

NR 2
2007

1 marca 2007

BIULETYN
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

w numerze m.in.:

- Polityka energetyczna dla odbiorców energii
- Energia elektryczna z generacji wymuszonej
- Prawa przesyłowe w transgranicznym obrocie energią elektryczną
- Inwestycje w sektorze wytwarzania energii elektrycznej
- Zmiana Prawa energetycznego

Urząd Regulacji Energetyki
00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64

| | |
|--|---|
| Prezes | tel. 66-16-302 fax 66-16-300 |
| Wiceprezes | tel. 66-16-202 fax 66-16-200 |
| Dyrektor Generalny | tel. 66-16-102 fax 66-16-106 |
| Gabinet Prezesa | tel. 66-16-302 fax 66-16-300 |
| Departament Przedsiębiorstw Energetycznych | tel. 66-16-238 fax 66-16-319 |
| Departament Taryf | tel. 66-16-210 fax 66-16-219 |
| Departament Promowania Konkurencji | tel. 66-16-232 fax 66-16-225 |
| Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych | tel. 66-16-315 fax 66-16-321 |
| Biuro Prawne | tel. 66-16-130 fax 66-16-134 |
| Biuro Obsługi Urzędu | tel. 66-16-155 fax 66-16-177 |
| Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii | tel. 66-16-305 (220) fax 66-16-225 (300) |
| Kancelaria Ogólna – informacje | tel. 66-16-107 fax 66-16-152 |

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

Szanowni Państwo,

oczekiwana data 1 lipca 2007 r., kiedy to nastąpić ma pełna liberalizacja rynku energii, zbliża się nieuchronnie i to dość dużymi już krokami. W styczniu br. Komisja Europejska opublikowała pakiet dokumentów, w którym zostały zawarte priorytety działań zmierzających do zwiększenia efektywności tworzenia Jednolitego Rynku Energii. Przedstawiono wymagania konieczne do osiągnięcia zamierzonego przez Komisję stanu, podkreślono także podmiotowość i prawa konsumentów energii. Od dwóch lat organy regulacyjne należące do ERGEG wspierają Komisję w tworzeniu i realizacji polityki energetycznej. „Na uwagę zasługuje fakt, iż realizowane przez ERGEG inicjatywy, związane z szeroko rozumianą liberalizacją rynków detalicznych, mają charakter kompleksowy i wpisują się w zasadę 'od ogółu do szczegółu' a różne zamierzenia realizowane w kolejnych latach są tego ewidentnym dowodem”. A jak sytuacja przygotowań przed pełnym otwarciem wygląda na „naszym, krajowym podwórku”? Na to pytanie próbuje odpowiedzieć w swoim artykule Mariola Juszczyk, przedstawiając dogłębną analizę tempa i zakresu prorynkowej restrukturyzacji sektora elektroenergetyki i sektora gazu, przybliżając procedurę zmiany sprzedawcy, uwarunkowania instytucjonalne, a także przywołując ważniejsze informacje i wnioski z ostatnio opracowanych raportów ERGEG-u.

Z dniem 1 czerwca ub.r. zmianie uległa sytuacja rynkowa wytwórców po wprowadzeniu w życie nowych zasad bilansowania i zarządzania ograniczeniami. Z pewnością mamy jeszcze w pamięci gorące lato 2006 r. oraz związane z nim i ujawnione problemy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, dotyczące deficytu rezerw mocy wytwórczych. Obie te sytuacje spowodowały, że pojawiły się nowe oczekiwania wytwórców dotyczące cen energii elektrycznej w kontraktach dwustronnych. Z inicjatywy regulatora powstał trójstronny zespół (przedstawiciele TGPE, PSE-Operator, Prezesa URE), którego zadaniem było wypracowanie nowego mechanizmu wyznaczania ceny energii elektrycznej wytwarzanej w ramach generacji wymuszonej oraz mechanizmu rozliczeń za uruchomienia jednostek wytwórczych dokonywanych na polecenie operatora systemu przesyłowego. O przebiegu prac tego zespołu, wypracowanym protokole uzgodnień, pozyskiwaniu i szczegółowej analizie danych dotyczących uruchomień jednostek wytwórczych wynikających ze zgłoszonych umów sprzedaży podanych przez OSP i poszczególnych wytwórców, piszą Rafał Gawin, Szymon Godecki i Michał Koziol.

Od jakiegoś czasu toczy się, pomiędzy głównymi podmiotami unijnego rynku energii elektrycznej, dyskusja w zakresie praw przesyłowych w transgranicznym obrocie energią elektryczną. Komisja Europejska, z udziałem ERGEG-u, rozważa zasadność zaimplementowania nowych narzędzi zarządzania ograniczeniami przesyłowymi wraz z ryzykiem z tym związanym w warunkach wspólnego unijnego rynku energii. Polecamy zatem Państwu uwadze artykuł Roberta Witkowskiego, przybliżający zagadnienie praw przesyłowych i możliwości stosowania bardziej zaawansowanych form zabezpieczania ryzyka związanego z przesyłem energii elektrycznej w handlu transgranicznym.

Zwracamy także uwagę Czytelników na materiał Szymona Godeckiego i Agnieszki Panek prezentujący dane dotyczące aktualnego, faktycznego stanu inwestycji prowadzonych w sektorze wytwarzania energii. Warto skonfrontować te dane z krążącymi w branży opiniami złej kondycji technicznej wytwórców sektora elektroenergetycznego oraz braku inwestycji odnowieniowych.

Redakcja

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. (0-22) 661 62 22, faks: (0-22) 661 62 24

Skład i łamanie, organizacja druku i kolportaż: PWP „Gryf” SA, 06-400 Ciechanów, ul. Sienkiewicza 51, tel. (0-23) 672 32 83

Oddano do druku 22 lutego 2007 r. Nakład: 1700 egz. ISSN 1506-090X Cena 12 zł (w tym 0% VAT)

Materiały fotograficzne wykorzystano za zgodą właścicieli praw autorskich. Informacji o warunkach prenumeraty udzielamy pod numerem tel. (0-22) 661 62 22

Numer konta bankowego do wpłat za prenumeratę: NBP 0/0 Warszawa 58101010002873231000000, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE)

www.ure.gov.pl

SPIS TREŚCI

Komisja Europejska ma już swoją politykę dla odbiorców energii. A co z (tą) Polską? 2

Energia z generacji wymuszonej i koszty uruchomień bloków wytwórczych 10

Prawa przesyłowe jako narzędzie zabezpieczania ryzyka w transgranicznym obrocie energią elektryczną na unijnym rynku 23

Energy Package – Strategia Unii Europejskiej 28

Inwestycje w sektorze wytwórczym elektroenergetyki – zapas czy odwilż 42

Ustawa z 12.01.2007 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności 46

Rynek odbiorcy – wybrane aspekty 57

Informacje i komunikaty 62

KOMISJA EUROPEJSKA MA JUŻ SWOJĄ POLITYKĘ DLA ODBIORCÓW ENERGII. A CO Z (TĄ) POLSKĄ?

Mariola Juszcuk

W styczniu br. Komisja Europejska opublikowała pakiet dokumentów, dotyczących przyszłości sektora energetycznego w Europie¹⁾. W jednym z nich, zatytułowanym *Europejska Polityka Energetyczna*²⁾, zostały przedstawione priorytetowe obszary dla funkcjonowania europejskiego rynku energii, tj. trwałość, bezpieczeństwo dostaw i konkurencyjność. Część tego dokumentu pt. *Plan Działań* zawiera zestawienie wymagań niezbędnych dla osiągnięcia tak zdefiniowanego stanu, realizowanego w ramach wewnętrznego rynku energii. Znamienne, że na równi z zagadnieniami *unbundling-u*³⁾, efektywnej regulacji, przejrzystości (działań operatorów systemu przesyłowego i wytwórców), rozbudowy infrastruktury i inwestycji, a także bezpieczeństwa sieciowego, postawiona została kwestia zapewnienia odbiorcom energii jako usługi powszechnej⁴⁾.

Po raz kolejny Komisja Europejska zdecydowanie opowiada się za podmiotowością i prawami konsumentów energii, zapowiadając m.in. opracowanie i wdrożenie nowego instrumentu prawnego, tj. Karty Odbiorców Energii. Ma ona służyć:

- współuczestnictwu w tworzeniu systemów pomocy odbiorcom wrażliwym (ang. *vulnerable customer*) w zmaganiach z rosnącymi cenami energii,
- usprawnieniu zapewniania minimum informacji, niezbędnych dla wyboru sprzedawcy energii oraz ofert sprzedaży,

1) Chodzi o kompleksowy pakiet dokumentów określających plany działań w odniesieniu do sektora energetyki w Europie, który został opublikowany na stronach internetowej Komisji Europejskiej 10 stycznia br. (http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/index_en.html). Obecnie jest dostępny również w polskiej wersji językowej.

2) Pełna nazwa dokumentu: *Komunikat Komisji do Rady Europejskiej i Parlamentu Europejskiego, Europejska Polityka Energetyczna*.

3) Chodzi o rozdział działalności, przede wszystkim obrotowej od dystrybucyjnej/sieciowej.

4) Zgodnie z art. 3 ust. 3 Dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej Państwa Członkowskie zapewniają wszystkim odbiorcom będącym gospodarstwami domowymi, a także, gdzie Państwa Członkowskie uznają to za stosowne, małym przedsiębiorstwom (...), prawo do korzystania z usługi powszechnej, to znaczy z prawa do dostaw energii elektrycznej o określonej jakości na ich terytorium w rozsądnych cenach, łatwo i wyraźnie porównywalnych i przejrzystych. (...).

- redukcji formalności w procesie zmiany sprzedawcy,
- ochronie odbiorcy przed nieuczciwymi praktykami handlowymi.

Wiele wskazuje, iż rok 2007 będzie rokiem europejskiego konsumenta energii. Potwierdza to inna inicjatywa Komisji Europejskiej, dotycząca przeprowadzenia konsumenckiej kampanii informacyjnej, obejmującej swym zasięgiem 27 państw członkowskich UE⁵⁾. Począwszy od maja bieżącego roku obywatele Unii Europejskiej będą informowani o prawach przysługujących im na rynku energii. W trakcie kampanii będzie upowszechniana wiedza zarówno na temat praw konsumentów, wynikających z prawodawstwa unijnego (w tym zakupu energii od dowolnie wybranego sprzedawcy energii), jak i informacje dotyczące uregulowań w kraju, ze szczególnym uwzględnieniem instytucji stojących na straży interesów odbiorców energii.

Współpraca Komisji Europejskiej z ERGEG. Działania ERGEG

W tworzeniu i realizacji polityki energetycznej już od dwóch lat Komisja Europejska aktywnie opiera się na organach regulacyjnych, wchodzących w skład Grupy Europejskich Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu⁶⁾ (ERGEG), upatrując w nich głównych partnerów w pracach nad nowoczesnym i konkurencyjnym europejskim rynkiem energii. Rynku, gdzie pewnie czujący się odbiorca poprzez swoje decyzje, oparte na rzetelnej informacji, będzie mógł wpływać na zachowania przedsiębiorstw, będzie kluczowym graczem tego rynku. Nie jest więc dziełem przypadku, że to właśnie przedstawiciele organów regulacyjnych zostali zaproszeni do aktywnego współuczestnictwa we wspomnianej kampanii informacyjnej, w tym weryfikacji informacji przedstawia-

5) Informacja o planach zorganizowania kampanii została przedstawiona w styczniowych komunikatach Komisji Europejskiej pt.: *Perspektywy tworzenia wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu* (ang. *Prospects for the internal gas and electricity market*) w punkcie 2.6.2. *Segment Gospodarstw Domowych: Ochrona Odbiorców oraz Ubóstwo Energetyczne* a także w *Polityce Energetycznej dla Europy* (ang. *Energy Policy for Europe*) w punkcie 3.1.7. *Plan działań – Energia jako usługa powszechna*.

6) Ang. *European Regulators Group for Electricity and Gas (ERGEG)*, www.ergeg.org.

nych przez Komisję Europejską w odniesieniu do sytuacji w poszczególnych krajach.

Na uwagę zasługuje fakt, iż realizowane przez ERGEG inicjatywy, związane z szeroko rozumianą liberalizacją rynków detalicznych, mają charakter kompleksowy i wpisują się w zasadę „od ogółu do szczegółu” a różne zamierzenia realizowane w kolejnych latach są tego ewidentnym dowodem.

W 2005 r. zostały opracowane raporty na temat sytuacji odbiorców detalicznych na rynkach energii w krajach członkowskich UE w zakresie Ochrony Odbiorców, Przejrzystości Rachunków i Umów oraz Zmiany Sprzedawcy, w ślad za tym⁷⁾ nastąpiła publikacja Propozycji Najlepszych Praktyk w odniesieniu do tych trzech zagadnień⁸⁾.

W 2006 r. wyodrębniona grupa robocza przygotowała również raporty na temat realizowanych przez agendy rządowe sposobów zapewnienia informacji dla odbiorców energii, barier w procesie zmiany sprzedawcy w podsektorze gazu, wdrażania opomiarowania ze zdalnym odczytem (ang. *smart metering*) w krajach członkowskich UE, ochrony odbiorców wrażliwych w krajach Europy Południowo-Wschodniej. Grupa zajmowała się także badaniem taryfowania jako bariery dla efektywnego wdrażania konkurencji na zliberalizowanych rynkach. W ciągu kolejnych kilku miesięcy należy więc spodziewać się publikacji stanowisk ERGEG oraz propozycji najlepszych praktyk w odniesieniu do wszystkich wymienionych zagadnień.

Nie mniej ambitnie prezentuje się plan pracy na 2007 r. Do obszarów, którymi zajmować się będzie ERGEG należą m.in.: przegląd realizacji zaleceń w krajach członkowskich, sformułowanych w Propozycjach Najlepszych Praktyk, identyfikacja barier w procesie zmiany sprzedawcy w podsektorze energii elektrycznej oraz rekomendacje w tym zakresie, opracowanie ogólnoeuropejskich wskaźników funkcjonowania rynków detalicznych z punktu widzenia zmiany sprzedawcy i pełnego otwarcia rynków energii. Ma to o tyle istotne znaczenie, że tego rodzaju dokumenty są przekazywane na unijne regulacje prawne.

Coraz głośniejszemu mówi się, iż na lipiec 2007 r. Komisja Europejska planuje przedłożenie trzeciego pakietu legislacyjnego. Mając na uwadze zawartość wcześniejszego pakietu legislacyjnego (prorynkowe i prokonsumenckie Dyrektywy⁹⁾) oraz trudności w ich pełnej prak-

tycznej implementacji, należy spodziewać się, iż zaprezentowane w lipcu 2007 r. regulacje będą potwierdzać radykalizację podejścia Komisji w walce o jednolity konkurencyjny rynek. Z dużą dozą prawdopodobieństwa można założyć, iż zapisy regulacji odzwierciedlać będą, jeśli nie literalnie, to z pewnością w zakresie formułowanych celów, gotowe już zalecenia ERGEG-u, które Komisja Europejska ma w przysto-
wionym „zasięgu ręki”.

Stan przygotowań w Polsce przed pełnym otwarciem rynku. Dylematy

Wydaje się natomiast, iż w Polsce 2007 r. będzie rokiem bardzo pracowitym, pełnym pośpiechu a w konsekwencji dla wielu z nas – rokiem pełnym stresów i napięć. Albo też – w sektorze energii nic się nie zmieni. Poprzestaniemy na ruchach pozornych. Tylko, że europejskie regulacje i wytyczne przyjdzie nam wdrażać wcześniej czy później, w mniejszym lub też, co prognozuje obecna sytuacja, raczej większym pośpiechu. Wówczas, w myśl ludowego porzekadła: co nagle to po diable – wszyscy zapłacimy za obecną opieszałość i przyszłe błędy.

Póki co, nadal obserwujemy stan bardziej odpowiadający zaszłościom i kultywowaniu funkcjonowania monopoli, niż związany z wdrażaniem jednolitego europejskiego konkurencyjnego rynku. Chodzi przede wszystkim o tempo i zakres prorynkowej restrukturyzacji sektora elektroenergetycznego i sektora gazu, gdzie poprzez budowę struktur skonsolidowanych możliwa jest bardziej remonopolizacja, niż budowanie układu poddanego konkurencji. Nie widać też, by organy państwa wykazywały chociażby skłonność do wywiązywania się z ciężącego na nich obowiązku wyposażenia obywateli w wiedzę na temat mechanizmów rynkowych (ich istoty i oczekiwanych rezultatów) a także zapewnienia poczucia bezpieczeństwa, rozumianego jako opracowanie i wdrożenie zrozumiałych i powszechnie obowiązujących zasad postępowania wszystkich uczestników rynków energii. W tym zakresie – pustka.

Można zaryzykować stwierdzenie, iż nie zostały wykorzystane istniejące możliwości prawne ani też instytucjonalne, by właściwie przygotować się do pełnego otwarcia rynku.

Minister Gospodarki nie skorzystał z możliwości ustalenia w trybie rozporządzenia, tj. aktu powszechnie obowiązującego – procedury zmiany sprzedawcy, skąd inąd ujednoliconej dla całego kraju, dzięki której odbiorca mógłby zrealizować swoje ustawowe prawo do swobodnego zakupu energii od dowolnie wybranego sprzedawcy. Byłoby to nawet uzasadnione, gdyby sprawa dotyczyła rynku o ugruntowanych tradycjach i praktykach, rynku znanego i zrozumiałego dla odbiorcy. Nikt przecież nie sięga do rozporządzeń, by dowiedzieć się jak kupić samochód czy otworzyć konto w banku. Ale w sektorze energii rynek konkurencyjny to całkowite *novum*.

7) Propozycje Najlepszych Praktyk ukazały się w połowie 2006 r.

8) Przetłumaczone na język polski i opatrzone komentarzem Raporty oraz Propozycje Najlepszych Praktyk w zakresie Ochrony Odbiorców, Przejrzystości Rachunków i Umów oraz Zmiany Sprzedawcy można znaleźć w publikacji z serii Biblioteka Regulatora pt. *Konsument na rynku energii. Ocena europejskich regulatorów*, Warszawa, grudzień 2006 r.

9) Chodzi o Dyrektywę 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz Dyrektywę 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego.

Procedura zmiany sprzedawcy w warunkach polskich

Ważna dla rynku i odbiorców procedura zmiany sprzedawcy znalazła swoje umiejscowienie w Instrukcji Ru-chu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRIESD). Zgodnie z art. 9g ust. 10 ustawy – Prawo energetyczne operatorzy systemów dystrybucyjnych zamieszczają na swoich stronach internetowych IRIESD i udostępniają je do publicznego wglądu w swoich siedzibach. Niby wszystko jest w porządku. Biorąc jednak pod uwagę ograniczony dostęp polskiego społeczeństwa do Internetu (z początkiem IV kwartału 2006 r. stały dostęp do Internetu miało zaledwie 5,83% społeczeństwa polskiego)¹⁰⁾ oraz formę podawczą nie tyle odstraszącą, co wręcz skrywającą informację o procedurze zmiany sprzedawcy¹¹⁾, coraz jaśniej staje się dlaczego wiedzę o możliwości korzystania z przysługującego wszystkim prawa mają tylko nieliczni – głównie pasjonaci energetyki oraz zatrudnieni w tym sektorze. Informacji o zmianie sprzedawcy próżno szukać w kolorowych i przystępnie napisanych sekcjach stron internetowych, adresowanych specjalnie do odbiorców, nawet w częściach dotyczących możliwości zmiany umów. A przecież rozdzielanie umów (na jedną – w zakresie sprzedaży energii i drugą – jej dostawy/działalności dystrybucyjnej) to pierwszy krok w realizacji zmiany sprzedawcy. Co ciekawsze, o obowiązkach informacyjnych, sposobach i terminach udzielania odpowiedzi na zapytania odbiorców mówi ta sama część Instrukcji dotycząca bilansowania oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi. By więc dowiedzieć się ze stron internetowych przedsiębiorstw energetycznych, gdzie opisana została procedura zmiany sprzedawcy, tj. że jest zawarta w IRIESD, trzeba sięgnąć do samej IRIESD! Jakiegokolwiek wzmianki o możliwości zakupu energii od dowolnie wybranego sprzedawcy, nie można też dopatrzeć się w rozsyłanych folderach czy specjalnych gazetkach konsumenckich, choć zakres informacji w nich prezentowany jest bardzo szeroki. Mowa w nich o centrach kontaktu z klientem, o sposobach płatności, organizowanych promocjach czy nawet wydzieleniu operatorów systemów dystrybucyjnych jako kolejnym kroku w liberalizacji rynku. Natomiast krótkiej informacji o prawie odbiorcy do swobodnego zakupu energii i wyboru sprzedawcy (choćby małym druczkiem) – po prostu nie ma.

10) Raport Urzędu Komunikacji Elektronicznej z 29 stycznia 2007 r., *Polski rynek stałego dostępu do sieci Internet*, s. 4, www.uke.gov.pl.

11) Na stronach internetowych spółek dystrybucyjnych procedura zmiany sprzedawcy jest zamieszczona jako jeden z ostatnich rozdziałów skopiowanego w formacie PDF (widać tylko ikonkę i tytuł) kilkudziesięciostronicowego ciągłego tekstu technicznego części IRIESD, zatytułowanej *Bilansowanie systemu dystrybucyjnego oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi*. Tytuł skrywa więc procedurę zmiany sprzedawcy, choć ta część Instrukcji zasadniczo dotyczy tylko trzech wymienionych obszarów. Patrząc nań, trzeba być wybitnym znawcą tematu, by domyślić się, iż może zawierać opis procedury zmiany sprzedawcy.

