gov.pl
adres internetowy: www.ure.gov.pl

URE
URZĄD REGULACJI ENERGETYKI