Uwarunkowania instytucjonalne

Wielu odbiorców może mieć wrażenie, iż brakuje również specjalistycznych instytucji, strzegących ich praw i służących doradztwem oraz pomocą, szczególnie w przypadku konfliktu z przedsiębiorstwem energetycznym. Lecz rzecz nie w tworzeniu nowych bytów a raczej we właściwej realizacji ustawowych i statutowych obowiązków, przypisanych instytucjom już istniejącym. Należy zatem zwrócić baczną uwagę na potrzebę ich rozbudowy i wsparcia finansowego, kadrowego oraz organizacyjnego w kontekście wciąż przybywających nowych zadań, szczególnie tych, którym przyjdzie sprostać po 1-szym lipca 2007 r.¹²⁾

Wyzwania czekają

Europa idzie naprzód. Powstają nowe programy, raporty, analizy, nowe wytyczne/proponycje najlepszych praktyk, nowe polityki i regulacje prawne. Przy czym można odnieść wrażenie, iż kraje, które już dawno w pełni zliberalizowały swoje rynki (czyli wyprzedzają nas, również cywilizacyjnie, o co najmniej kilka lat), lepiej wykorzystują ten dorobek, doskonaląc funkcjonujące tam systemy. My zaś jesteśmy przede wszystkim – sceptyczni. Mieliliśmy szanse stworzyć od podstaw nowy system rynkowy w energetyce i nową jakość, nie pozostając w tyle za czołówką. Ale teraz ewidentnie widać, iż w realizacji wyznaczonych celów „łapiemy opóźnienie” a dystans wciąż rośnie.

W bólach, drogą zmuszonych uzgodnień, opracowana została procedura zmiany sprzedawcy. W wyniku długiego procesu dostosowań procedury przez przedsię-

12) W Polsce, podobnie jak w innych krajach europejskich, działa organ regulacyjny – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, organ antymonopolowy – Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Federacja Konsumentów oraz powiatowi rzecznicy praw odbiorców. W URE funkcjonuje stanowisko Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii, zaś Oddziały Terenowe URE rozpatrują spory odbiorców z przedsiębiorstwami, wynikające z odmów przyłączenia odbiorców do sieci. Jednak wszystkie te instytucje, w obecnym kształcie, nie odpowiadają w pełni bieżącym potrzebom, nie mówiąc już o tych przyszłych. W Federacji Konsumentów nie ma wyodrębnionej jednostki, specjalizującej się w zagadnieniach rynku energii. Niewielu odbiorców jest informowanych o możliwości zwrócenia się do powiatowych rzeczników o pomoc, zaś ci mogą nie tylko wspomóc nas w napisaniu pozwu do sądu lecz także występować w naszym imieniu w sądzie. Sądownictwo, jak się okazuje w ostatecznym rozrachunku, stoi na straży interesów odbiorców. Pytanie tylko o tempo rozstrzygnięcia spraw. Stanowisko Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii jest dwuosobowe, zaś ilość spraw naphywających w ostatnim czasie do rozpatrzenia przez Oddziały Terenowe URE, wskazuje, iż z powodzeniem ich kadre można byłoby podwoić. Nie należy również zapominać, iż zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne Prezes Urzędu Regulacji Energetyki równoważy interesy przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii, zaś Konstytucja RP stanowi, iż organy władzy publicznej działają na podstawie i w granicach prawa.

biorstwa dystrybucyjne do oczekiwań Regulatora, stała się ona krótsza (pod względem nie tylko czasu ale i faz realizacyjnych), bardziej przyjazna, a także co najważniejsze – bezpłatna dla odbiorcy. Wiadomo jednak, iż kryje się za nią nietatwa warstwa realizacyjna z udziałem wielu podmiotów. W tym zakresie¹³⁾ nie dorobiliśmy się jeszcze minimalnego standardu technicznego przesyłania danych pomiędzy OSD a sprzedawcami i samymi sprzedawcami. Nie zostało ustalone czy harmonizacja ma dotyczyć całego kraju, czy też tylko obszarów działania poszczególnych koncernów energetycznych. Brak podstawowej klasyfikacji błędów, które mogą powstać podczas transferu (danych) odbiorców. Nie mówiąc już o uzgodnieniu procedur postępowania w tych, często jakże traumatycznych dla odbiorców, sytuacjach. A są to obszary podstawowe dla realizacji zagwarantowanego w ustawie – Prawo energetyczne prawa odbiorcy do wyboru i zmiany sprzedawcy. Z tego typu problemami i rozgoryczeniem odbiorców przyjdzie borykać się, zarówno przedsiębiorstwom energetycznym (głównie biurom obsługi klienta), jaki i innym instytucjom mającym kontakt z odbiorcami. Co prawda, w przypadku przedsiębiorstw energetycznych, antycypujących masową aktywność odbiorców, pierwsza zmiana sprzedawcy ma trwać dłużej niż zakładane standardowe 60 dni¹⁴⁾. Wbrew europejskim zaleceniom, wprowadziliśmy również ograniczenie w liczbie zmian sprzedawcy przez odbiorcę – dwa w skali roku¹⁵⁾. Pytanie jednak czy będzie to właściwe i wystarczające remedium? Nikt w chwili obecnej, przy braku procedur tzw. *erroneous transfers*, nie jest w stanie zagwarantować, iż w tych przedsiębiorstwach odsetek komplikacji będzie mniejszy, zaś zadowolenie klientów zdecydowanie większe, aniżeli w przypadku pozostałych przedsiębiorstw energetycznych.

Nie znany jest również stopień przygotowania przedsiębiorstw do pełnego otwarcia rynku. Nie wiadomo w jakim zakresie gracze rynkowi będą w stanie zrealizować podstawowe zalecenia zawarte we wspomnianych już europejskich Propozycjach Najlepszych Praktyk. Co więcej, w zapisach niektórych z nich adresaci konkretnych działań zostali określani imiennie, w przypadku innych – czeka nas jeszcze ustalenie na kim spocznie ciężar ich wdrożenia. Zalecenia zaś mnożą się, sięgając coraz dalej w głąb materii funkcjonowania segmentu detalicznego rynku energii.

Do podstawowych problemów, które nie spotkały się dotychczas z należnym im zainteresowaniem, należy gwarantowana zapisami art. 3 Dyrektyw ochrona odbiorcy słabego ekonomicznie, w tym zapewnienie

środków chroniących go przed wstrzymaniem dostaw energii. Nie wiemy komu będzie ona przysługiwać (brak kryterium identyfikacji odbiorcy jako wrażliwego/słabego ekonomicznie), jaką formę przybierze (czy jako pomoc społeczna udzielana z budżetu państwa, czy też jako dodatkowa opłata/podatek będzie przenoszona w części płatności za usługę sieciową). Czy w ramach promowania racjonalnych zachowań również ta grupa odbiorców będzie partycypować w generowanych kosztach, a jeśli tak – to w jakim zakresie i w oparciu o jakie kryterium? Nie wiemy też według jakiego schematu będą postępować sprzedawcy wobec odbiorców nie regulujących swych należności? Do jakich sytuacji zostanie ograniczona zgodna na dziś z ustawą – Prawo energetyczne możliwość wstrzymania dostaw energii?

Jak zapewnimy odbiorcy ochronę przed nieuczciwymi praktykami handlowymi? Kto weźmie na siebie inicjatywę opracowania kodeksu postępowania i praktyk handlowych? Jaką formę powinien on przybrać? Czy znajdą się w nim zapisy i sformułowania ogólne czy też specyficzne, oparte na dotychczasowej praktyce w kraju? Jak zapewnić szerokie grono jego sygnatariuszy? Tego typu pytania można mnożyć.

Wydaje się jednak, iż ranga i zakres spraw uzasadniają potraktowanie ich kompleksowo, wraz z zamodelowaniem ról i obowiązków wszystkich rodzajów podmiotów, w pewien sposób kodyfikując zasady funkcjonowania rynku. Pożądany i właściwy byłby stan, gdyby na gruncie krajowym zostało zarysowane spójne podejście systemowe i sekwencja związanych z tym działań na płaszczyźnie uwarunkowań formalnoprawnych, instytucjonalnych oraz proceduralno-operacyjnych, tak byśmy wiedzieli jak ma działać zaprojektowany mechanizm rynkowy i jakie cele chcemy za jego pomocą zrealizować. Obecnie brak tego typu dokumentu.

Można byłoby uznać, iż nie ma potrzeby określania co to jest rynek. Koń jaki jest – każdy widzi. Są dyrektywy i rozporządzenia unijne, wytyczające docelową ścieżkę. Pytanie więc dlaczego tak łatwo się na niej gubimy? Można odnieść wrażenie, że to, co oczywiste w krajach „starej 15-tki” Unii Europejskiej, na naszym rodzimym podwórku wcale już takie oczywiste nie jest. Może więc, o ile na gruncie wielu krajów europejskich nie ma potrzeby definiowania rynku, o tyle w Polsce jest ona jak najbardziej uzasadniona.

Czy nie przemawia za tym sposób postępowania u nas w kraju, gdzie obserwowane są działania fragmentaryczne, *ad hoc*, w pośpiechu?

Przygotowania do pełnego otwarcia rynków energii elektrycznej i gazu w krajach UE (wybrane zagadnienia)

By nie być gołosłowną, jako najbardziej aktualny dowód przedstawionych wywodów, przywołam wybrane

13) Problemy dyskutowane, m.in. podczas zorganizowanej przez PTPIREE konferencji *Systemy informatyczne w energetyce*, szerzej na ten temat w: *Wokół energetyki* nr 6/2006, Andrzej Pazda, *Liberalizacja rynku energii a informatyka*.

14) 90 dni w przypadku przedsiębiorstw dystrybucyjnych Zakład Energetyczny Łódź – Teren oraz STOEN.

15) Patrz punkt 22 Propozycji Najlepszych Praktyk w zakresie Zmiany Sprzedawcy.

informacje i wnioski wynikające z dwóch ostatnio opracowywanych dokumentów ERGEG-u¹⁶⁾:

- Raportu na temat barier w procesie zmiany sprzedawcy w podsektorze gazu oraz Propozycji Najlepszych Praktyk (w celu zniesienia tych barier)¹⁷⁾;
- Raportu na temat opomiarowania ze zdalnym odczytem w krajach europejskich¹⁸⁾.

Stanowią one bowiem doskonałe świadectwo, iż:

- organy Unii Europejskiej coraz dokładniej monitorują praktyczną realizację zapisów Dyrektyw: elektroenergetycznej i gazowej, w myśl koncepcji kompleksowego podejścia do tego zagadnienia;
- rośnie zainteresowanie szczegółowymi aspektami działania detalicznych rynków energii, a wśród nich – podmiotowego podejścia do odbiorców, funkcjonujących na tych rynkach;
- w logiczną i spójną całość tego typu działania zdają się układać w wielu państwach Unii Europejskiej.

Z pierwszego raportu wynika, że bariery zmiany sprzedawcy w podsektorze gazu zasadniczo pokrywają się z tymi ogólnymi, zdefiniowanymi w Propozycjach Najlepszych Praktyk w zakresie Ochrony Odbiorców, Przejrzystości Rachunków i Umów oraz Zmiany Sprzedawcy, tj.:

- implementacja prawodawstwa unijnego w krajach członkowskich jest niespójna,
- odbiorcy energii nie dysponują odpowiednim minimum obiektywnej informacji, w związku z czym nie czują się pewnie na rynku, a tym bardziej w odniesieniu do korzystania z prawa zmiany sprzedawcy.

Raport wskazuje jednak na dodatkową dysfunkcję, charakterystyczną tylko dla rynku gazu. Sprzedawcy, chcący wejść na lokalny rynek nie posiadają podstawowych informacji od tzw. sprzedawców zasiedziały, chociażby o przybliżonym położeniu istniejącej infrastruktury. Nie tylko utrudnia im to przygotowanie oferty adresowanej do określonej grupy klientów, lecz wręcz uniemożliwia podejmowanie działań i decyzji biznesowych.

Dodatkową zidentyfikowaną potencjalną barierą rozwoju konkurencji w segmencie gazu są relacje pomiędzy sprzedawcami a operatorami systemów dystrybucyjnych, które mogą ulec szczególnej komplikacji w krajach, gdzie występuje duża liczba podmiotów pełniących taką funkcję. Zróżnicowanie taryf sieciowych oraz wyznaczanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych procedur zawierania umów dostępu

16) Obydwa dokumenty są jeszcze w fazie wnoszenia końcowych korekt przed zatwierdzeniem przez General Assembly ERGEG. Zanim więc dokumenty te przybiorą postać ostateczną i zostaną upublicznione można spodziewać się wprowadzenia niewielkich zmian do nich.

17) Tytuł w oryginale: *Obstacles to switching in the gas retail market. Best Practice Proposals and Status Review.*

18) Tytuł w oryginale: *Status Review Report on Smart Metering in European Countries.*

do sieci oznacza większe koszty dla sprzedawców, a w konsekwencji mniejszą konkurencyjność ofert dla odbiorców. Sytuację w tym zakresie na krajowych rynkach gazu przedstawiają tabele 1 i 2¹⁹⁾ (str. 7).

Na kanwie zaprezentowanej informacji zostały sformułowane m.in. następujące (na chwilę obecną wstępne) zalecenia:

- zagwarantowanie przez regulatorów lub inne organy władzy publicznej pewności odbiorców w odniesieniu do funkcjonowania na zliberalizowanym rynku, m.in. poprzez podstawowe informacje na temat mechanizmu zmian (wzrostów) cen gazu, szczególnie wobec pojawiających się informacji o polepszających wobec pojawiających się informacji o polepszających się wynikach finansowych przedsiębiorstw sprzedających energię;
- umożliwienie porównania cen płaconych przez odbiorców z ofertami cenowymi innych sprzedawców (nie tylko internetowo ale również tradycyjnymi metodami) wraz z ujednoczeniem formuły porównania (roczne wydatki na gaz lub wielkość zużycia);
- zapewnienie informacji dla sprzedawców alternatywnych, szczególnie w zakresie lokalizacji punktów przyłączy – istniejących i planowanych;
- automatyzacja dostępu sprzedawców do danych i przesyłu danych pomiędzy sprzedawcami w zakresie przeszłego i obecnego zużycia gazu (niezbędne dla przygotowania konkurencyjnej oferty, z którą zwracają się sprzedawcy alternatywni);
- opracowanie procedury pozwalającej na powrót odbiorcy do sprzedawcy na poprzednich warunkach, w przypadku gdy został on wprowadzony w błąd lub popełnił błąd przy zmianie sprzedawcy.

Czy i w jakim zakresie uda się nam sprostać tym zaleceniom? – trudno dziś odpowiedzieć. Jaki jednak w porównaniu z innymi krajami był stan zaawansowania wdrażania procesów rynkowych w maju ubiegłego roku, obrazuje tabela 3 (str. 8).

Co prawda, po ponad pół roku osiągnęliśmy pewien postęp. Zakres i treść IRiESD w podsektorze gazu jest obecnie poddana procesowi uzgodnień. Prezes URE wystąpił do spółek dystrybucyjnych o korektę i uzupełnienie przedłożonych projektów IRiESD o procedurę zmiany sprzedawcy, jednakże gdyby chcieć na dziś wypełnić tę tabelę po raz kolejny, odzwierciedlając stan faktyczny, dane na temat Polski (a właściwie ich brak) prezentowałyby się tak samo.

Raport na temat opomiarowania ze zdalnym odczytem w krajach europejskich odślania brak rodzimych dokonań na tym polu i ogólną niechęć do zmian (również związanych z nowymi technologiami). Należymy do grupy krajów, gdzie działalność w zakresie opomiarowania nie została oddzielona od pozostałych (sprze-

19) Obydwa zestawienia zostały opracowane na podstawie kwestionariuszy rozesłanych w maju 2006 r. do krajowych Regulatorów. Dane w nich zebrane przedstawiają stan na maj 2006 r.

Tabela 1. Taryfy i warunki dostępu do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych w krajach Unii Europejskiej

| Kraj | Liczba OSD | Poziom publikacji warunków dostępu do sieci | Poziom publikacji taryf | Zróżnicowanie taryf między OSD |
|-------------------|--|---|--|--------------------------------|
| Austria | 19 | Ogólnokrajowy | Ogólnokrajowy | Tak |
| Belgia (Flandria) | 11 | Lokalny i regionalny | Local (DNO's) and national (regulator) | Tak |
| Dania | 3 | Ogólnokrajowy | Ogólnokrajowy | Tak |
| Niemcy | 730 | Lokalny, regionalny i ogólnokrajowy | Lokalny, regionalny i ogólnokrajowy | Tak |
| Wlk. Brytania | 8 | Regionalny | Regionalny | Tak |
| Włochy | 364 | Ogólnokrajowy | Ogólnokrajowy | Tak |
| Holandia | 17 | Ogólnokrajowy | Ogólnokrajowy | Tak |
| Hiszpania | 28 | Ogólnokrajowy | Ogólnokrajowy | Tak |
| Czechy | 8 | Lokalny, regionalny i ogólnokrajowy | Lokalny, regionalny i ogólnokrajowy | Tak |
| Francja | 22 (1 zasiedziały – 95% rynku, 21 małych oraz bardzo małych) | Ogólnokrajowy | Ogólnokrajowy | Tak |
| Węgry | 8 | Regionalny i ogólnokrajowy | Ogólnokrajowy | Nie |
| Litwa | 7 | Ogólnokrajowy | Ogólnokrajowy | Tak |
| Luksemburg | 4 | Brak danych | Ogólnokrajowy | Tak |
| Polska | 12 | Nie (w trakcie opracowywania) | Ogólnokrajowy | Tak |
| Słowacja | 63 | Lokalny i ogólnokrajowy | Regionalny i ogólnokrajowy | Tak (w trakcie opracowywania) |
| Słowenia | 17 | Lokalny | Lokalny | Tak |
| Szwecja | 8 | Ogólnokrajowy | Ogólnokrajowy | Tak |
| Turcja | 41 | Nie | Ogólnokrajowy | Tak |

Tabela 2. Zakres konkurencji w krajach Unii Europejskiej

| Kraj | Liczba importerów/sprzedawców (rynek hurtowy) | Udział w rynku największego importera/sprzedawcy (rynek hurtowy) | Liczba sprzedawców alternatywnych, którzy opracowali oferty dla odbiorców (wyłączając gospodarstwa domowe) | Liczba sprzedawców alternatywnych, którzy opracowali oferty dla gospodarstw domowych |
|--|---|--|--|--|
| Rynki w pełni otwarte | | | | |
| Austria | 4 | 90% | 2-5 | 2-5 |
| Belgia (Flandria) | 3 | 85% | >5 | >5 |
| Dania | 2-3 | 80% | 2-5 | 2-5 |
| Niemcy | 26 | 55% | >5 | 1-2 |
| Wlk. Brytania | 200 | NA | >5 | >5 |
| Włochy | 23 | 72% | >5 | >5 |
| Holandia | NA | >80% | >5 | >5 |
| Hiszpania | 26 | 48% | >5 | >5 |
| Rynki otwarte dla wszystkich odbiorców za wyjątkiem gospodarstw domowych | | | | |
| Czechy | 2 | >99% | 2-5 | |
| Francja | 25-30 | >75% | 2-5 | |
| Węgry | 15 | 92% | 2-5 | |
| Litwa | 2 | 74% | 2-5 | |
| Luksemburg | 2 importerów | 97% | 0 | |
| Polska | 1 importer/dostawca 27 sprzedawców | >95% | Brak danych | |
| Słowacja | 1 dostawca 63 sprzedawców | >99% | 0 | |
| Słowenia | Brak danych | 72% | 0 | |
| Szwecja | 6 dostawców | 50% | 2-5 | |
| Turcja | 1 importer 18 sprzedawców hurtowych | 98% | >5 | |

daży i dystrybucji) i nie podlega liberalizacji. Zasady dotyczące dostępu stron trzecich do danych pomiarowych w podsektorze energii elektrycznej zostały opracowane, natomiast w podsektorze gazu są przedmiotem konsultacji.

W przeciwieństwie do wielu innych państw europejskich na gruncie polskim brak doniesień o wstępnych chociażby zamiarach opracowania strategii wprowadzania nowych technologii do tego segmentu działalności. Co prawda tylko jedna trzecia krajów określiła swoje cele indykatywne na przyszłość, jednakże stanowi to świadectwo, iż taka możliwość jest poważnie rozważana. Plany państw członkowskich w tym zakresie przedstawia rysunek 1 (str. 9).

Jak widać, we Włoszech i Szwecji zastąpienie dotychczasowych układów pomiarowych układami ze zdalnym odczytem u wszystkich odbiorców ma nastąpić w 2011 r. i 2009 r. Natomiast w krajach takich jak Dania, Łotwa, Hiszpania i Finlandia, zgodnie z przewidywaniami, udział w rynku opomiarowania ze zdalnym odczytem będą odpowiednio wynosiły: Dania – 13% w 2010 r., Łotwa – 25% w 2015 r., Hiszpania – 36% w 2015 r., Finlandia – 60% w 2015 r. Mimo, iż dane dotyczące Francji mają jedynie historyczny charakter, wyraźna jest tendencja wzrostowa. Swoje prognozy w tym zakresie nakreśliły również takie państwa jak Austria, Grecja i Słowacja – odpowiednio udziały w rynku to: 83% w latach 2008-2012 w Austrii, 1,17% w 2015 r. w Grecji i 0,01% w 2015 r. na Słowacji.

Różne kraje reprezentują odmienne podejście do sposobów osiągnięcia wyznaczonych celów. Norwegia i Niemcy wprowadziły obowiązek instalacji opomiarowania ze zdalnym odczytem dla dużych odbiorców,

zysujących ponad 100 000 kWh/rok. W Hiszpanii w lipcu 2006 r. została opublikowana regulacja prawna, wprowadzająca zasadę instalacji tego typu opomiarowania w nowych punktach dostaw energii oraz wymianę starego typu opomiarowania na opomiarowanie z rejestracją godzinową lub ze zdalnym odczytem w przypadku umów na dostawę energii z mocą powyżej 15 kW. Zgodnie z informacją zawartą w raporcie, szczegółowe specyfikacje miało przygotować hiszpańskie Ministerstwo Przemysłu, Turystyki i Handlu. Włoski regulator w ramach publicznych konsultacji przedstawił dokument, zawierający cele indykatywne w zakresie ilości instalacji pomiarowych ze zdalnym odczytem. Konsultacjom podlegała również propozycja wprowadzenia finansowych sankcji karnych na przedsiębiorstwa dystrybucyjne, które nie wywiążą się z obowiązków ilościowych.

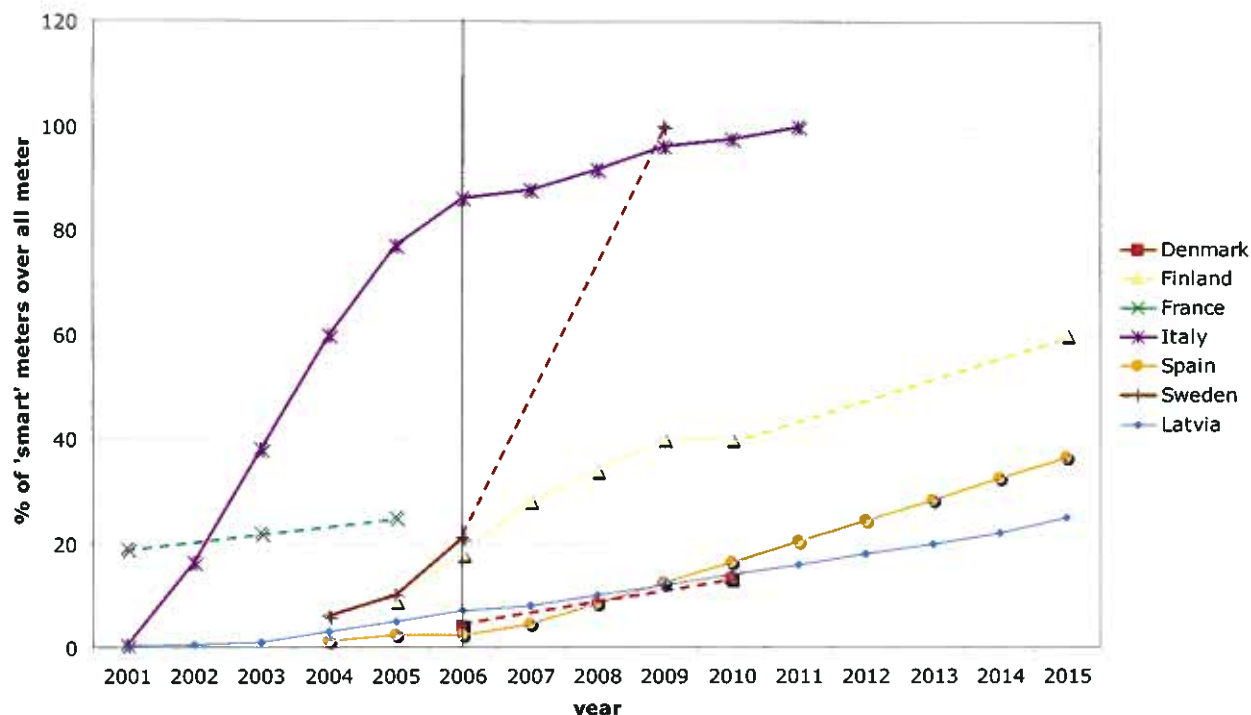
Bardziej ostrożne podejście do tego zagadnienia wykazują Austria, Francja i Wielka Brytania, gdzie obecnie rozważane są opcje i możliwości zastosowania różnych strategii. Wśród nich można wyróżnić 3 zasadnicze kierunki:

- bezpośredni obowiązek,
- wsparcie finansowe (zachęty/bodźce finansowe lub też współfinansowanie kosztów operacyjnych),
- działania zorientowane na rozwój standardów (wsparcie dla procesu standaryzacji lub obowiązek zgodności z ustalonymi standardami powszechnymi).

We Włoszech, Szwecji oraz Hiszpanii planowane jest wprowadzenie bezpośredniego obowiązku. W Portugalii tego typu obowiązek istnieje w odniesie-

Tabela 3. Proces zmiany sprzedawcy w krajach Unii Europejskiej

| Kraj | Opis procesu zmiany sprzedawcy w skali kraju | Proces obowiązujący prawnie lub na podstawie decyzji regulatora/standard w sektorze | Różnica między sprzedawcą zasiedziałym a alternatywnym | Liczba stron, z którymi odbiorca wchodzi w relacje podczas procesu zmiany sprzedawcy |
|--|--|---|--|--|
| Rynki w pełni otwarte | | | | |
| Austria | Tak | Tak | Nie | 1 |
| Belgia (Flandria) | Tak | Tak | Nie | 1 |
| Dania | Tak | Tak | Nie | 1 |
| Niemcy | Nie (w trakcie opracowywania) | Tak (kiedy gotowy) | Nie | 1-2 (zazwyczaj jedna, w zależności od umowy) |
| Wielka Brytania | Tak | Tak | Nie | 1 |
| Włochy | Tak | Tak | Nie | 1 |
| Holandia | Nie (w trakcie opracowywania) | Nie dotyczy | Nie | 1 |
| Hiszpania | Tak | Tak | Nie | 1 |
| Rynki otwarte dla wszystkich odbiorców za wyjątkiem gospodarstw domowych | | | | |
| Czechy | Tak | Tak | Nie | Brak danych |
| Francja | Tak | Nie | Nie | 1 |
| Węgry | Nie | Nie dotyczy | Nie | 2 |
| Litwa | Tak | Tak | Nie | 2 |
| Luksemburg | Tak | Nie | Nie | 2 |
| Polska | Nie | Nie dotyczy | Nie dotyczy | Brak danych |
| Słowacja | Nie | Nie | Nie dotyczy | 1 |
| Słowenia | Nie | Nie dotyczy | Nie | Brak danych |
| Szwecja | Tak | Tak | Nie | 1 |
| Turcja | Brak danych | Brak danych | Brak danych | 2 |



Rysunek 1. Prognozy zastosowania opomiarowania ze zdalnym odczytem

niu do wybranych klas odbiorców. Dodatkowo, Portugalczycy wprowadzili systemy zachęt finansowych oraz obowiązek zgodności z ustalonymi standardami powszechnymi. W Słowenii promowany jest system zachęt finansowych, rozumianych jako współfinansowanie kosztów operacyjnych. Na Łotwie rozważana jest natomiast możliwość jednoczesnego zastosowania dwóch ostatnio wymienionych metod.

Podsumowanie

Przedstawione powyżej wnioski są związane z szeregiem wątpliwości, towarzyszących przedstawicielowi Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w grupie roboczej do spraw odbiorców detalicznych ERGEG. Patrząc na plan pracy tej organizacji na rok 2007 i wyznaczone cele, w których jasno widać motyw dogłębnego i szczegółowego badania sytuacji na rynkach krajowych, trudno oprzeć się wrażeniu, iż Jednolity Rynek Europejski to, wbrew woli wielu sceptyków, nieuchronna przyszłość. Możemy wpisać się weń jako ci, którzy mają określoną spójną strategię w odniesieniu do prokonsumenckich działań na rynku energii, możemy też nadal borykać się z działaniami przypominającymi pośpieszne akcje zaradcze. Nie tyle chodzi o to jak będziemy prezentować się w międzynarodowych zesta-

wieniach, ale jak szybko i skutecznie będziemy zmieniać rzeczywisty stan i funkcjonowanie sektora energii. Wybór należy do nas.

Nadszedł czas, byśmy nabrali przekonania do projektowanych zmian, dostrzegając ich korzyści dla konsumentów. Nie możemy sobie pozwolić na wspomniany już sceptycyzm, by nie powiedzieć kontestowanie, konkurencyjnego rynku energii. Zróbmy coś sami z siebie nie czekając, aż sprawdzi się wypowiedź red. Gadomskiego z Gazety Wyborczej: „na szczęście jest UE”²⁰.



Autorka jest pracownikiem Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE, Koordynatorem ds. Współpracy z Instytucjami Europejskimi

²⁰ Witold Gadomski, *Na szczęście jest UE*, Gazeta Wyborcza 25 listopada 2005 r.

ENERGIA Z GENERACJI WYMUSZONEJ I KOSZTY URUCHOMIEŃ BLOKÓW WYTWÓRCZYCH

dr inż. Rafał Gawin, Szymon Godecki, Michał Koziół

WPROWADZENIE

Zmiana instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, wprowadzająca między innymi zmodyfikowaną formułę rozliczeń za energię elektryczną wytworzoną w ramach generacji wymuszonej, wywołała reakcję sektora wytwórczego usiłującego kontestować zatwierdzone przez Prezesa URE rozwiązania. Deficyt rezerwy mocy wytwórczych, który ujawnił się w okresie ekstremalnych warunków pogodowych w czerwcu i lipcu 2006 r., stał się pretekstem do sformułowania wniosku jakoby „działania Prezesa URE spowodowały zagrożenie dla bezpiecznej pracy KSE poprzez wprowadzenie ceny za energię wytworzoną w ramach generacji wymuszonej na poziomie 117,49 zł/MWh”. Nie podejmując po raz kolejny polemiki na ten temat, można jedynie poddać w wątpliwość występowanie tak poważnych skutków zmienionych regulacji już po okresie jednego miesiąca od ich wdrożenia.

W istocie, nowa formuła wyznaczania (a nie „stanowienia”) ceny za energię wytworzoną w ramach generacji wymuszonej, przywoływała jako cenę referencyjną średnią cenę sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym. Co do zasady taka formuła powinna wyeliminować swoistą – źle pojętą – konkurencję pomiędzy rynkiem właściwym, a segmentem, w którym jedynym odbiorcą jest Operator Systemu Przesyłowego (OSP).

Od początku funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce można zauważyć systematycznie zwiększający się wolumen energii sprzedawanej przez wytwórców na rynek bilansujący, w szczególności w ramach generacji wymuszonej. Przyczyną tego zjawiska jest nieefektywny model rynku, w którym koszty usuwania ograniczeń są ponoszone przez OSP i pokrywane w jego taryfie. Do tego dochodzi budzący uzasadnione wątpliwości wytwórców sposób grafikowania kontraktów długoterminowych przez ich zarządcę oraz brak rynku dnia bieżącego. Przy takich uwarunkowaniach, wyeliminowanie wadliwych mechanizmów występujących na rynku bilansującym powinno odbywać się na poziomie regulacji ustawowych i rozporządzeń wykonawczych, których do chwili obecnej nie doczekaliśmy się. Podjęcie działań w kierunku ograniczenia możliwości wykorzystywania siły rynkowej wynika pośrednio

z obowiązków Prezesa URE zapisanych w ustawie – Prawo energetyczne, lecz zakres takich działań jest jednocześnie tą ustawą ograniczony.

Inicjatywa Prezesa URE

Ujawnione w okresie letnim 2006 r. problemy w KSE, związane z deficytem rezerw mocy wytwórczych oraz zmiana sytuacji rynkowej wytwórców po wejściu w życie od 1 czerwca 2006 r. nowych zasad bilansowania i zarządzania ograniczeniami¹⁾, spowodowały pojawienie się nowych oczekiwań wytwórców odnośnie cen energii elektrycznej w kontraktach dwustronnych. O ile sama formuła wyznaczania ceny referencyjnej w ramach generacji wymuszonej była co do zasady właściwa (co najmniej do czasu opracowania stosownych regulacji systemowych), o tyle należy się zgodzić, że jej bezwładność wynikająca z odwołania do wartości wykonanej za rok poprzedni, mogła wywołać zaburzenie w przypadku dynamicznych zmian sytuacji na rynku. Oczekiwanie cenowe formułowane przez wytwórców zaobserwowane podczas procesu taryfowania spółek dystrybucyjnych skłoniły Prezesa URE do omówienia ekonomicznych aspektów funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w kontekście wdrażania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej podczas spotkania z prezesami zarządów polskich elektrowni 24 października 2006 r. Wspólnie zdecydowano o powołaniu trójstronnego zespołu, z udziałem przedstawicieli TGPE, PSE-Operator SA i Prezesa URE, w celu wypracowania nowego mechanizmu wyznaczania ceny energii elektrycznej wytwarzanej w ramach generacji wymuszonej oraz mechanizmu rozliczeń za uruchomienia jednostek wytwórczych dokonywanych na polecenie operatora systemu przesyłowego.

Etap pierwszy

Pierwszym, małym sukcesem zespołu trójstronnego było wypracowanie protokołu uzgodnień (z 30 listopada 2006 r.), w którym ustalono, że:

1) M.in. wprowadzenie jednostki grafikowej wytwórczej rozliczeniowej oraz zrównanie ceny energii wytwarzanej w ramach generacji wymuszonej ze średnią ceną energii na rynku konkurencyjnym.

1. Docelowo rozwiązania powinny zmierzać do wyznaczenia indywidualnych cen energii elektrycznej dla jednostek wytwórczych za generację wymuszoną oraz za uruchomienia jednostek wytwórczych wykonane na polecenie OSP w ramach umów przesyłowych zawieranych między OSP a wytwórcą. Składniki kosztowe uwzględniane w ramach powyższych cen oraz zasady aktualizacji tych cen powinny być jednoznacznie sprecyzowane w regulacjach dotyczących działania rynku energii.
2. Mając na uwadze obserwowane różnice pomiędzy ceną referencyjną aktualnie stosowaną do wyznaczenia ceny CW_{max} , a rynkową ceną energii, jako doraźne rozwiązanie, stosowane w okresie przejściowym, należy od 1 stycznia 2007 r. dokonać aktualizacji ceny referencyjnej dla generacji wymuszonej do poziomu prognozowanej średniej ceny energii na rynku dwustronnym w 2007 r., tj. zwiększyć wartość ceny CW_{max} o ok. 10 zł/MWh, czyli do poziomu ok. 128 zł/MWh. Ta zmiana wymagała aktualizacji IRiESP w części dot. bilansowania i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi i mogła być wdrożona poprzez zmianę decyzji Prezesa URE zatwierdzającej IRiESP na podstawie art. 155 kpa. W ramach tej zmiany mechanizm wyznaczania ceny CW_{max} miał się opierać na przewidywanej na 2007 r. średniej ceny energii elektrycznej na rynku kontraktów dwustronnych. Taka, elastyczna, formuła wyznaczania ceny referencyjnej dla generacji wymuszonej powinna umożliwiać podążanie ceny CW_{max} za zmianami cen energii elektrycznej na rynku.
3. W zakresie rozliczeń za uruchomienia jednostek wytwórczych na polecenie OSP, ceny powinny zostać zestandaryzowane dla typowych bloków wytwórczych ze względu na ich moc znamionową oraz stan, z którego jest dokonywane uruchomienie jednostki wytwórczej – zimny, ciepły i gorący, a następnie przyjęte do umów przesyłowych lub IRiESP.
4. W celu zidentyfikowania kategorii uruchomień dokonywanych na polecenie OSP w ramach generacji wymuszonej oraz skalkulowania standardowych kosztów uruchomień, Prezes URE, na podstawie art. 28 kpa, miał zebrać od wytwórców i PSE-Operator SA dane dotyczące uruchomień bloków w okresie co najmniej od początku 2005 r. oraz informacje o kosztach zmiennych pracy bloków po uruchomieniu.
5. Ze względu na złożoność problemu rozliczeń uruchomień, prace w tym zakresie powinny być kontynuowane.

Realizując ustalenie z pkt 2, Prezes URE ogłosił, w trybie art. 23 ust. 2 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne, prognozowaną na 2007 r. cenę w kontraktach dwustronnych równą 129 zł/MWh, jako wskaźnikową istotną dla procesu kształtowania taryf. Umożliwiło to OSP wprowadzenie zmodyfikowanej formuły wyznaczania ceny generacji wymuszonej do instrukcji

ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. Zmiana ta została zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 22 grudnia 2006 r.

Pozyskanie danych dotyczących uruchomień

W protokole uzgodnień (pkt 3-5) zespołu trójstronnego stwierdzono, że prace dotyczące rozliczeń za uruchomienia jednostek wytwórczych na polecenie OSP, uwzględniające stan termiczny bloku w chwili uruchomienia, wymagają pogłębionej analizy. Istotne z punktu widzenia regulatora było dokonanie oceny poziomu kosztów przenoszonych przez PSE-Operator SA w taryfie tego przedsiębiorstwa.

Należy podkreślić, że główną barierą wypracowania akceptowalnego dla OSP i wytwórców rozwiązania jest brak definicji uruchomienia jednostki wytwórczej na polecenie OSP. Rola regulatora sprowadza się do oceny skutków przyjętego porozumienia i jego akceptacji. Nie jest możliwe narzucenie własnego rozwiązania ze względu na brak stosownych regulacji w tym zakresie oraz brak rozliczeń za uruchomienia jednostek wytwórczych na polecenie OSP w dotychczasowej praktyce.

Zatem na początku listopada 2006 r. Prezes URE wezwał operatora systemu przesyłowego i wytwórców systemowych do przedstawienia szczegółowych danych dotyczących uruchomień jednostek wytwórczych oraz ich pracy w ramach generacji wymuszonej, mających na celu dokonanie symulacji kosztów, które mogą mieć wpływ na zmianę taryfy PSE-Operator SA. Dane o uruchomieniach dotyczyły:

- liczby uruchomień bloków wytwórczych wynikających z grafików przekazanych do OSP jako Umowy Sprzedaży Energii (wykonanych i niewykonanych),
- liczby uruchomień bloków wytwórczych wynikających z Bieżących Planów Koordynacyjnych Dobowych,
- liczby uruchomień bloków wytwórczych na polecenie OSP oraz czasu pracy bloków po każdym uruchomieniu, które mają podlegać rozliczeniom jako generacja wymuszona; w każdym przypadku należało podać stan bloku, z jakiego nastąpiło uruchomienie, a mianowicie:
 - stan zimny;
 - stan ciepły;
 - stan gorący,
- liczby uruchomień bloków po awarii.

Przedstawione dane miały dotyczyć każdego bloku wytwórczego ze wskazaniem mocy i poziomu napięcia, do którego dany blok jest przyłączony oraz powinny obejmować możliwie długi okres czasu, lecz okres nie krótszy niż od początku 2005 r. do końca października 2006 r. Dane powinny dotyczyć każdej doby w wymienionym powyżej okresie czasu.

Ponadto wytwórcy systemowi zostali wezwani do przedstawienia danych za okres od stycznia do września 2006 r. dotyczących:

- średnich miesięcznych kosztów zmiennych pracy każdego bloku,
- średnich miesięcznych charakterystyk kosztowych pracy bloków w zależności od ich obciążenia (wpływ sprawności wytwarzania na koszty zmienne),
- średnich miesięcznych kosztów uruchomień bloków w zależności od stanu bloku (zimny, ciepły, gorący),
- charakterystyk technicznych bloków dotyczących czasu uruchomień bloków od stanu zimnego poprzez stan ciepły i gorący do ich synchronizacji.

Koszty zmienne pracy bloków wytwórczych powinny uwzględniać pozycje wyszczególnione w sprawozdaniu o działalności podstawowej elektrowni ciepłej wodowej (G-10.2 Dział 16) w zakresie energii elektrycznej z wyłączeniem kosztów pozyskania praw do emisji CO₂. Koszty zmienne powinny być odniesione do ilości energii elektrycznej sprzedanej łącznie we wszystkich segmentach rynku w każdym miesiącu (rynek bilateralny, RUS, giełda energii) i podane w [zł/MWh].

Zestawienie danych przez PSE-Operator SA

PSE-Operator SA przedstawił dane zagregowane do wielkości dobowych, obejmujące okres od 1 stycznia 2005 r. do 31 października 2006 r., dodatkowo objaśniając sposób wyznaczania:

- liczby uruchomień poszczególnych jednostek wytwórczych, wynikających z grafików przekazanych do OSP, jako Umowy Sprzedaży Energii, dla kolejnych godzin analizowanego okresu:

jeżeli $EZ \leq 0$ w godzinie h i $EZ > 0$ w godzinie $h+1$
to $LUG = 1$

gdzie:

h – kolejne godziny analizowanego okresu,
 EZ – zweryfikowana ilość dostaw energii elektrycznej,
 LUG – uruchomienie wynikające z grafików przekazanych do OSP, jako USE;

- liczby uruchomień poszczególnych jednostek wytwórczych wynikających z Bieżących Planów Koordynacyjnych Dobowych (BPKD), dla kolejnych godzin analizowanego okresu:

jeżeli $ZU=0$ w godzinie h i $ZU=1$ w godzinie $h+1$
to $LUR=1$

gdzie:

h – kolejne godziny analizowanego okresu,
 ZU – znacznik uruchomień jednostek wytwórczych w planie BPKD ($ZU = 1$ w danej godzinie, jeżeli jednostka wytwórcza była w stanie uruchamiania; $ZU = 0$ w pozostałych przypadkach),
 LUR – uruchomienie wynikające z BPKD;

- liczby uruchomień poszczególnych jednostek wytwórczych na polecenie OSP (nie zaplanowanych przez Wytwórcę), dla każdego dnia analizowanego okresu:

$$LUZ(d) = LUR(d) - LUG(d)$$

gdzie:

$LUR(d)$ – dobowy licznik uruchomień wynikająca z BPKD,

$LUG(d)$ – dobowy licznik uruchomień wynikająca z grafików przekazanych do OSP, jako USE;

- czasu pracy jednostki wytwórczej w ramach generacji wymuszonej po uruchomieniu. Po zakończeniu każdego uruchomienia ($ZU = 1$ w godzinie $h-1$ i $ZU = 0$ w godzinie h) sumowana jest liczba kolejnych godzin (nieprzerwany ciąg), dla których:

$ZP = 1$ dla pierwszego pasma przyrostowego oferty bilansującej (pasma obejmującego minimum techniczne jednostki wytwórczej)

gdzie:

h – kolejne godziny analizowanego okresu,

ZU – znacznik uruchomień jednostek wytwórczych w planie BPKD,

ZP – znacznik wykorzystania pasma ofertowego ($ZP = 0$ – wykorzystanie swobodne; $ZP = 1$ – wykorzystanie wymuszone).

W przypadku, gdy praca w ramach generacji wymuszonej trwała dłużej niż do końca doby, to suma godzin z kolejnych dni jest doliczana do liczby godzin w dobie, w której nastąpiło uruchomienie;

- liczby uruchomień jednostek wytwórczych po postoiu zgłoszonym do OSP przez wytwórcę (postoje planowane i nieplanowane), dla kolejnych godzin analizowanego okresu:

jeżeli $ZA = 1$ w godzinie $h-1$ i $ZA = 0$ w godzinie h oraz $ZU = 1$ co najmniej dla jednej godziny w przedziale od $h-1$ do $h+2$

to $LUP = 1$

gdzie:

h – kolejne godziny analizowanego okresu,

ZA – znacznik niedyspozycyjności jednostek wytwórczych ($ZA = 1$ jeżeli jednostka wytwórcza jest w postoiu zgłoszonym przez wytwórcę, $ZA = 0$ w pozostałych przypadkach),

LUP – liczba uruchomień po postoiu zgłoszonym do OSP przez wytwórcę.

Zestawienie danych przez wytwórców systemowych²⁾

Sposób przedstawienia danych dotyczących liczby uruchomień bloków przez poszczególnych wytwórców cechowały rozbieżności, wśród których należy między innymi wymienić:

- brak wyszczególnienia danych dla poszczególnych bloków wytwórczych,
- brak wyszczególnienia kolejnych dób dla danych opisujących uruchomienia dla poszczególnych bloków,
- różny okres obejmujący przedstawione dane (dane niepełne lub wykraczające poza ustalony w piśmie okres).

²⁾ Badania objęły 17 elektrowni systemowych (108 bloków wytwórczych) w okresie od 1 stycznia 2005 r. do 31 października 2006 r.

| | | blok nr | | | | | | blok nr | | | | | | blok nr | | | | | |
|----|------------|----------|------|-----|----|------|----|----------|------|-----|----|------|----|----------|------|-----|----|------|----|
| | | napiecie | | | | | | napiecie | | | | | | napiecie | | | | | |
| | | moc | | | | | | moc | | | | | | moc | | | | | |
| | | GR | BPKD | OSP | h] | STAN | AW | GR | BPKD | OSP | h] | STAN | AW | GR | BPKD | OSP | h] | STAN | AW |
| 19 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 20 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 21 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 22 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 23 | 2005-01-01 | 1 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 24 | 2005-01-02 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25 | 2005-01-03 | 1 | | | | | | | | | | 1 | | | | | | | |
| 26 | 2005-01-04 | 1 | | | | | | | | | | 1 | 1 | | | | | | |
| 27 | 2005-01-05 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 28 | 2005-01-06 | 1 | | | | | | | | | | 1 | | | | | | | |
| 29 | 2005-01-07 | 1 | 1 | | | | | | | 1 | | | | | | | | | |
| 30 | 2005-01-08 | 1 | | | | | | | | 1 | | | | | | | | | |
| 31 | 2005-01-09 | | | | | | | | | | | 1 | | | | | | | |
| 32 | 2005-01-10 | 1 | | | | | | | | 1 | 1 | | | | | | | | |
| 33 | 2005-01-11 | 1 | | | | | | | | | | 1 | | | | | | | |
| 34 | 2005-01-12 | 1 | | | | | | | | 1 | | | | | | | | | |
| 35 | 2005-01-13 | 1 | | | | | | | | | | 1 | | | | | | | |
| 36 | 2005-01-14 | 1 | | | | | | | | | | 1 | | | | | | | |
| 37 | 2005-01-15 | 1 | | | | | | | | | | 1 | | | | | | | |
| 38 | 2005-01-16 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 39 | 2005-01-17 | 1 | | | | | | | | | | 1 | | | | | | | |
| 40 | 2005-01-18 | 1 | | | | | | | | | | 1 | | | | | | | |
| 41 | 2005-01-19 | 1 | | | | | | | | | | 1 | | | | | | | |
| 42 | 2005-01-20 | 1 | | | | | | | | | | 1 | | | | | | | |
| 43 | 2005-01-21 | 1 | | | | | | | | | | 1 | | | | | | | |
| 44 | 2005-01-22 | | | | | | | | | | | 1 | | | | | | | |
| 46 | 2005-01-23 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 46 | 2005-01-24 | 1 | | | | | | | | | | 1 | 1 | | | | | | |
| 47 | 2005-01-25 | 1 | | | | | | | | | | 1 | | | | | | | |
| 48 | 2005-01-26 | 1 | | | | | | | | | | 1 | | | | | | | |
| 49 | 2005-01-27 | 1 | | | | | | | | | | 1 | | | | | | | |
| 50 | 2005-01-28 | 1 | | | | | | | | | | 1 | | | | | | | |
| 51 | 2005-01-29 | 1 | | | | | | | | | | 1 | | | | | | | |
| 52 | 2005-01-30 | | | | | | | | | | | 1 | | | | | | | |
| 53 | 2005-01-31 | 1 | | | | | | | | 1 | | | | | | | | | |

Rysunek 1. Przykład zestawienia danych oddzielnie dla poszczególnych bloków wytwórczych

| | B | C | D | E | F | G | H |
|----|-----------------|----------|---------------------|---------------------|----------|----------------------|-------------------------|
| | Typ odstawienia | Nr bloku | Data odstawienia | Data uruchomienia | Stan bl. | Czas postoju (godz.) | Czas pracy w wymuszeniu |
| 1 | | | | | | | |
| 2 | R | 7 | 2004-12-30 23:13:00 | 2005-01-01 12:16:00 | C | 37,0 | |
| 3 | R | 7 | 2005-01-02 00:32:00 | 2005-01-02 07:10:00 | G | 6,6 | |
| 4 | R | 6 | 2005-01-01 00:10:00 | 2005-01-02 21:11:00 | C | 45,0 | |
| 5 | R | 2 | 2004-12-30 23:40:00 | 2005-01-03 03:33:00 | Z | 75,9 | |
| 6 | R | 9 | 2005-01-01 00:24:00 | 2005-01-03 05:22:00 | C | 53,0 | |
| 7 | R | 11 | 2005-01-01 00:57:00 | 2005-01-03 06:42:00 | C | 53,8 | |
| 8 | R | 3 | 2004-12-31 00:15:00 | 2005-01-04 04:09:00 | Z | 99,9 | |
| 9 | B | 9 | 2005-01-04 00:14:00 | 2005-01-05 05:06:00 | C | 28,9 | |
| 10 | R | 10 | 2005-01-05 23:40:00 | 2005-01-06 05:01:00 | G | 5,3 | |
| 11 | R | 4 | 2005-01-06 23:08:00 | 2005-01-07 05:11:00 | G | 6,0 | |
| 12 | R | 5 | 2005-01-08 00:12:00 | 2005-01-09 10:57:00 | C | 34,8 | |
| 13 | R | 9 | 2005-01-09 00:07:00 | 2005-01-10 04:32:00 | C | 28,4 | |
| 14 | R | 1 | 2005-01-07 22:42:00 | 2005-01-10 05:23:00 | C | 54,7 | |
| 15 | R | 6 | 2005-01-09 00:16:00 | 2005-01-10 08:53:00 | C | 32,6 | |
| 16 | R | 12 | 2005-01-08 23:14:00 | 2005-01-10 10:17:00 | C | 35,1 | |
| 17 | R | 3 | 2005-01-10 23:07:00 | 2005-01-11 04:05:00 | G | 5,0 | |
| 18 | R | 7 | 2005-01-10 23:23:00 | 2005-01-11 04:37:00 | G | 5,2 | |
| 19 | R | 4 | 2005-01-11 23:38:00 | 2005-01-12 05:06:00 | G | 5,5 | |
| 20 | R | 7 | 2005-01-12 23:08:00 | 2005-01-13 04:10:00 | G | 5,0 | |
| 21 | B | 6 | 2005-01-12 00:13:00 | 2005-01-14 04:16:00 | C | 52,0 | |
| 22 | R | 3 | 2005-01-13 23:12:00 | 2005-01-14 04:55:00 | G | 5,7 | |
| 23 | R | 7 | 2005-01-16 00:08:00 | 2005-01-16 08:32:00 | G | 8,4 | |
| 24 | R | 4 | 2005-01-15 23:38:00 | 2005-01-16 09:20:00 | G | 9,7 | |
| 25 | R | 5 | 2005-01-14 23:12:00 | 2005-01-17 04:23:00 | C | 53,2 | |
| 26 | R | 8 | 2005-01-15 23:10:00 | 2005-01-17 05:16:00 | C | 30,1 | |
| 27 | R | 3 | 2005-01-17 23:10:00 | 2005-01-18 05:08:00 | G | 6,0 | |
| 28 | R | 6 | 2005-01-18 23:10:00 | 2005-01-19 04:27:00 | G | 5,3 | |

Rysunek 2. Przykład zestawienia danych sumarycznie dla wszystkich bloków wytwórczych

Na rys. 1 i 2 przedstawiono przykładowe formaty zestawienia danych źródłowych podanych przez wytwórców. Format przedstawionych danych nie pozwalał na dokonanie analizy porównawczej, stąd konieczne były prace mające na celu ich agregację lub dezagregację. Ponadto wielu wytwórców nie przedstawiło definicji uruchomienia jednostki wytwórczej na polecenie OSP, jak również definicji kosztów uruchomień jednostek wytwórczych.

Definicje uruchomień na polecenie OSP oraz kosztów uruchomień jednostek wytwórczych przyjmowane przez wytwórców

Poniżej przedstawiono definicje uruchomień jednostek wytwórczych na polecenie OSP przyjmowane przez 12 wytwórców systemowych.

Tabela 1. Zestawienie definicji uruchomień na polecenie OSP

| Wyszczególnienie | Liczba wytwórców |
|---|------------------|
| Stan pracy, z którego nastąpiło uruchomienie: rezerwa | 2/12 |
| ED=0 (brak Umowy Sprzedaży Energii) | 12*/12 |
| Cena rozliczeniowa: znacznik GW | 5/12 |
| Brak zgłoszeń ofert przyrostowych lub oferta nie przyjęta | 2/12 |
| Uruchomienie po zgłoszeniu niedyspozycyjności | 1/12 |
| Korekta ekspercka | 1/12 |
| Wyłączenie uruchomień wynikających z ograniczeń elektrownianych | 1/12 |
| Uruchomienie po krótkotrwałym odstawieniu bloku (dolina nocna) | 1/12 |
| Suma godzin pracy w ramach generacji wymuszonej mniejsza niż suma godzin pracy wynikająca z USE | 1/12 |
| Minimum 1 godzina pracy po osiągnięciu P_{min} | 1/12 |
| * w tym: | |
| • ED=0 do 3h po uruchomieniu | 1/12 |
| • Suma uruchomień z BPKD większa od sumy uruchomień wynikających z USE dla całej elektrowni | 1/12 |

Jak można zauważyć jedynym wspólnym kryterium brany pod uwagę przy definiowaniu uruchomień na polecenie OSP jest brak zgłoszonych do OSP Umów Sprzedaży Energii (USE). W przypadku pozostałych kryteriów były one przyjmowane w sposób dowolny, poczynając od ceny rozliczeniowej (CW_{max}) na korektach eksperckich kończąc.

Podobna sytuacja wystąpiła w przypadku definicji kosztów uruchomień (tabela 2). Wspólnymi kryteriami są koszty paliwa oraz energia elektryczna na potrzeby własne. Mimo przyjętego wspólnie na początku prac zespołu trójstronnego założenia, że formuła rozliczeń za uruchomienia powinna mieć charakter kosztowy, tylko jeden wytwórca uwzględnił przychód ze sprzedaży energii do OSP podczas uruchomienia. Przychód ten może obniżyć koszt uruchomienia aż do ok. 25%.

Tabela 2. Zestawienie kosztów uruchomień (definicje 17 elektrowni)

| Wyszczególnienie | Liczba elektrowni | Udział [%] |
|--|-------------------|------------|
| Koszty paliwa (mazut, węgiel, gaz) | 17 | 100 |
| Energia elektryczna (potrzeby własne) | 17 | 100 |
| Woda zdemineralizowana | 9 | 53 |
| Para na uruchomienie | 4 | 24 |
| Koszty CO ₂ | 6 | 35 |
| Starzenie się bloków | 1 | 6 |
| Przychód ze sprzedaży energii do OSP po cenie CRO (podczas rozruchu) | 1 | 6 |

Analiza porównawcza danych źródłowych przedstawionych przez PSE-Operator SA i poszczególnych wytwórców

Należy podkreślić, że wytwórcy mieli duże kłopoty z zebraniem danych źródłowych. W konsekwencji badanie wydłużyło się w czasie, a mimo to dane przedstawione przez niektórych wytwórców były niepełne. Wśród uchybień należy wymienić brak danych obejmujących USE (1 wytwórca) oraz BPKD (4 wytwórców), a także agregację danych dotyczących uruchomień jednostek wytwórczych na polecenie OSP (agregacja roczna lub za cały badany okres).

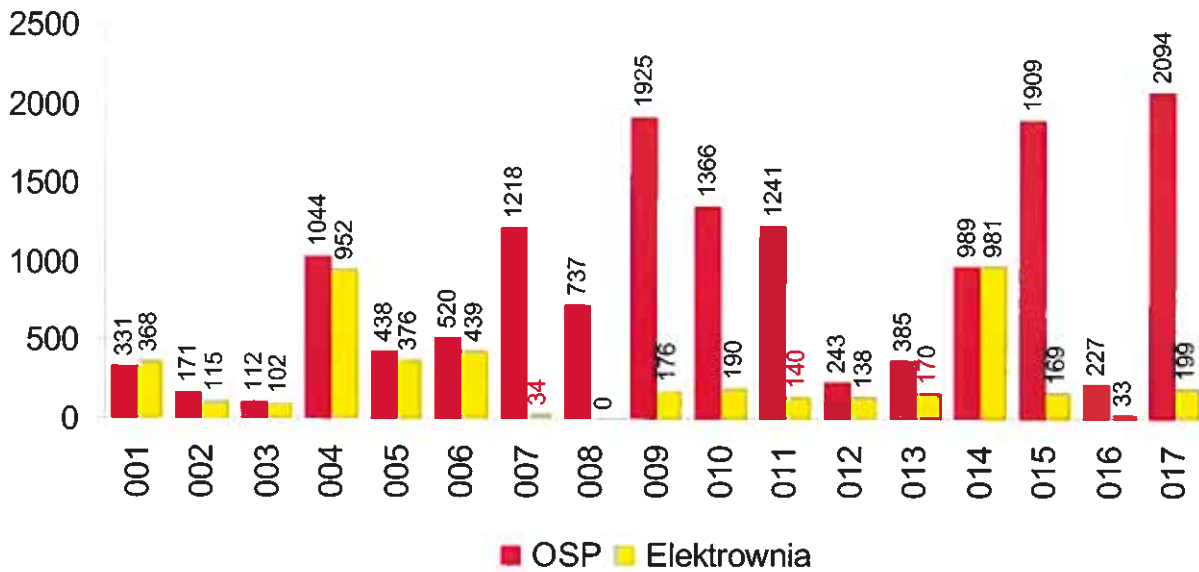
Uruchomienia wynikające ze zgłoszonych do OSP Umów Sprzedaży Energii (USE). Analiza w okresie 1.01.2005 – 31.10.2006

Na rys. 3 przedstawiono porównanie danych źródłowych, przedstawionych przez OSP i poszczególnych wytwórców dla 17 elektrowni systemowych, dotyczących uruchomień jednostek wytwórczych wynikających ze zgłoszonych do OSP Umów Sprzedaży Energii (USE) – zarówno wykonanych, jak i niewykonanych. Wytwórca oznaczony nr 8 nie podał danych źródłowych. Zaskoczeniem okazała się duża rozbieżność danych części wytwórców. Należy podkreślić, że dane te są przekazywane poprzez system WIRE od wytwórcy do OSP, stąd wydawałoby się, że powinny one być zgodne.

Uruchomienia wynikające z Bieżących Planów Koordynacyjnych Dobowych. Analiza w okresie 1.01.2005 – 31.10.2006

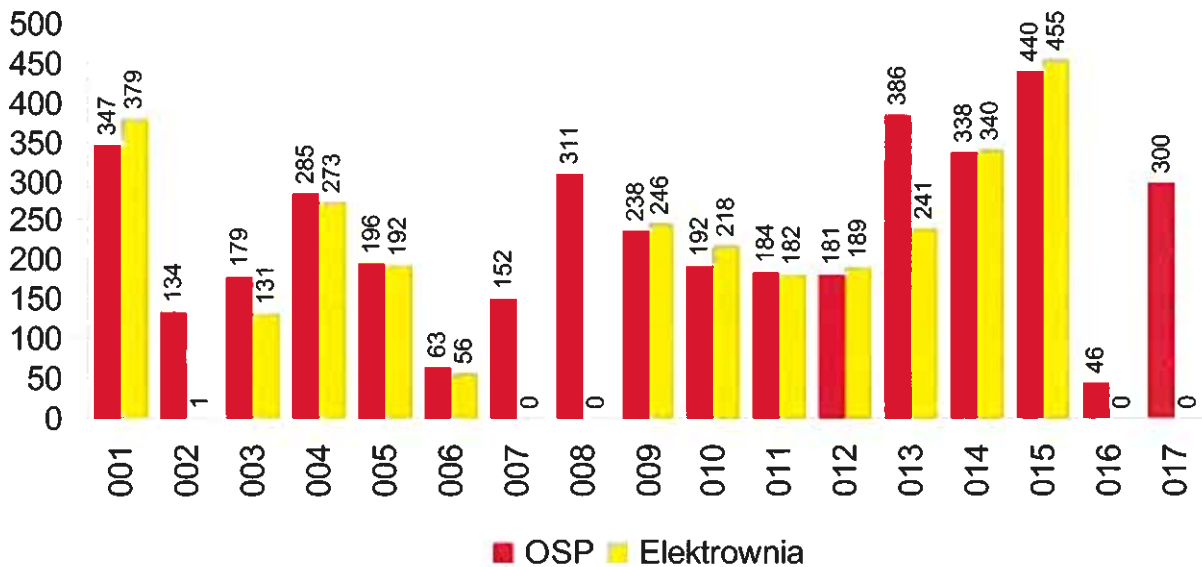
W przypadku uruchomień wynikających z Bieżących Planów Koordynacyjnych Dobowych (rys. 4), czterech wytwórców oznaczonych nr 7, 8, 16 i 17 nie podało danych źródłowych. Podobnie jak w przypadku uruchomień wynikających z USE i w tym przypadku stwierdzono rozbieżności w danych źródłowych, przy czym zjawisko to miało mniejszą skalę. Należy zaznaczyć, że Bieżące Plany Koordynacyjne Dobowe są przekazywa-

Uruchomienia wynikające z USE 2005 – 2006



Rysunek 3. Uruchomienia jednostek wytwórczych wynikające ze zgłoszonych do OSP Umów Sprzedaży Energii (USE) w okresie 1 stycznia 2005 r. – 31 października 2006 r.

Uruchomienia wynikające z BPKD 2005 – 2006



Rysunek 4. Uruchomienia jednostek wytwórczych wynikające z Bieżących Planów Koordynacyjnych Dobowych w okresie 1 stycznia 2005 r. – 31 października 2006 r.

ne poprzez system SOWE od OSP do wytwórcy. Wydawałoby się zatem, że nie powinny występować żadne rozbieżności w danych. Niewielkie różnice danych mogą wynikać z uwzględnienia przez wytwórcę pierwszego BPKD przekazanego w dobie przez OSP, przy czym w ciągu doby następowały korekty tych planów.

Biorąc pod uwagę zaobserwowane różnice w danych dotyczących uruchomień wynikających z USE i BPKD zdecydowano ograniczyć okres analizy do pięciu mie-

sięcy – czerwiec-październik 2006 r. Wydaje się, że zaobserwowane różnice mogą wynikać z dość długiego okresu analizy, a co za tym idzie braku właściwej rejestracji danych o uruchomieniach. Takie podejście było również uzasadnione wejściem w życie 1 czerwca 2006 r. nowych zasad rozliczeń zawartych w zatwierdzonej przez Prezesa URE instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej opracowanej przez Operatora Systemu Przesyłowego.

**Uruchomienia wynikające ze zgłoszonych do OSP Umów Sprzedaży Energii (USE).
Analiza w okresie 1.06.2006 – 31.10.2006**

Skracając okres analizy danych uzyskano większą zgodność danych źródłowych, co może świadczyć o braku właściwej archiwizacji danych powykonawczych w dłuższym horyzoncie czasowym. Jednak nadal dla kilku wytwórców rozbieżności danych są zaskakująco duże.

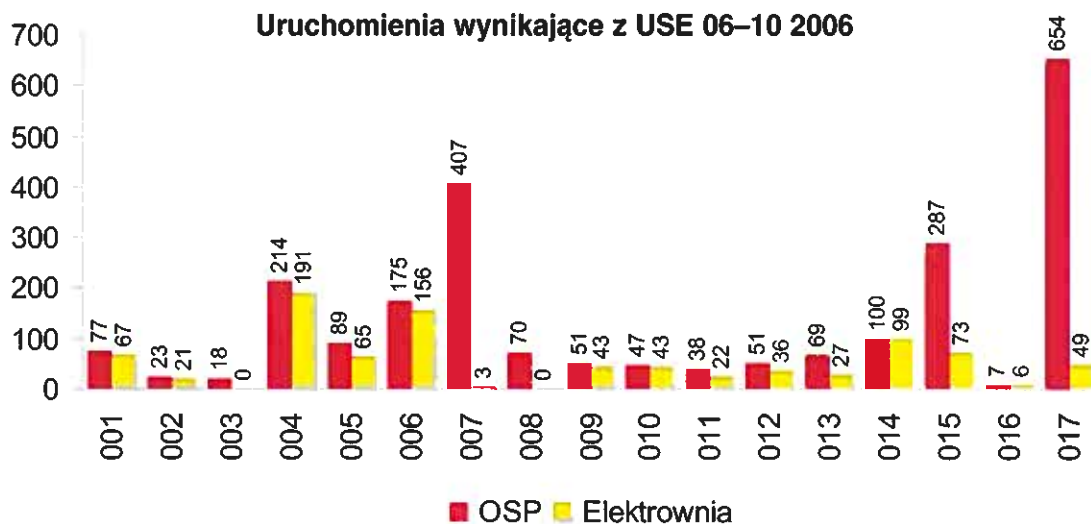
**Uruchomienia wynikające z Bieżących Planów Koordynacyjnych Dobowych.
Analiza w okresie 1.06.2006 – 31.10.2006**

W przypadku uruchomień wynikających z Bieżących Planów Koordynacyjnych Dobowych w okresie od 1 czerwca do 31 października 2006 r. (rys. 6) oka-

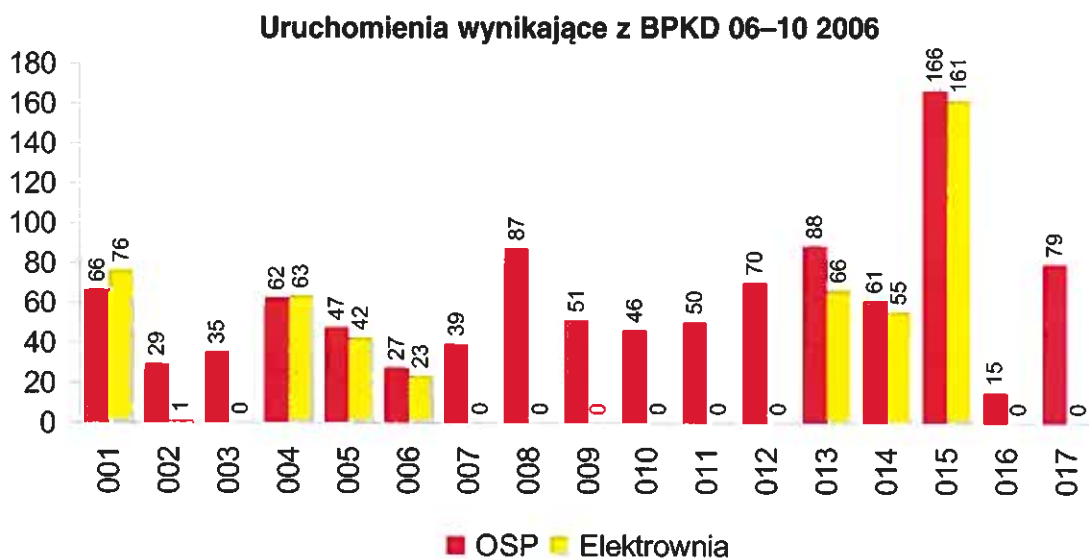
zało się, że dla większości wytwórców nie jest możliwe dokonanie analizy porównawczej ze względu na stopień agregacji tych danych (agregacja w skali rocznej). Pozostałe przypadki charakteryzują się stopniem niezgodności danych zaobserwowanym w dłuższym okresie analizy.

Uruchomienia na polecenie OSP

Jednym z głównych celów analizy było oszacowanie potencjalnego wzrostu taryfy OSP wynikającego z uwzględnienia w rozliczeniach pomiędzy OSP i wytwórcą uruchomień jednostek wytwórczych na polecenie OSP. Stąd istotne w analizie było porównanie danych dotyczących tego typu uruchomień. Ze względu na brak jednolitej definicji uruchomień na polecenie OSP należało spodziewać się różnic w danych źródłowych.

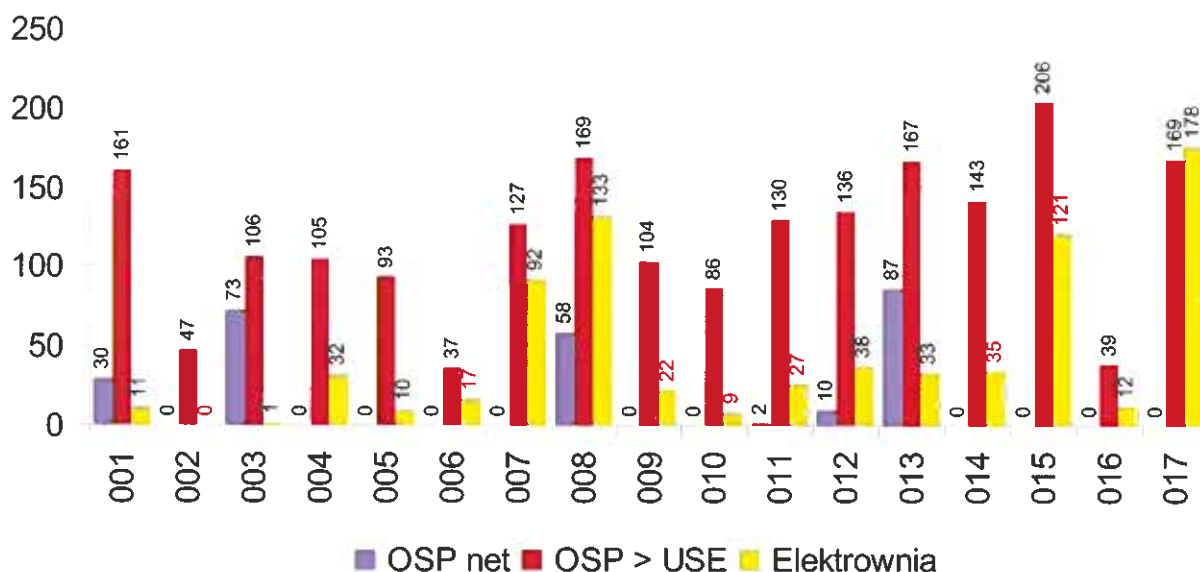


Rysunek 5. Uruchomienia jednostek wytwórczych wynikające ze zgłoszonych do OSP Umów Sprzedaży Energii (USE) w okresie 1 czerwca 2006 r. – 31 października 2006 r.



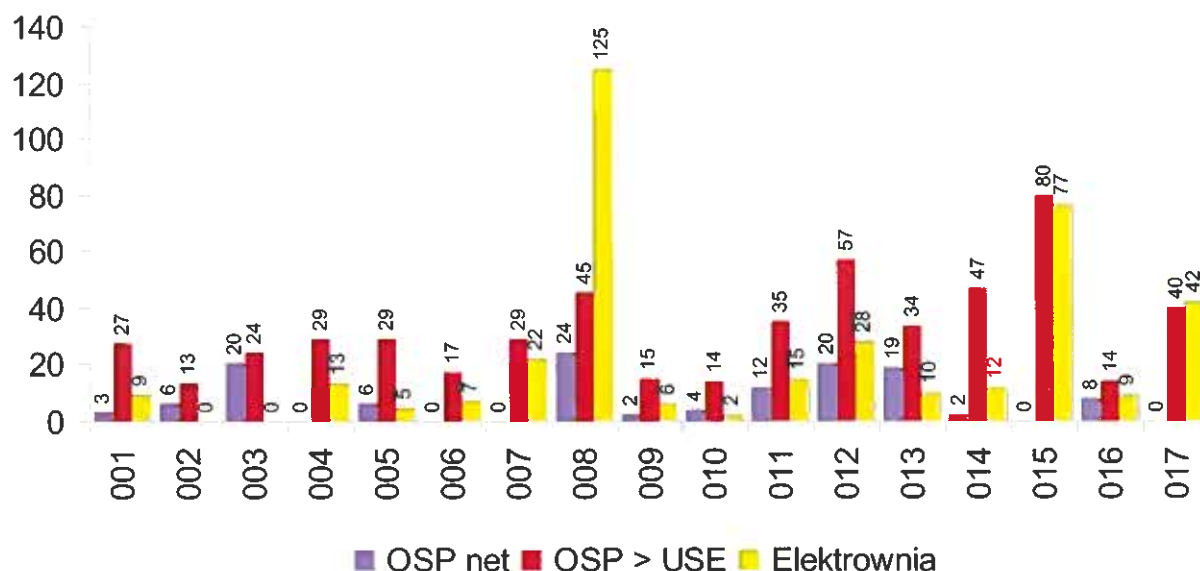
Rysunek 6. Uruchomienia jednostek wytwórczych wynikające z Bieżących Planów Koordynacyjnych Dobowych w okresie 1 czerwca 2006 r. – 31 października 2006 r.

Uruchomienia na polecenie OSP 2005 – 2006



Rysunek 7. Uruchomienia jednostek wytwórczych na polecenie OSP w okresie 1 stycznia 2005 r. – 31 października 2006 r. – definicje indywidualne

Uruchomienia na polecenie OSP 06–10 2006



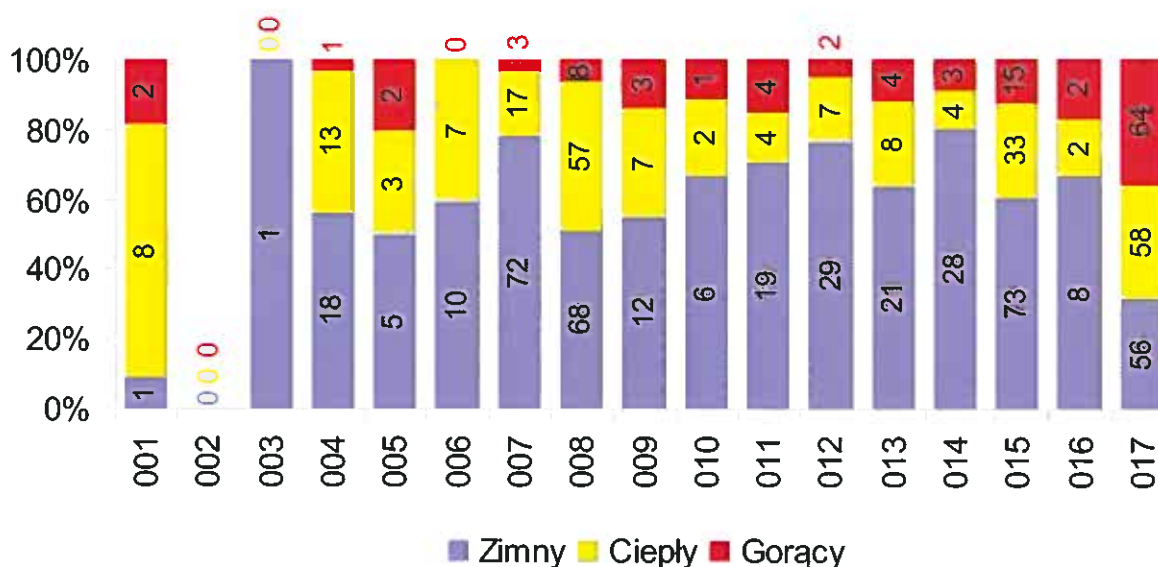
Rysunek 8. Uruchomienia jednostek wytwórczych na polecenie OSP w okresie 1 czerwca 2006 r. – 31 października 2006 r. – definicje indywidualne

Analiza uruchomień jednostek wytwórczych na polecenie OSP w okresie 1.01.2005 – 31.10.2006

Na rysunku 7 dwa skrajne słupki („OSP net” oraz „Elektrownia”) dla każdej elektrowni systemowej oznaczają liczbę uruchomień jednostek wytwórczych na polecenie OSP oszacowane zgodnie z indywidualnie przyjętymi definicjami. Środkowy słupek („OSP > USE”) przedstawia liczbę uruchomień jednostek wytwórczych wykraczających ponad uruchomienia z USE – według danych OSP. Ze względu na dowolnie przyjęte definicje uruchomień dane

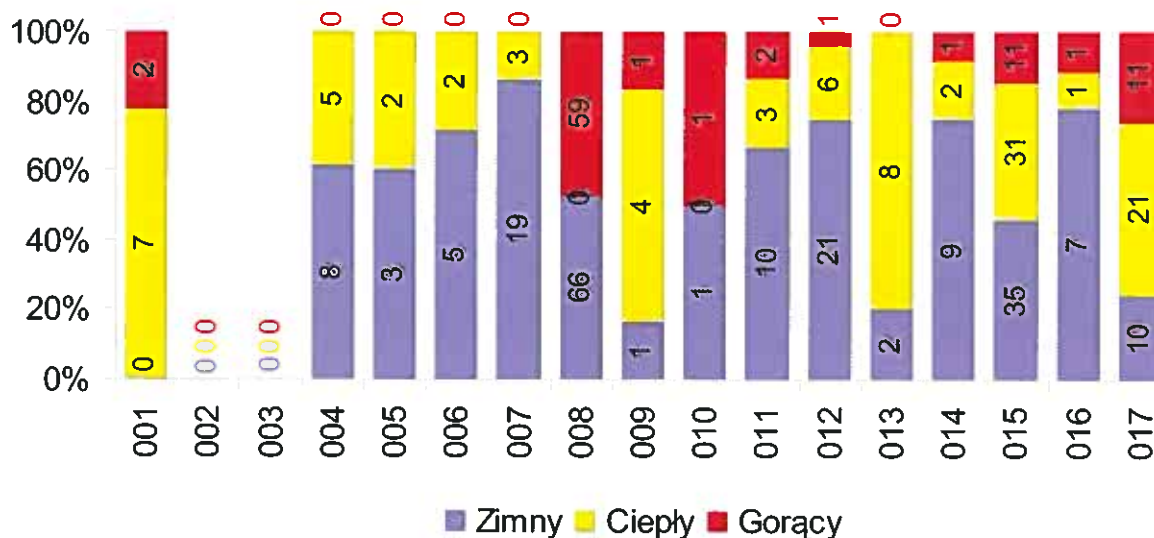
okazały się nieporównywalne. Wydaje się, że część wytwórców nie przykłada istotnej wagi do rozliczeń za uruchomienia, podając znacznie mniejszą liczbę uruchomień niż OSP, natomiast w przypadku innej grupy wytwórców mechanizm ten to kolejny sposób na „urwanie” dodatkowych przychodów z rynku bilansującego – przykład wytwórcy oznaczonego nr 17, gdzie liczba uruchomień na polecenie OSP wkracza w obszar uruchomień wynikających z USE. Podobne wnioski wynikają z analizy danych dotyczących uruchomień na polecenie OSP w okresie 1 czerwca 2006 r. – 31 października 2006 r. (rys. 8).

Uruchomienia ze stanu zimnego, ciepłego i gorącego 2005 – 2006



Rysunek 9. Struktura uruchomień jednostek wytwórczych na polecenie OSP ze względu na stan termiczny bloku przed uruchomieniem w okresie 1 stycznia 2005 r. – 31 października 2006 r.

Uruchomienia ze stanu zimnego, ciepłego i gorącego 06–10 2006



Rysunek 10. Struktura uruchomień jednostek wytwórczych na polecenie OSP ze względu na stan termiczny bloku przed uruchomieniem w okresie 1 czerwca 2006 r. – 31 października 2006 r.

Kolejnym istotnym elementem w trakcie analizy uruchomień jednostek wytwórczych na polecenie OSP, wskazanym przez wytwórców, jest uwzględnienie stanu termicznego bloku (gorący, ciepły, zimny) z jakiego następuje uruchomienie. Na rysunkach 9 i 10 pokazano strukturę uruchomień jednostek wytwórczych na polecenie OSP ze względu na stan termiczny bloku odpowiednio w okresie 1 stycznia 2005 r. – 31 października 2006 r. oraz w okresie 1 czerwca 2006 r. – 31 października 2006 r.

Dodatkowa analiza danych

Biorąc pod uwagę duży zakres zebranych danych dokonano dodatkowej ich analizy. W związku z przyjętym w protokole uzgodnień założeniem, że koszty uruchomień powinny zostać oszacowane dla poszczególnych grup bloków wytwórczych w KSE, dokonano zestawienia tych kosztów. Niestety, ze względu na dowolnie przyjmowane definicje tych kosztów nie było możliwe ich pogrupowanie ze względu na moc zna-

mionową jednostek wytwórczych. Przykładowo dla bloków o mocy znamionowej 200 MW jednostkowe koszty rozruchu zawierały się w granicach:

- zimny 45 670 zł – 98 000 zł
- ciepły 36 590 zł – 76 670 zł
- gorący 23 520 zł – 55 520 zł

W dalszej kolejności oszacowano czas pracy jednostek wytwórczych w ramach generacji wymuszonej, po którym następuje zwrot kosztów uruchomienia bloku. W tym celu zastosowano uproszczoną formułę:

$$h_1 = Kr / [(CW_{max} - K_{zm}) \times P_{zn}]$$

$$h_2 = Kr / [(CW_{max} - K_{zm}) \times P_{min}]$$

gdzie:

h_1, h_2 – czas, po którym następuje zwrot kosztów uruchomienia w wyniku pracy w ramach generacji wymuszonej [h],

Kr – koszt rozruchu [zł],

CW_{max} – cena energii w generacji wymuszonej [zł/MWh],

K_{zm} – koszt zmienny wytwarzania energii [zł/MWh],

$P_{zn} (P_{min})$ – moc znamionowa (minimalna) bloku (MW).

Dokonano analizy dla dwóch wariantów pracy bloku, a mianowicie z obciążeniem mocą znamionową oraz z obciążeniem mocą minimalną. Niestety, bardzo różne definicje kosztów uruchomień spowodowały uzyskanie bardzo różnych wartości, nawet dla bloków wytwórczych o tej samej mocy znamionowej. Przykładowo dla bloków o mocy znamionowej 200 MW uzyskano następujące wyniki:

Dla obciążenia mocą znamionową (h_1):

- zimny >7 h – >16 h
- ciepły <6 h – 10 h
- gorący <5 h – >6 h

Dla obciążenia mocą minimalną (h_2):

- zimny >11 h – >26 h
- ciepły <9 h – >16 h
- gorący <6,5 h – 13,5 h

Czynnikami mającym wpływ na różnice w czasach zwrotu są także zróżnicowane koszty zmienne wytwarzania energii.

Kontynuując analizę okresów zwrotu kosztów uruchomień w wyniku długotrwałej pracy jednostki w ramach generacji wymuszonej dokonano zestawienia obrazującego liczbę uruchomień jednostek wytwórczych, których koszty nie zostały pokryte w ramach generacji wymuszonej. W tym celu skorzystano z uproszczonej formuły obliczeniowej:

$$Lu = Lw - Lz(gw) \mid P_{zn}$$

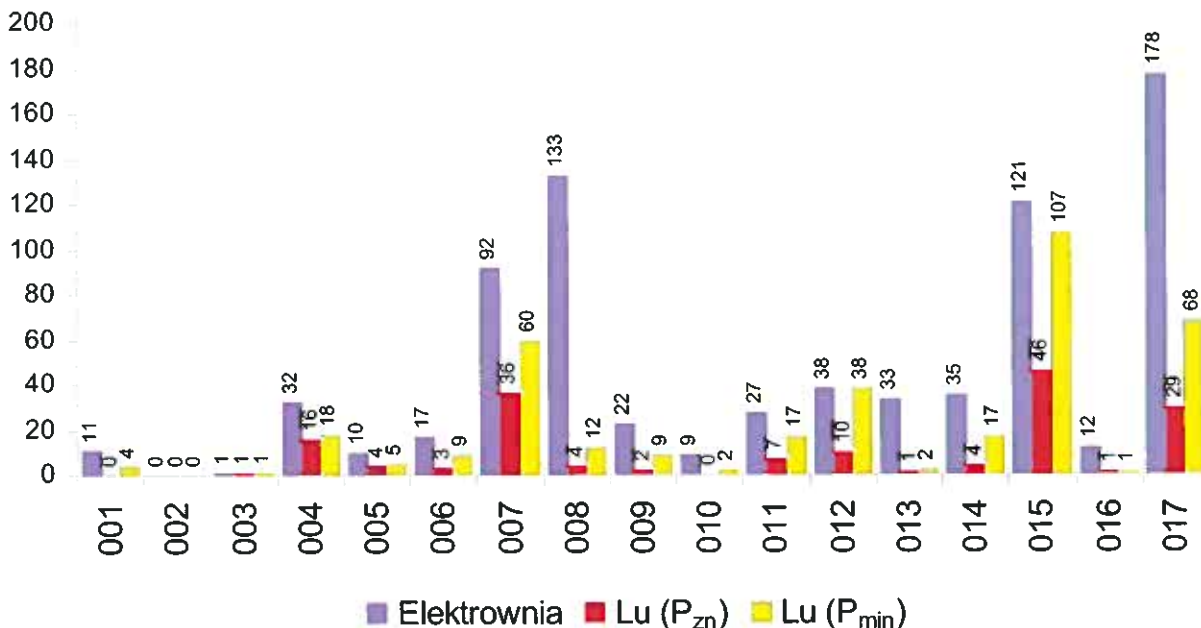
$$Lu = Lw - Lz(gw) \mid P_{min}$$

gdzie:

Lu – liczba uruchomień dla danej elektrowni,
 Lw – liczba uruchomień podana przez wytwórców,
 $Lz(gw)$ – liczba uruchomień, dla których zostały pokryte koszty w ramach pracy w generacji wymuszonej (odpowiednio przy P_{zn} i P_{min}).

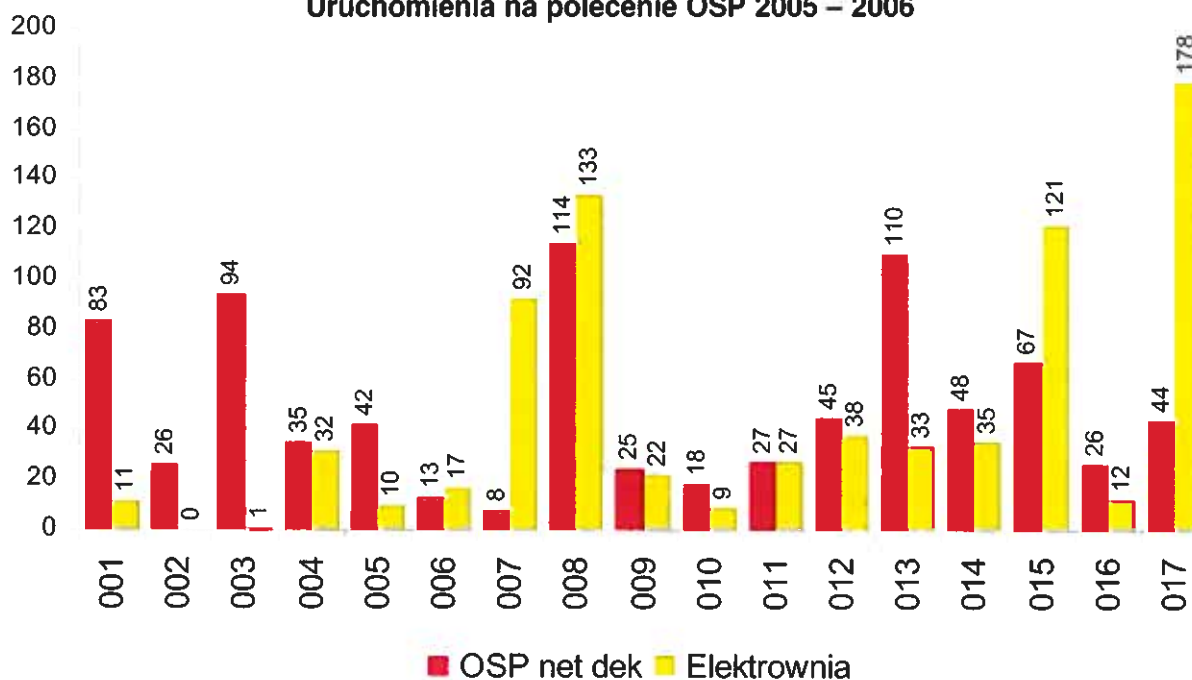
Wyniki analizy zostały przedstawione na rysunku 11.

Liczba uruchomień, których koszty nie zostały pokryte w ramach GW 2005 – 2006



Rysunek 11. Liczba uruchomień jednostek wytwórczych na polecenie OSP, których koszty nie zostały pokryte w ramach pracy w generacji wymuszonej, przy założeniu pracy z obciążeniem znamionowym i minimalnym w okresie 1 stycznia 2005 r. – 31 października 2006 r.

Uruchomienia na polecenie OSP 2005 – 2006



Rysunek 12. Liczba uruchomień jednostek wytwórczych na polecenie OSP uzyskana za pomocą zmodyfikowanej metody zaproponowanej przez OSP w porównaniu z danymi przedstawionymi przez wytwórców w okresie 1 stycznia 2005 r. – 31 października 2006 r.

Celem poszukiwania metod uproszczonych, dających porównywalne koszty dla KSE wynikające z włączenia do rozliczeń uruchomień na polecenie OSP, dokonano modyfikacji metody agregacji danych zaproponowanej przez OSP. Zaproponowana przez OSP metoda opierająca się na różnicy pomiędzy liczbą uruchomień wynikającą z BPKD oraz USE pozwala uzyskać wynik ujemny w przypadku, gdy OSP uruchomił blok mniejszą liczbę razy niż zaplanował to wytwórca w grafiku USE. Rzeczywista liczba uruchomień na polecenie OSP uzyskana za pomocą tej metody zależy silnie od okresu, w jakim następuje to sumowanie (wartości dodatnie i ujemne). Zgodnie z metodą zaproponowaną przez OSP sumowanie odbywało się w okresie od 1 stycznia 2005 r. do 31 października 2006 r.

Celem uzyskania zbliżonych danych dotyczących uruchomień jednostek wytwórczych na polecenie OSP dokonano modyfikacji powyższej metody poprzez wprowadzenie dekadowych okresów sumowania, przy czym jeżeli w jakiegokolwiek dekadzie uzyskany wynik osiągał wartość ujemną to przyjmowana była wartość zerowa. Wyniki analizy przedstawiono na rysunkach 12 i 13, odpowiednio dla okresu analizy 1 stycznia 2005 r. – 31 października 2006 r. oraz okresy 1 czerwca 2006 r. – 31 października 2006 r.

Ponadto w celu uwzględnienia stanu termicznego bloku z jakiego następuje uruchomienie zaproponowano uproszczoną formułę wyznaczania kosztu uruchomienia opierającą się na współczynnikach wagowych określających stan termiczny bloku wyznaczonych na podstawie zebranych danych. W tym celu zastosowano następującą formułę:

$$K_u = K_z \times W_z + K_c \times W_c + K_g \times W_g$$

gdzie:

K_u – koszt uruchomienia [zł],

K_z, K_c, K_g – koszt uruchomienia ze stanu zimnego, ciepłego i gorącego,

W_z, W_c, W_g – współczynniki wagowe określone na podstawie danych historycznych (za okres 1.01.2005 – 31.10.2006).

W celu oszacowania współczynników wagowych odrzucono te elektrownie, dla których łączna liczba uruchomień w okresie 1 stycznia 2005 r. – 31 października 2006 r. nie przekraczała dziesięciu (3 elektrownie). Na rysunku 14 przedstawiono elektrownie, które zostały wyłączone z analizy.

Korzystając z powyżej zdefiniowanej formuły oszacowano następujące współczynniki wagowe:

$W_z = 0,55$ – dla uruchomienia ze stanu zimnego,

$W_c = 0,30$ – dla uruchomienia ze stanu ciepłego,

$W_g = 0,15$ – dla uruchomienia ze stanu gorącego.

Podsumowanie

Na podstawie wyników analizy okazało się, że istnieją istotne różnice w liczbie uruchomień jednostek wytwórczych wynikających ze zgłoszonych umów sprzedaży, podanych przez OSP i poszczególnych wytwórców. Większa dokładność miała miejsce w przypadku uruchomień wynikających z Bieżących Planów Koordynacyjnych Dobowych, lecz i w tym przypadku pojawiały się istotne różnice. Należy zaznaczyć, że oba rodzaje uruchomień znajdują się w dokumentach przekazywanych pomiędzy OSP

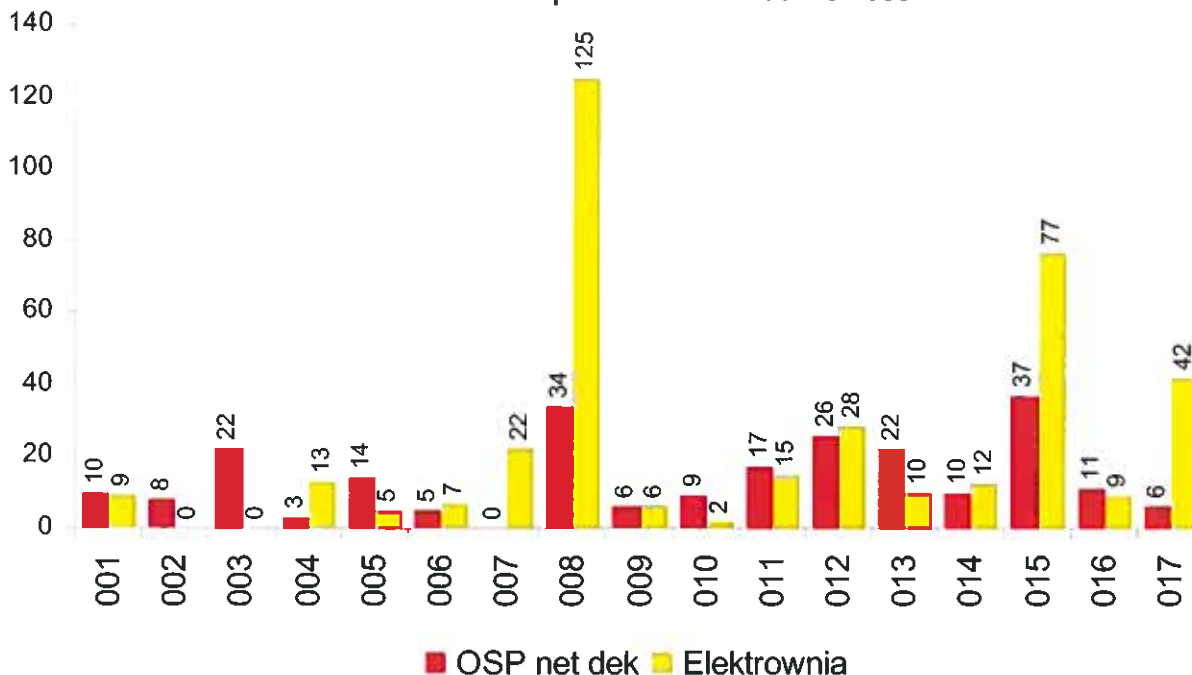
i wytwórcą, stąd różnica w tych wielkościach jest zaskakująca.

Biorąc pod uwagę problemy z pozyskaniem danych od wytwórców oraz różnice w przytoczonych powyżej wielkościach, należy stwierdzić, że dane te nie są we właściwy sposób archiwizowane (dotyczy to większości wytwórców) i często są odtwarzane z zapisów w dziennikach dyspozytorów ruchu. Wydaje się zatem, że wy-

twórcy nie zestawiają tych danych systematycznie, lecz dokonali tego tylko na żądanie Prezesa URE. Poprawy zgodności wyników nie uzyskano analizując dane w krótszym okresie czasu – od 1 czerwca 2006 r. (wejście w życie zmienionej IRiESP-Bilansowanie) do 31 października 2006 r.

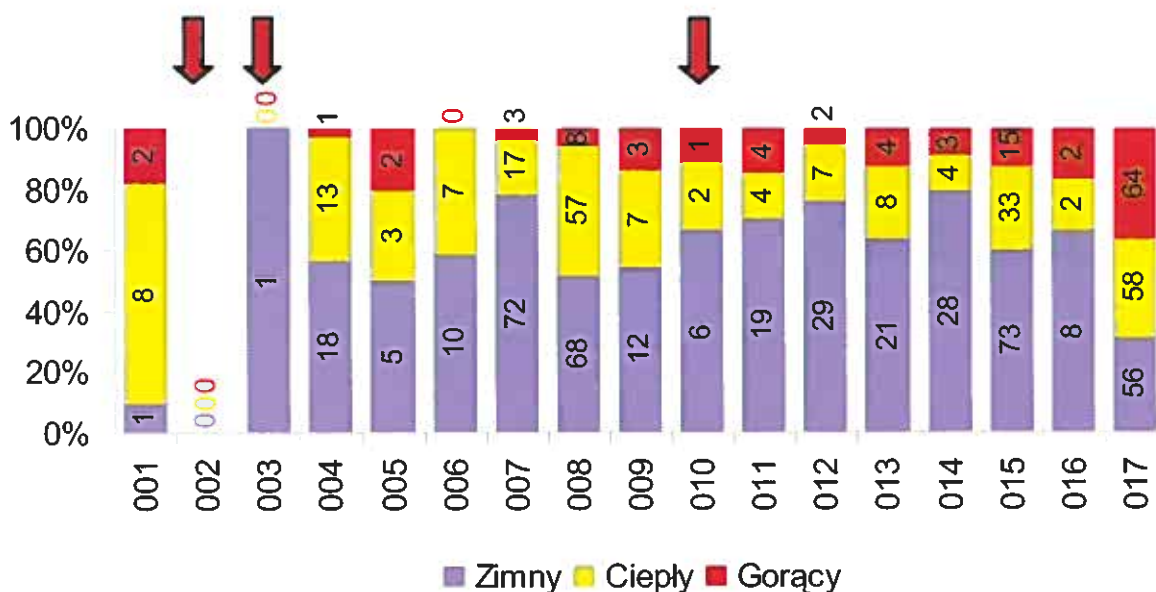
Ze względu na dowolnie przyjmowane definicje uruchomień jednostek wytwórczych na polecenie OSP oraz

Uruchomienia na polecenie OSP 06–10 2006



Rysunek 13. Liczba uruchomień jednostek wytwórczych na polecenie OSP uzyskana za pomocą zmodyfikowanej metody zaproponowanej przez OSP w porównaniu z danymi przedstawionymi przez wytwórców w okresie 1 czerwca 2006 r. – 31 października 2006 r.

Uruchomienia ze stanu zimnego, ciepłego i gorącego 2005 – 2006



Rysunek 14. Elektrownie wyłączone z analizy oszacowania współczynników wagowych uruchomień jednostek wytwórczych dla poszczególnych stanów termicznych

definicje kosztów rozruchu niemożliwe okazało się porównanie tych danych. Stąd w chwili obecnej jedynym możliwym rozwiązaniem wydaje się być zastosowanie uproszczonej formuły rozliczeń. Szczegółowe określenie definicji wymaga dalszych prac w ramach zespołu, a zaprezentowany materiał analityczny może posłużyć jako wkład do prowadzonych dyskusji. Należy podkreślić, że wdrożenie szczegółowych definicji uruchomień jednostek wytwórczych wymaga opracowania i wdrożenia stosownych systemów informatycznych, zarówno po stronie OSP i każdego wytwórcy. W przeciwnym wypadku dane dotyczące uruchomień będą się różniły między sobą (przykładowo analiza dotycząca uruchomień wynikających z USE i BPKD), co w konsekwencji doprowadzi do powstawania sporów pomiędzy OSP i wytwórcami na drodze rozliczeń za uruchomienia.

Odnosząc się do zebranych danych i ich analizy porównawczej nie sposób oprzeć się wrażeniu, że problem kosztów z tytułu uruchomień jednostek wytwórczych zależy od indywidualnej oceny danego wytwórcy, przy czym skala problemu okazuje się być nieweryfikowalna. Istnieje również grupa wytwórców, dla których problem ten ma marginalne znaczenie. Natomiast cechą wspólną działań wytwórców jest dążenie do uzyskania dodatkowych przychodów, jeżeli nawet mają one niewiele wspólnego z formułą kosztową, która została zaakcentowana na początku spotkania zespołu trójstronnego. Punktem wyjścia do dyskusji na temat definicji uruchomień jednostek wytwórczych na polecenie OSP jest indywidualna ocena skali zjawiska przez każdego wytwórcę, co skutecznie ogranicza możliwość wypracowania opartego na kosztach rozwiązania.

Inicjatywa Prezesa URE była przejawem zrozumienia problemów zgłaszanych przez sektor wytwórczy i reakcją na zmieniające się uwarunkowania funkcjonowania rynku konkurencyjnego (zmiana cen energii). Badania po raz kolejny potwierdziły, że obowiązująca do 31 grudnia 2006 r. cena referencyjna dla rozliczeń generacji wymuszonej na poziomie 117,49 zł/MWh zapewniała w pełni pokrycie kosztów zmiennych wszystkich elektrowni systemowych w KSE. Nie zasadne byłoby jednak utrzymywanie ceny referencyjnej poniżej poziomu kształtowanego przez rynek konkurencyjny, stąd dokonana została zmiana IRIESP-Bilansowanie wprowadzająca odwołanie do ceny prognozowanej – obecnie na poziomie 129 zł/MWh.

Co do zasady, rynek usług systemowych powinien opierać się na mechanizmach konkurencyjnych (przy braku negatywnych uwarunkowań deformujących warunki konkurencyjne i ujawniających siłę rynkową niektórych podmiotów) bądź na indywidualnych cenach odzwierciedlających koszty świadczenia usług systemowych, przy czym formuły kosztowe powinny być jednoznacznie określone. Takie uwarunkowania powinny wynikać z regulacji ustawowych i rozporządzeń wykonawczych, nie powinny być natomiast wynikiem dobrowolnie uzgodnionych rozwiązań. Wydaje się, że racjonalne byłoby również wdrożenie rozwiązań, zgodnie z którymi mniej kosztowne dla operatora systemu przesyłowego (czyli również dla KSE) byłoby częste uruchamianie dla celów regulacyjnych jednostek wytwórczych już skapitalizowanych, co pozwoliłoby na zminimalizowanie uruchomień jednostek wytwórczych nowych.



Rafał Gawin



Szymon Godecki



Michał Koziol

Departament Promowania Konkurencji URE

PRAWA PRZESYŁOWE JAKO NARZĘDZIE ZABEZPIECZANIA RYZYKA W TRANSGRANICZNYM OBROTCIE ENERGIĄ ELEKTRYCZNĄ NA UNIJNYM RYNKU

Robert Witkowski

Zagadnienia praw przesyłowych w odniesieniu do transgranicznego obrotu energią elektryczną skupiają od pewnego czasu rosnącą uwagę głównych podmiotów unijnego rynku energii elektrycznej. Komisja Europejska, przy wsparciu ERGEG, rozważa zasadność zaimplementowania w warunkach wspólnego unijnego rynku energii nowych narzędzi zarządzania ograniczeniami przesyłowymi i związanym z tym ryzykiem. Zapisy Wytycznych Zarządzania Ograniczeniami Przesyłowymi¹⁾ (*Congestion Management Guidelines*) oraz Rozporządzenia (EC) nr 1228/2003 w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej narzucają pewne standardy działania na Operatorów Sieci Przesyłowych. W szczególności nakazują zagwarantowanie bieżącego poziomu zdolności przesyłowych poprzez wykorzystanie wpływów z mechanizmu zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (w trybie aukcji *explicit* i *implicit*) lub poprzez nowe inwestycje sieciowe. Nakazują również maksymalizację dostępnych zdolności przy spełnieniu standardów bezpieczeństwa oraz niezawodności prowadzenia ruchu sieci. Wykorzystywane w tym celu powinny być różne środki, np. „netowanie” przepływów o przeciwnych kierunkach na danym przekroju, czy wprowadzanie aukcji w trybie notowań ciągłych w dobie realizacyjnej (*intra-day auctions*) pozwalające na pełniejsze wykorzystanie dostępnych zdolności. OSP powinni ponosić pełną odpowiedzialność za wszelkie przypadki odmówienia dostępu do wcześniej alokowanych zdolności. Dopuszcza się ograniczenie przepływów transgranicznych przez OSP jedynie w sytuacjach zagrożenia pracy systemu, gdy konieczne jest podejmowanie natychmiastowych kroków zaradczych. W pozostałych przypadkach operatorzy powinni starać się stosować inne dostępne narzędzia, np. takie jak *redispatching* czy *countertrading*. Z wyjątkiem przypadków siły wyższej, uczestnicy rynku, którzy nabyli zdolności przesyłowe

powinni otrzymywać rekompensatę za każde ograniczenie. Wytyczne określają, iż w takich przypadkach nie uwzględnia się żadnych strat wtórnych.

Kwestią podnoszoną przez podmioty rynkowe są monopolistyczne praktyki OSP, którzy są oskarżani o bardzo „rozciągnięte” interpretowanie pojęcia siły wyższej. Argumentowano często, że brak pełnej przejrzystości działania OSP prowadzi do niemożności rzetelnej analizy i oceny kroków podjętych przez operatorów w celu uniknięcia wprowadzenia ograniczeń. Innym z kolei zagadnieniem jest wysokość wypłacanych rekompensat (najczęściej zwrot 100% opłaty aukcyjnej), które nie uwzględniają np. strat z tytułu potencjalnych utraconych zysków. Dialog zainicjowany przez KE i ERGEG z przedstawicielami uczestników rynku takimi jak ETSO czy EFET zaowocował próbą bardziej dogłębnej analizy zagadnienia praw przesyłowych oraz możliwości implementacji tych narzędzi w warunkach transgranicznego obrotu energią elektryczną na unijnym rynku. Skutkiem ich stosowania miałyby być podniesienie stopnia pewności (*firmness*) już udostępnionych zdolności. Rozważenia wymagać będzie bilans potencjalnych korzyści i strat dla podmiotów rynkowych po wprowadzeniu bardziej zaawansowanego systemu zarządzania zdolnościami przesyłowymi. Wstępne analizy pokazują, że szerszy wachlarz narzędzi zarządzania ryzykiem w tym segmencie mógłby zaowocować znaczącym zmniejszeniem ryzyka operacyjnego podmiotów będących nabywcami zdolności przesyłowych oraz w efekcie zwiększyć płynność tego rynku. Wciąż otwarte pozostaje pytanie co do zakresu odpowiedzialności finansowej każdej ze stron. Szczególnie istotne jest to dla OSP, którzy są naturalnymi sprzedawcami produktów związanych ze zdolnościami przesyłowymi, jako że nikt poza nimi nie jest w stanie efektywnie zarządzać ryzykiem w tej dziedzinie.

Geneza pojęcia praw przesyłowych wiąże się z systemem stawek węzłowych. Pionierem ich stosowania był rynek energetyczny w Stanach Zjednoczonych. Koncepcja systemu została opracowana przez zespół prof. Schweppe z Massachusetts pod koniec lat 70. ubiegłego wieku oraz rozwinięta następnie przez prof. Hogana. Strona teoretyczna zagadnienia krańcowych cen węzłowych (*Locational Marginal Pri-*

1) Decyzja Komisji z 9 listopada 2006 r. zmieniająca Załącznik do Rozporządzenia (EC) nr 1228/2003 w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej, została 11.11.2006 r. opublikowana w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej. (http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/pl/oj/2006/l_312/l_31220061111pl00590065.pdf)

cing – LMP) i związanych z nimi praw przesyłu jest dość obszerna i jej prezentacja wykraczałaby poza ramy niniejszego artykułu. Systemem elektroenergetycznym, gdzie koncepcja praw przesyłu oparta na systemie stawek węzłowych znalazła najszersze zastosowanie, jest obszar działającego w USA operatora PJM obsługującego ok. 50 mln odbiorców.

Rozróżnia się dwa podstawowe rodzaje praw przesyłowych: **fizyczne prawa przesyłowe** (*Physical Transmission Right – PTR*) oraz **finansowe prawa przesyłowe** (*Financial Transmission Right – FTR*). FTR definiuje się jako narzędzie zabezpieczenia przeciw zmiennym kosztom ograniczeń, co w praktyce odpowiada różnicy stawek węzłowych między dwoma danymi węzłami sieci. Posiadacz FTR uprawniony jest do otrzymania różnicy tych stawek. Operator sieci udostępnia finansowe prawa przesyłowe uczestnikom rynku w drodze aukcji. Dodatkowo wykonywany jest tzw. test jednoczesnej wykonalności (*simultaneous feasibility test*), który pozwala określić czy wszystkie FTR mogą być jednocześnie wykonane przy zachowaniu finansowej neutralności OSP. Głównymi cechami FTR w tym rozwiązaniu są: zabezpieczanie zmienności cenowej, niezależność od fizycznej dostawy energii oraz brak konieczności uzyskania dostępu do sieci.

W przeciwieństwie do FTR fizyczne prawa przesyłowe (PTR) zapewniają fizyczny dostęp do zdolności przesyłowych. W ich przypadku warunkiem wykorzystania prawa jest zgłoszenie grafiku sprzedaży/kupna. Niestety nie zapewniają zadowalającego poziomu pewności wykorzystania (szczególnie prawa udostępnione dla dłuższych horyzontów czasowych).

W rozwiązaniu przyjętym przez operatora PJM nie stosuje się FTR pomiędzy poszczególnymi obszarami kontrolnymi, a jedynie dla węzłów wewnątrz obszarów. Podejście, jakie od jakiegoś czasu jest prezentowane wśród uczestników unijnego rynku energii elektrycznej zakłada zastosowanie finansowych praw przesyłowych dla zabezpieczania ryzyka związanego z transgranicznym przesyłem energii elektrycznej. W wielu przypadkach poszczególne obszary (kraje) charakteryzują się zróżnicowanym poziomem cen, więc celem wdrożenia FTR miałyby być rekompensata różnicy cen pomiędzy poszczególnymi rynkami. W opracowaniu [1] organizacja ETSO zidentyfikowała trzy podstawowe rodzaje dostępnych narzędzi zabezpieczania ryzyka związanego z przesyłem energii elektrycznej: fizyczne prawa przesyłowe (PTR), finansowe prawa przesyłowe (FTR) oraz finansowe kontrakty różnicowe (CFDs).

W warunkach europejskich PTR zostały już stosunkowo dobrze poznane i wdrożone. Nabywane są w drodze aukcji typu *explicit* i uprawniają posiadacza do fizycznego dostarczenia/odbioru energii w wymiarze nie przekraczającym nabytych zdolności. Stanowią fizyczne zabezpieczenie dla wykonania transgranicznej transakcji. W chwili obecnej PTR funkcjonują jako opcje a nie obligacje. Oznacza to więc, że z ich funkcjonowaniem

nie wiążą się żadne dodatkowe koszty poza tymi związanymi z opłatą za nabyte zdolności. Posiadacz PTR może je wykorzystać poprzez zgłoszenie grafików kontraktowych do odpowiedniego operatora, bądź odsprzedać przed ich zapadalnością, na rynku wtórnym (nie dotyczy zdolności nabywanych na aukcjach dziennych). Niewykonanie żadnego z powyższych działań skutkuje utratą zdolności na rzecz OSP zgodnie z regulacją „use-it-or-lose-it” lub „use-it-or-sell-it”.

Finansowe prawa przesyłowe zastosowano dotychczas w Europie w bardzo ograniczonym zakresie (Włochy) i praktycznie są szerzej nie znane. Według koncepcji, jaką odnośnie FTR przedstawiła organizacja ETSO w [1], miałyby one być stosowane dla rynków, dla których stosowane są takie formy zarządzania ograniczeniami jak *market coupling* lub *market splitting*. Należą one do aukcji typu *implicit*, gdzie w procesie dobowego zarządzania ograniczeniami przesyłowymi OSP określają wolumen dostępnych zdolności przesyłowych (ATC). Następnie podczas procedury obliczeniowej w czasie której dochodzi do sprzęgania (*coupling*) bądź rozdzielania (*splitting*) rynku na mniejsze obszary, o różnych poziomach cenowych. Wykorzystywane w tym celu są zorganizowane rynki takie jak np. giełdy energii. Oferty składane na jedną z giełd, które nie mogą być na niej zrealizowane „przesuwane” są na giełdę po drugiej stronie połączenia, którego dotyczy ograniczenie przesyłowe. Jeżeli tylko możliwa jest realizacja zlecenia ze względu na zaoferowany limit ceny oraz dostępność ATC, zostaje ono zaakceptowane. W procesie obliczeniowym wykorzystywana zostaje cała moc ATC, bądź tylko jej część. W przypadku częściowego wykorzystania, ceny na obu rynkach wyrównują się, w przypadku wykorzystania całego zakresu ATC (gdy wciąż istnieją oferty na sąsiadujących rynkach, które mogłyby być zrealizowane), pomiędzy rynkami tymi ustali się różnica cenowa.

W opisanym powyżej mechanizmie uczestnicy rynku nie mają bezpośredniego dostępu do zdolności przesyłowych tak jak w aukcjach typu *explicit*. W tym przypadku implementacja FTR pozwoliłaby im na efektywne zarządzanie ryzykiem związanym z przesyłem energii bez konieczności „fizycznego” dostępu do transgranicznych zdolności przesyłowych. Posiadane finansowe prawa przesyłowe upoważniałyby uczestnika do otrzymania przychodu finansowego w wysokości odpowiadającej różnicy cen między rynkami pomnożonej przez wolumen nabytych FTR. Inaczej mówiąc stanowiłyby dla ich posiadacza zabezpieczenie przed zmiennością cenową między rynkami, wywołaną wpływem ograniczeń przesyłowych. Implementacja FTR nie musi ograniczać się do dobowego procesu udostępniania zdolności przesyłowych i mogłaby dotyczyć dłuższych okresów (prawa roczne, miesięczne).

Ze względu na fakt, że trudno byłoby arbitralnie ustalić cenę udostępnianych FTR, najlepszą metodą

ich wyceny byłoby udostępnianie ich w drodze aukcji jako produkty zdefiniowane co do czasu trwania. Ich zapadalność byłaby zawsze w dniu ustalenia się ostatecznej różnicy cenowej między rynkami po przeprowadzeniu aukcji typu *implicit*. Z punktu widzenia ETSO wolumen udostępnianych FTR nie powinien przekraczać ATC, ponieważ doprowadziłoby to do ryzyka dla OSP związanego z niezbilansowaniem przepływów finansowych. FTR podobnie jak PTR mogłyby podlegać obrotowi na rynku wtórnym.

Ostatnim ze zidentyfikowanych narzędzi zarządzania ryzykiem zmienności cenowej między rynkami, spowodowanej występowaniem ograniczeń przesyłowych są finansowe kontrakty różnicowe lub kontrakty na różnice cenowe między rynkami (*Financial Contracts for Differences – CfDs*). Mogą one mieć zastosowanie w sytuacji, gdy np. dwaj uczestnicy handlu transgranicznego wykonują transakcje kupna energii na jednym rynku i odsprzedaży na drugim, lecz w przeciwnych kierunkach. Idea CfDs opiera się na wymianie swoich pozycji kontraktowych pomiędzy takimi uczestnikami. Rozliczenie ma czysto finansowy charakter i upoważnia lub obliuguje posiadacza takiego kontraktu do otrzymania lub zapłaty różnicy cenowej między obszarami. Wynika stąd, że warunkiem koniecznym istnienia takich kontraktów jest istnienie uczestników mogących łączyć swoje pozycje kontraktowe w pary, czyli odpowiednia płynność rynku. Rozliczenie CfDs nie jest w żaden sposób związane z procesem zarządzania ograniczeniami przesyłowymi i ma czysto finansowy charakter. Handel odbywa się za pomocą neutralnej platformy obrotu działającej w sposób zbliżony do giełd energii i OSP nie są zaangażowani w obrót tymi instrumentami. Czysto finansowy charakter CfDs powoduje, że mogą być przedmiotem zainteresowania podmiotów nie związanych bezpośrednio z rynkiem energii elektrycznej.

Jak już wspomniano wcześniej zakres stosowania FTR lub CfDs jest bardzo ograniczony w warunkach europejskich. Korzystając z doświadczeń stosowania finansowych praw przesyłowych w USA, również inne kraje (obszary) zdecydowały się na implementację FTR (na bazie systemu cen węzłowych), m.in. Kanada (Ontario), Chile, Australia, Nowa Zelandia. W realiach europejskich FTR wprowadził dotychczas jedynie włoski operator sieci przesyłowej Terna. Prawa przesyłowe dla włoskich linii wymiany międzysystemowej udostępniane są w trybie aukcji. Wspomagają one system aukcji *implicit* na włoskich połączeniach transgranicznych przy wykorzystaniu metody *market splitting*. Austriacka giełda EXAA oferuje produkt o nazwie eSPREAD, który jest instrumentem finansowym podlegającym obrotowi w dobie n-1. Jest to kontrakt na różnice cen pomiędzy dwoma równorzędnymi indeksami cenowymi (np. różnice indeksów cen fixing na giełdach) na różnych europejskich rynkach. Ciekawym przypadkiem jest rynek skandynawski Nordpool gdzie dostępne są kontrakty na różnice cenowe między

wydzielonymi w procedurze rozdzielania (*splitting*) obszarami. Nie cieszą się one niestety zbyt dużym zainteresowaniem. Uczestnicy rynku sugerują w tym przypadku, że rynek jest jednostronny, to znaczy za udostępnianiem narzędzi finansowego zabezpieczania ryzyka nie stoi udostępnienie fizycznych zdolności na rynku pierwotnym. Dostępne dane pokazują, że rynek kontraktów różnicowych jest w warunkach skandynawskich mało płynny i transakcje odbywają się rzadko. Dla przykładu opracowanie [2] prezentuje sytuację z 3 marca 2006 r., kiedy to spośród 34 oferowanych rodzajów kontraktów jedynie trzy zanotowały obrót, dla czterech nie złożono w ogóle żadnych ofert, a rozpiętość cenowa (*spread*) kontraktów była stosunkowo niewielka. W opinii EFET mimo, iż rynek skandynawski jest skonstruowany według przejrzystych zasad i charakteryzuje się wysokim stopniem połączeń wzajemnych poszczególnych stref cenowych, rozpiętość cen międzystrefowych jest wciąż wysoce nieprzewidywalna i podlega dużej zmienności. Jest to konsekwencją faktu, że podstawą rozwoju rynku instrumentów zabezpieczania finansowego powinien być dobrze rozwinięty rynek udostępniania fizycznych zdolności przesyłowych. W przypadku braku takiego rynku lub w sytuacji, gdy alokowane fizyczne zdolności (w aukcjach rocznych czy miesięcznych) charakteryzują się ograniczonym stopniem pewności wystawcy kontraktów różnicowych narażają się na duże ryzyko spekulacyjne.

Właśnie zagadnienie pewności (*firmness*), już alokowanych zdolności przesyłowych jest jednym z najczęściej podnoszonych tematów przez uczestników rynku. W chwili obecnej OSP nie gwarantują w sensie prawnym pewności udostępnianych zdolności przesyłowych. W praktyce najczęściej nabyte zdolności są finalnie udostępniane, tym niemniej nierzadkie są przypadki wycofywania się OSP z udzielonych w ramach aukcji rocznych i miesięcznych zdolności. Padają zarzuty w kierunku OSP o nadużywanie pojęcia siły wyższej. Zwraca się uwagę, że uczestnicy rynku zmuszeni są do zabezpieczania się nie tylko od poziomu cen towaru którym obracają, ale również kosztów związanych z przesyłem energii elektrycznej. Jest to szczególnie ważne z punktu widzenia podmiotów działających na danych rynkach nie będących częścią zintegrowanej pionowo struktury organizacyjnej. Nie mają oni najczęściej w swoim portfelu zakupowym/sprzedazowym fizycznego zabezpieczenia ryzyka operacyjnego w postaci zdolności wytwórczych. Jak już wspomniano wcześniej, rekompensaty wypłacane przez OSP za niewywiązanie się z alokowanych wcześniej mocy ograniczone są najczęściej do zwrotu ceny aukcyjnej. Zdarzają się przypadki, że dochodzi również do utraty poniesionych kosztów na zakup zdolności, gdy OSP uzna konkretny przypadek za działanie siły wyższej. Uczestnik nie jest w stanie w dłuższym okresie oferować konkurencyjnych cen, gdyż jest narażony na ryzyko, którym nie może efektywnie zarządzać.

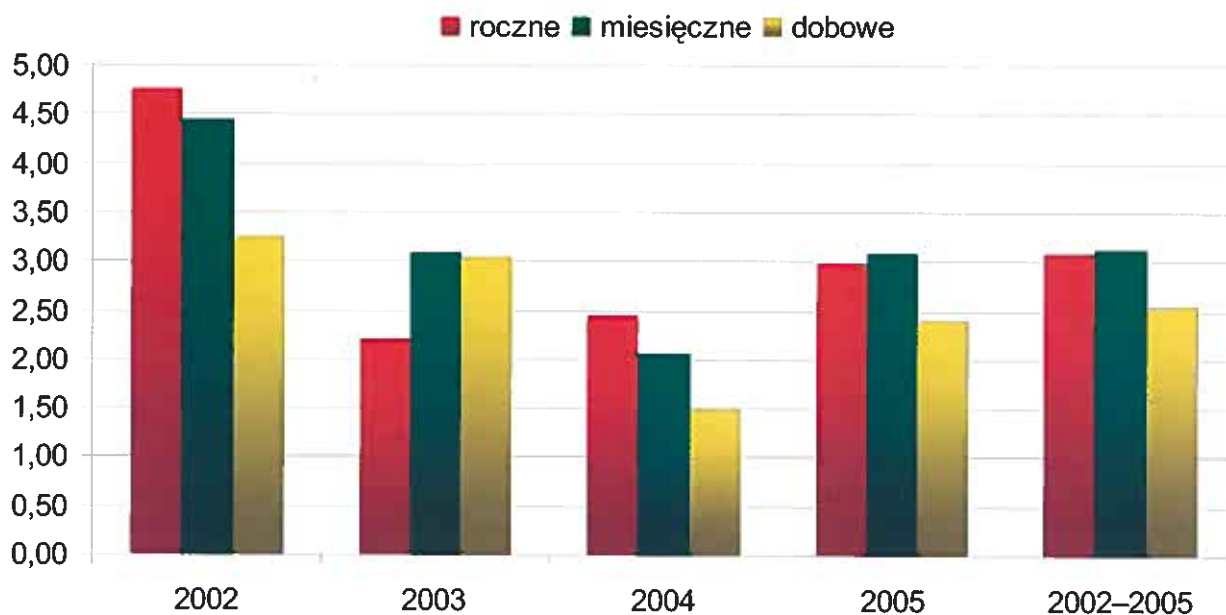
Jedynymi podmiotami zdolnymi do tego są OSP, gdyż prowadzą ruch sieci przesyłowej i dysponują środkami oraz wiedzą umożliwiającą zarządzanie ryzykiem związanym z przesyłem energii elektrycznej. Mają do dyspozycji takie środki jak zmiany grafików pracy elektrowni ze swojego obszaru działania (*redispatching*), dodatkowy zakup energii (*countertrading*), zmiana konfiguracji sieci wewnętrznej, czy ostatecznie budowa nowych linii przesyłowych. OSP powinni więc być naturalnym wystawcami praw przesyłowych, również finansowych. Zapewnienie pełnej pewności (*full firmness*) alokowanych praw powinno wiązać się z ponoszeniem całkowitej odpowiedzialności finansowej przez OSP. Oznacza to, że w każdym przypadku (poza bardzo wąsko zdefiniowanymi przypadkami działania siły wyższej) posiadacz praw przesyłowych byłby w przypadku „kasacji” przez OSP wcześniej alokowanych zdolności, uprawniony do odbioru rekompensaty w wysokości odpowiadającej pełnemu spread’owi cenowemu między rynkami, a nie jedynie ceny aukcyjnej.

Uczestnicy rynku bardzo sceptycznie odnoszą się do finansowych narzędzi zabezpieczania ryzyka przesyłu takich jak FTR i CfDs, większy nacisk kładąc na pewność alokacji. Argumentują, że koncepcja narzędzi finansowych, aczkolwiek ma rozsądną podbudowę teoretyczną nie sprawdza się w praktyce. Jako przyczyny takiego stanu rzeczy wymienia się m.in.: duże ryzyko spekulacyjne takich narzędzi (szczególnie CfDs) oraz niedostatek dobrze rozwiniętego rynku fizycznego zdolności, który powinien stanowić mocną podstawę dla wszelkich instrumentów finansowych. Zwraca się również uwagę, iż implementacja narzędzi finansowego zabezpieczania przesyłu wymaga zharmonizowania zasad handlu prawami przesyłowymi w całym obszarze UE.

Na bazie powyższych postulatów wyłania się kwestia ryzyka finansowego, jakiemu poddani byłiby OSP oferujący zdolności według bardziej restrykcyjnych dla nich zasad. W opinii uczestników rynku w chwili obecnej zachodzi sytuacja zachwianej równowagi pomiędzy ryzykiem, jakie ponoszą OSP w wyniku udostępniania swoich zdolności przesyłowych a przychodami, jakie uzyskują z tego tytułu. Całe ryzyko związane z zapewnieniem przesyłu energii spoczywa na nabywcach zdolności, gdyż jak zwrócono uwagę OSP nie ponosi w ogóle odpowiedzialności finansowej lub w ograniczonym zakresie.

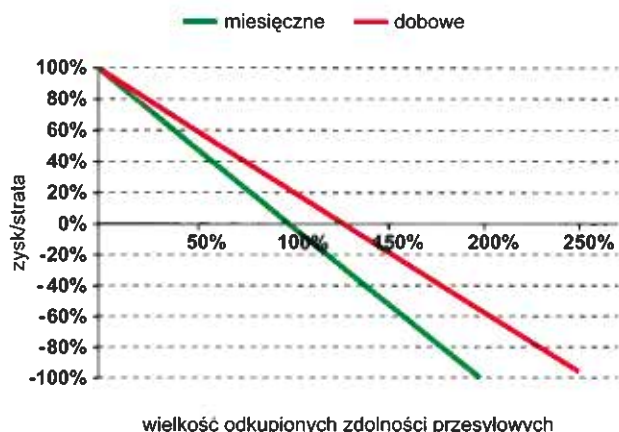
Przeprowadzona przez EFET analiza kształtowania się cen zdolności na aukcjach rocznych, miesięcznych i dziennych dostarczyła bardzo interesujących wniosków. Autorom udało się obalić mit prezentowany przez OSP mówiący, iż oferowanie przez nich zdolności przesyłowych w bardziej niezawodny sposób, przy większym stopniu pewności wywiązania się z udostępnionych uczestnikom rynku mocy jest zbyt ryzykowne. Założono sytuację, że OSP w każdym wypadku niewywiązania się odkupują od uczestnika całe sprzedane mu wcześniej zdolności. Rekompensata alternatywnie mogłaby być w wymiarze różnicy cen między rynkami. Rozważania przeprowadzono dla połączeń: Holandia-Niemcy, Holandia-Belgia, Niemcy-Dania i Francja-Wielka Brytania dla lat 2002-2005.

Dane zaprezentowane na rysunku 1 pokazują, że dla całego okresu 2002-2005 średnia cena zdolności udostępnionych w ramach aukcji rocznych była wyższa niż udostępnionych w trybie dobowym. Oznacza to zatem, że gdyby OSP byli zmuszeni do odkupienia nawet 100% alokowanych rocznie zdolności to rozliczając się z uczestnikami rynku według cen aukcji dobowych zanotowaliby w tym wypadku zysk 0,54 EUR/MWh. W przy-



Rysunek 1. Średnie ceny zdolności przesyłowych na przekrojach Holandia-Niemcy, Holandia-Belgia, Niemcy-Dania i Francja-Wielka Brytania dla poszczególnych lat w okresie 2002-2005 [EUR/MWh]

padku wykupu według cen aukcji miesięcznych zanotowałyby niewielką stratę w wymiarze 0,01 EUR/MWh. Idąc krok dalej sporządzono zestawienie (rys. 2) pozwalające ocenić jaki wpływ na potencjalne straty/zyski miałby dla OSP wolumen odkupionych zdolności. Okazało się, że operatorzy mogliby sprzedać nawet do 125% rzeczywistych zdolności przesyłowych (zakładając wykup wg cen aukcji dobowych) i w dalszym ciągu udałoby im się uniknąć strat.



Rysunek 2. Średni zysk/strata (%) dla OSP w latach 2002-2005 w zależności od wielkości odkupionych rocznych zdolności przesyłowych w trybie miesięcznym i dobowym

Równie często podnoszonym zagadnieniem przez podmioty rynkowe pozyskujące od OSP zdolności przesyłowe w ramach zarządzania przez nich ograniczeniami przesyłowymi jest kwestia maksymalizacji zdolności. Obowiązek taki narzucają na OSP zapisy Rozporządzenia (EC) 1228/2003. Pomimo jasnych reguł ww. Rozporządzenia oraz Wytycznych zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, mówiących o konieczności podejmowania dostępnych i uzasadnionych ekonomicznie środków (np. takich jak *redispatching* i *countertrading*) w celu maksymalizacji dostępnych zdolności lub co najmniej utrzymania ich na dotychczasowym poziomie, istnieje duża nieufność ze strony uczestników rynku. Mała przejrzystość działania OSP (może za wyjątkiem rynku skandynawskiego) rodzi podejrzenia o brak rzetelności działania operatorów oraz kierowanie się własnym interesem finansowym. Proponuje się wprowadzenie systemu aukcji w systemie notowań ciągłych w bieżącej dobie realizacyjnej (*intra-day market*) co pozwoliłoby, na podstawie informacji o pracy systemu najbliższej godziny realizacyjnej, na pełniejsze i bardziej precyzyjne wykorzystanie udostępnianych zdolności.

Prowadzona dotychczas dyskusja na temat potencjalnych możliwości stosowania bardziej zaawansowanych form zabezpieczania ryzyka związanego z przesyłem energii elektrycznej w handlu transgranicznym nie pozwala jednoznacznie wyrokować, czy zostaną one szerzej zaimplementowane w Europie w najbliższym czasie oraz w jakim zakresie. O ile stosunkowo

dobrze rozpoznane fizyczne prawa przesyłowe mają swoje zastosowanie w realiach rynku europejskiego, w tym i w Polsce, o tyle narzędzia finansowego zabezpieczenia wciąż stosowane są w bardzo ograniczonym zakresie. Celowości ich szerszej implementacji towarzyszy szereg wątpliwości, zarówno po stronie Operatorów Systemów Przesyłowych jak i podmiotów rynku energii. Niniejszy artykuł miał na celu zaprezentowanie pierwszych przemysłów i wniosków w tej kwestii korzystając z wyników toczącej się od jakiegoś czasu debaty między uczestnikami unijnego rynku energii. Z pewnością dalsza dyskusja pozwoli na pełniejsze wykrystalizowanie się stanowisk i oczekiwań poszczególnych zainteresowanych stron, co będzie stanowić podstawę dla ewentualnego kompromisu w kwestii zakresu implementacji przedstawionych narzędzi zarządzania ryzykiem.



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. Transmission Risk Hedging Products. Solution for the market and consequences for TSOs. ETSO Background Paper – 20 April 2006.
2. More transmission capacity for European cross border electricity transactions without building new infrastructure: improving firmness of capacity rights and maximising capacity allocation using new Regulatory incentives for transmission system operators. EFET May 2006.
3. Steven Stoft: Power System Economics, February 2002.
4. Protokół z warsztatów zorganizowanych przez ERGEG System Operation Task Force w siedzibie CEER w Brukseli 20 listopada 2006 r. z udziałem przedstawicieli Komisji Europejskiej, ETSO i EFET.
5. 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.
6. Rozporządzenie (EC) nr 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w transgranicznej wymianie energii elektrycznej.
7. Decyzja Komisji Europejskiej z 9 listopada 2006 r. zmieniająca Załącznik do Rozporządzenia (EC) nr 1228/2003 w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej.

ENERGY PACKAGE – STRATEGIA UNII EUROPEJSKIEJ

Przedstawiamy Państwu artykuły, które ukazały się w specjalnym dodatku do numeru 704 (10/01/2007) dwutygodnika „Europolitics Energy”. Dodatek ten w całości poświęcony został Energy Package¹⁾ – tzw. Pakietowi Energetycznemu opublikowanemu 10 stycznia 2007 r. przez Komisję Europejską. Jest to zbiór dokumentów, które wyznaczają kierunek obecnej strategii Unii Europejskiej. Dokumenty są obszernie i przekrojowe. Artykuły zamieszczone poniżej zawierają kwintesencję najważniejszych wątków strategii.

Tłumaczenia dokonane zostały przez pracowników Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE za zgodą wydawcy Europolitics/Europolitique (www.europolitics.info).

ENERGIA

Energia „poprawna politycznie”

Hughes Belin

10 stycznia 2007 r. Komisja Europejska opublikowała pakiet dokumentów pod wspólną nazwą *Energy Package*. Składa się on z 12 dokumentów o znaczeniu strategicznym, które obejmują wiele obszarów wspólnotowej polityki energetycznej.

Strategiczna wizja zawarta w opublikowanym Pakiecie dokumentów opiera się na podstawowym założeniu, że coraz większe zużycie energii jest nieuchronne, a co za tym idzie nie ma ucieczki przed wyzwaniem rosnącego popytu na energię. Podjęcie nowych działań jest więc konieczne.

Przy ich podejmowaniu należy uwzględniać jak największą redukcję emisji CO₂ na terenie Wspólnoty, ponieważ „nie można już kontynuować obecnej polityki UE w tym zakresie”.

Dlatego Komisja proponuje niemalże „nową rewolucję przemysłową”, dzięki której gospodarka europejska zyskałaby nowe, niskoemisyjne oblicze.

Nie chodzi tu o całkowitą zmianę dotychczasowych sposobów wykorzystania energii, ale raczej o ogromną promocję inwestycji w nowe technologie (takie jak biopaliwa – zwłaszcza drugiej generacji, odnawialne źródła dla energii elektrycznej oraz dla ciepłownictwa i klimatyzacji, wodór, rozszczepianie jądra atomu czwartej generacji, synteza termojądrowa, sekwestracja i składowanie dwutlenku węgla) oraz infrastrukturę (połączenia transgraniczne, zewnętrzne drogi zaopatrywania).

Przedmiotem ostrych sporów były liczby, które ujawniono dopiero na końcu. Wiadomo już ostatecznie, że

w 2020 r. ma być osiągnięty 20% udział energii odnawialnej w całkowitej produkcji energii. W tym samym czasie ma być zmniejszona emisja CO₂, również o 20%. Celem dla biopaliw jest 10% udziału w rynku.

W trakcie politycznej debaty nad problemem pojawiły się naciski na Komisję Europejską, szczególnie ze strony sektora przemysłowego, a także organizacji pozarządowych zajmujących się ochroną środowiska.

Częścią strategii są działania w ramach zewnętrznej polityki energetycznej. W tym zakresie Komisja przedstawiła propozycje idące nawet dalej niż propozycje Rady. Mianowicie Komisja proponuje listę działań, które mają być podjęte jak najszybciej, a przewidują one nowe formy współpracy na wielu międzynarodowych frontach (niemniej jednak nie zawierają nowego otwarcia jeśli chodzi o kraje OPEC czy państwa regionu Zatoki Perskiej). Ich celem jest rozszerzenie wpływu Unii Europejskiej na międzynarodowym rynku energii.

Rynek wewnętrzny

Dotychczas Komisja pragnęła jak najszybciej pokonać wszelkie przeszkody na drodze do pełnej liberalizacji na rynkach energii elektrycznej i gazu. Obecnie wygląda na to, że nastąpiło znaczne spowolnienie tego procesu, albowiem Komisja dała sobie aż trzy lata na pełną ocenę, czy wewnętrzny rynek energii działa poprawnie.

W tym celu Komisja proponuje dwie formy wydzielenia działalności sieciowej z przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo (głównie są to przedsiębiorstwa zasiedziające, które podejrzewa się o blokowanie wejścia na ich macierzyste rynki). Mianowicie może być to *unbundling* właścicielski (przeniesienie własności sieci) lub ustanowienie niezależnych operatorów sieciowych.

W celu zwiększenia uprawnień organów regulacyjnych Komisja proponuje trzy rozwiązania, w których przewiduje się przekazanie regulacji aspektów technicznych dotyczących Wspólnoty do Komisji, Europejskiej Grupy Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG-u) lub do nowego organu.

Ustępstwa

W przeszłości zdarzało się już, że Komisja zmieniała zdanie w sprawie wielu ambitnych planów i zamierzeń. W tym momencie Komisja zaproponowała z entuzjazmem, że w 2007 r. dokona analizy wymogów publikowania danych w sprawie krajowych stanów zapasów i w sprawie współpracy Wspólnoty w przypadku wezwania Międzynarodowej Agencji Energii do uwolnienia zapasów. Wynika z tego, że zamierzenia grun-

1) http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/index_en.htm

townej przebudowy tego obszaru z 2002 r. (notabene zablokowane przez Radę i Parlament) rozpadły się w gruzy. Tym razem Komisja nic nie wspomina o stworzeniu niezależnych krajowych agencji, o polepszeniu jakości zapasów ani o uwalnianiu zapasów, co mogłoby nieco uspokoić spekulacje na ten temat.

Ustąpiono także w kwestii samych zapasów gazu. A przecież w trakcie zeszłorocznego kryzysu pomiędzy Ukrainą a Rosją była mowa o czymś więcej – o stworzeniu takiego mechanizmu, jaki funkcjonuje na rynku ropy.

Dziś zwyciężyło myślenie realistyczne, ale ponieważ jest to kosztowna inicjatywa, więc najpierw trzeba dobrze oszacować jej koszty.

Do kolejnych tematów, których strategia w ogóle nie jest rozwijana, należy efektywność energetyczna, a przecież pod koniec 2006 r. w tym zakresie przedstawiono specjalny Plan Działania (*Action Plan*).

Znamiennym jest, że w aneksach zawierających zestawienie kosztów energii w zależności od źródeł energii (dla wytwarzania energii elektrycznej, dla ciepłownictwa/chłodzenia i dla transportu) nie uwzględniono kosztów służących zwiększeniu efektywności energetycznej, a przecież wydatki na ten cel należą do najtańszych sposobów zaoszczędzenia energii.

Zupełnie zapomniano o stronie popytowej – tak bardzo promowanej w Zielonej Księdze z 2000 r. Prawie obsesyjna obawa o wzrost cen i niestabilność źródeł zepchnęły na drugi plan myślenie o zmniejszaniu zużycia.

W przyszłości strategia europejska w sektorze energii będzie się koncentrować przede wszystkim na aspektach dostaw i źródeł, co można zaobserwować na podstawie kierunków prowadzonej współpracy partnerskiej – co prawda istnieje wyjątek, a jest nim międzynarodowa inicjatywa w sprawie charakterystyki produktów zużywających energię.

Komisja nie uznała za konieczne i nie opublikowała głębszej analizy problemu zależności od ropy czy strategii w sprawie gazu, a przecież ten ostatni jest – przynajmniej na dziś – nieodzownym składnikiem całości, jaką jest konkurencyjna, przyjazna środowisku i bezpieczna energia.

WSPÓLNY RYNEK ENERGII

Komisja jest zdeterminowana, by otworzyć rynek... za trzy lata

Hughes Belin

Najnowszy coroczny raport w sprawie wdrażania przepisów wspólnotowych mających na celu liberalizację sektora energii elektrycznej i sektora gazu skłania do refleksji jeszcze bardziej niż poprzedni. Tym razem Komisja Europejska wyraża duże niezadowolenie i twierdzi, że pomimo poprawnego wdrażania Dyrektyw 2003/54 (energia elektryczna) i 2003/55 (gaz), to i tak za mało – dyrektywy muszą zostać wzmocnione, ponieważ obszary wskazane do poprawy były znane wszystkim graczom już dawno: niedyskryminacyjny dostęp do sieci, nierówna

konkurencja, korzystne rozwiązania dla inwestycji i małych odbiorców. Komisja Europejska, po uzyskaniu wsparcia ze strony krajów członkowskich na wiosennej sesji Rady Europejskiej, zaproponuje trzeci „Pakiet liberalizacyjny”, chociaż nie został on dosłownie przywołany w raporcie. Jakkolwiek nie podano dokładnej daty (data taka pojawia się tylko w dokumencie w sprawie ogólnej strategii), to można wywnioskować, że całkowity proces wdrażania nowego prawa może trwać nawet trzy lata.

Rewolucja

Pytanie, czy *unbundling* (wydzielenie sieci) będzie właścicielski, czy nie, jeszcze nie znalazło swojej odpowiedzi. Ten gorący temat w 2006 r. został nieco wyciszony na wyraźne żądanie Przewodniczącego Komisji Europejskiej, Barroso, i Komisarza ds. Przedsiębiorstw i Przemysłu, Verheugena. Komisarze Kroes (Konkurencja) i Piebalgs (Energia), którzy optowali za rozdziałem właścicielskim w celu ostatecznego zlikwidowania powiązań pomiędzy wytwarzaniem/sprzedażą a przesyłem/dystrybucją energii, nie byli w stanie oprzeć się naciskom płynącym z Paryża i Berlina w tejże kwestii. Mimo wszystko Komisja Europejska wciąż proponuje, choć niezdecydowanie, *unbundling* właścicielski. Jako opcję alternatywną Komisja przewiduje utworzenie niezależnego operatora sieciowego, który byłby odpowiedzialny za całość utrzymania, obsługi i rozwoju sieci. W tym wypadku własność sieci pozostałaby w ramach zasiedziały przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, które miałyby przewidziany prawnie stały przychód za działalność sieciową. Nie trzeba dodawać, że operatorzy systemów przesyłowych nie są nastawieni pozytywnie do tego rozwiązania.

Choć raport opowiada się jasno za pierwszym rozwiązaniem, to dopiero podczas wiosennego spotkania liderzy Unii Europejskiej podejmą konkretne decyzje. To samo dotyczy uprawnień organów regulacyjnych: raport wyraźnie wskazuje na konieczność zwiększenia ich uprawnień w poniższych dziedzinach: dostęp trzeciej strony do sieci, dostęp do zdolności magazynowych, mechanizm bilansowania, monitoring rynków (zwłaszcza zmiany stanów magazynowych), zgodność z zasadami *unbundlingu* operatorów dystrybucji, kwestie transgraniczne, prawa odbiorców, pozyskiwanie informacji i nakładanie kar. Jednakże Komisja i w tym zakresie nie daje jasnego sygnału i obiecuje wzmocnić obecne ramy prawne w wyżej wymienionych obszarach. Uprawnienia organów regulacyjnych okazują się być także obszarem drażliwym, albowiem państwa członkowskie przejawiają pragnienie zachowania za wszelką cenę możliwości kształtowania własnej polityki regulacyjnej w sektorze energii elektrycznej i gazu.

Obietnice

Komisja obiecuje nowe zalecenia w sprawie przejrzystości na rynku energii elektrycznej i rynku gazu. Także kontrakty długoterminowe będą podlegać anali-

zie. Komisja zbada również możliwości prawnego wydzielenia operatorów magazynowych dla gazu, jak również nowe, surowsze wytyczne w tym zakresie. Zostanie też sprawdzona transgraniczna współpraca operatorów systemów przesyłowych dla energii elektrycznej i gazu pod kątem jej skuteczności i efektywności. W celu ułatwienia nowych inwestycji zostanie dokonany przegląd procesu zwolnień dla gazociągów. Dla energii elektrycznej nie przewiduje się konkretnych propozycji.

W obszarze małych odbiorców Komisja przyjrzy się uwarunkowaniom dla stosowania zasady zwolnienia z *unbundlingu* operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy obsługują mniej niż 100 tys. odbiorców. Zostanie zaproponowana Karta Odbiorców Energii, w której będą zawarte kwestie braku dostępu do energii, dostępu do informacji, procedur zmiany sprzedawcy i ochrony przed nieuczciwą lub tzw. złą sprzedażą. Zostanie przeanalizowana częstość odczytów liczników, tak by umożliwić odbiorcom lepsze dostosowanie się do zmiennych sytuacji na rynku.

Komisja Europejska na chwilę obecną wzywa Radę i Parlament Europejski do porozumienia w sprawie listy priorytetów i obszarów, w których działania są niezbędne. Komunikat w sprawie tych działań zostanie opublikowany w ciągu 2007 r.

Działanie

Trzeba przyznać, że w 2006 r. Komisja w zeszłym roku podejmowała działania w obszarach, w których to było możliwe. Należy przypomnieć, że Komisja otworzyła wiele postępowań o naruszenie przepisów Dyrektyw elektroenergetycznej i gazowej, z których 26 zakończy się w ciągu kilku najbliższych miesięcy werdyktem Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości. Zostały one otwarte względem 16 państw, a dotyczą zwłaszcza cen regulowanych – kwestii ważnej dla Komisji, jak również nieodpowiedniego *unbundlingu*, preferencyjnego dostępu do sieci dla kontraktów długoterminowych, nierównych uprawnień organów regulacyjnych i braku wskazywania źródeł pochodzenia energii.

Komisja zakończyła przegląd przepisów prawnych w poszczególnych krajach i zamieściła bardzo interesujące wnioski w ramach szczegółowego raportu dotyczącego postępu w otwieraniu rynków dla każdego państwa członkowskiego. Wraz z ostatecznym raportem w sprawie dochodzenia w sektorze energii elektrycznej i gazu przedstawionym przez Dyрекcję Generalną ds. Konkurencji, wyżej wymieniony raport stanowi kolejny argument przemawiający za propozycjami przedstawianymi przez Komisję.

W 2006 r. Komisja Europejska przeszukała siedziby wielu operatorów energii elektrycznej i gazu. Grupa Europejskich Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu, mając wsparcie ze strony Komisji, utworzyła tzw. inicjatywy regionalne w celu usunięcia przeszkód na drodze integracji rynkowej. Dodatkowo, od 1 grudnia 2006 r.

obowiązują nowe wytyczne w sprawie zarządzania ograniczeniami dla sieci energii elektrycznej. Wydaje się jednak, że wszystkie te działania wciąż są niewystarczające.

KONKURENCJA

Obciążający raport dochodzeniowy w sektorze

Hughes Belin

Komisja Europejska opublikowała ostateczne wyniki raportu dochodzeniowego, badającego stan konkurencji w sektorze energii elektrycznej i gazu. Jednakże konkluzje raportu wcale nie są zaskoczeniem dla opinii publicznej, ponieważ dwuznaczne praktyki przedsiębiorstw energetycznych zostały określone i wskazane już wcześniej. Przedsiębiorstwa nie zostały wymienione, ale można się domyśleć, o które chodzi, analizując wyniki kontroli Komisji Europejskiej, przeprowadzonych w zeszłym roku w siedzibach niektórych największych przedsiębiorstw energetycznych.

Niniejszy raport podtrzymuje ustalenia raportu w sprawie funkcjonowania rynku energii elektrycznej i gazu przedstawionego 10 stycznia 2007 r. w ramach pakietu dokumentów, tzw. *Energy Package*.

Raport dochodzeniowy zwraca uwagę na następujące dziedziny: *unbundling* (oddzielenie wytwarzania od działalności sieciowej), konsolidację pionową, brak integracji rynku (z uwzględnieniem nierównych uprawnień organów regulacyjnych względem kwestii transgranicznych) i przejrzystość rynków.

Niniejszy raport pod egidą Dyrekcyj Generalnej ds. Konkurencji nie wzywa jednak do wzmocnienia wspólnotowego prawa w obszarze konkurencji, szczególnie gdy chodzi o uprawnienia Komisji Europejskiej odnośnie fuzji i połączeń przedsiębiorstw.

Wstępne wnioski z dochodzenia zostały opublikowane już w połowie lutego zeszłego roku, a następnie rozpoczęła się nad nimi debata publiczna. W trakcie debaty zasiedziały przedsiębiorstwa energetyczne (tzw. *incumbents*) generalnie nie poparły proponowanych środków zaradczych, podczas gdy odbiorcy, przedsiębiorstwa obrotu, nowi gracze oraz władze publiczne wyraziły pełne poparcie dla takich środków w celu poprawy funkcjonowania rynków.

Proponowane działania

Dyrekcja Generalna ds. Konkurencji zamierza użyć wszelkich dostępnych jej środków w celu zmuszenia przedsiębiorstw do odsprzedaży zdolności wytwórczych lub aktywów uzyskanych w drodze koncentracji.

Dokładnemu zbadaniu zostaną poddane długoterminowe kontrakty gazowe typu i kontrakty na dostawę energii elektrycznej, jak również historyczne kontrakty transgraniczne. Jeśli chodzi o przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo, to Komisja Europejska posiada

uprawnienia do odgórnego wydzielenia działalności sieciowej z takiego przedsiębiorstwa, ale tylko w przypadku, gdy udowodni, że wyżej wymieniona struktura pionowo zintegrowana przyczyniła się do naruszenia przepisów prawa.

Komisja zwróci także uwagę na zmony pomiędzy przedsiębiorstwami zasiedzającymi, dzięki którym unikają one konkurowania ze sobą.

Komisja proponuje również, by naturalny konflikt interesów pomiędzy wytwarzaniem i działalnością sieciową, występujący w ramach struktury przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, rozwiązywać na poziomie działań regulacyjnych. Najlepszym rozwiązaniem w tym wypadku byłby *unbundling* właścicielski (wydzielenie działalności sieciowej ze struktur przedsiębiorstw zintegrowanych), a zarazem znaczne wzmocnienie współpracy operatorów sieci przesyłowych.

Raport podnosi również kwestię nieodzownego rozszerzenia uprawnień organów regulacyjnych i wzmocnienia współpracy pomiędzy nimi a operatorami systemowymi na poziomie europejskim.

Raport wskazuje także na problem niewystarczającej płynności rynków czego powodem są wyższe ceny w przededniu całkowitej liberalizacji, od 1 lipca 2007 r. Dyrekcja Generalna ds. Konkurencji wnosi w tym zakresie, by władze krajowe dokonały oceny sytuacji i podjęły konkretne działania mające na celu sprzedaż i uwolnienie zdolności wytwórczych (dla energii elektrycznej) oraz uwolnienie gazu z kontraktów długoterminowych.

W ostatniej części raportu dotyka innych kwestii istotnych dla wspólnotowego rynku: cen regulowanych, zwolnień, połączeń międzysystemowych, dostępu do gazu oraz manipulacji cenami na rynkach.

Analiza

Jeśli chodzi o integrację rynku, to rynek hurtowy energii elektrycznej ciągle nie wykracza poza wymiar krajowy.

Z tego powodu sytuacja przypomina tę sprzed liberalizacji, a przedsiębiorstwa zasiedziałe wykorzystują siłę rynkową do manipulacji cenami i ofertami. Osobne badanie koncentracji rynku w sektorze energii elektrycznej, sprawdzające sytuację na rynku godzina po godzinie, ujawniło, że koncentracja wciąż jest bardzo wysoka, nawet poza godzinami szczytu, a dodatkowo wzmocniają ją niekiedy kontrakty długoterminowe. W każdym bądź razie połączenia międzysystemowe (transgraniczne) nie wystarczają do zmniejszenia koncentracji na rynku.

Brak *unbundlingu* ma negatywny wpływ na funkcjonowanie rynku i na zachęty do rozbudowy sieci. Stanowi to główną przeszkodę dla nowych graczy w wejściu na rynek, a także jest zagrożeniem dla bezpieczeństwa dostaw. Inną formą konsolidacji pionowej są kontrakty historyczne na import/dostawę gazu, które zabraniają przedsiębiorstwom zasiedzającym działać na rynkach hurtowych, co czyni te rynki mniej płynnymi.

Integracja rynku nie jest wystarczająca, a przedsiębiorstwa zasiedziałe bardzo rzadko podejmują działania poza swoim macierzystym terenem. Dzieje się tak na skutek niewielkich zdolności przesyłowych połączeń transgranicznych, co również powoduje przeciążenia i zniechęca nowych graczy do wejścia na rynek. Tę niekorzystną sytuację dodatkowo pogłębia rozbieżność rynków.

Nie ma wystarczającej informacji użytkowej (rzetelnej i na czas) na temat transportu i zdolności magazynowej w sektorze gazu.

Co więcej, zasady transparentności dla energii elektrycznej różnią się w bardzo dużym stopniu w poszczególnych krajach.

Sposób ustalania cen jest niewystarczająco efektywny i przejrzysty, by odbiorcy mogli odnosić korzyści z liberalizacji. Dyrekcja Generalna ds. Konkurencji stwierdziła, że ceny które najlepiej odzwierciedlają koszty na skutek optymalizacji systemu, są istotą liberalizacji, do czego należy dążyć. Indeksowanie cen gazu do cen ropy stoi w sprzeczności z zasadą ceny kształtowanej przez popyt i podaż. W sektorze energii elektrycznej ceny regulowane stoją w zupełnej sprzeczności z rozwojem konkurencyjnego rynku.

Na rynkach detalicznych konkurencja najczęściej jest ograniczana długim czasem trwania i specyfiką relacji pomiędzy przedsiębiorstwami zasiedzającymi i ich klientami przemysłowymi, jak również brakiem alternatywnych możliwości zakupów.

Na rynkach bilansujących dla energii elektrycznej i gazu faworyzowane są przedsiębiorstwa zasiedziałe. Obszary bilansujące często są ograniczone terytorialnie, a rynki zbyt rozbieżne.

Rynek LPG – płynnego gazu ziemnego – został częściowo otwarty dla nowych graczy, co zwiększyło jego przejrzystość. Niemniej jednak istnieją jeszcze inne możliwości dla poprawy na tym rynku.

SIECI

Rozwój sieci w centrum zainteresowania strategii energetycznej

Hughes Belin

Na spotkaniu Rady Europejskiej w Barcelonie w 2002 r. przywódcy europejscy uzgodnili, że poziom elektroenergetycznych połączeń międzysystemowych pomiędzy państwami członkowskimi powinien stanowić co najmniej 10% mocy wytwórczych. Nawiasem mówiąc, liczba ta, równoważna inwestycjom wartym miliardy euro, nie wyszła poza analizy ekonomiczne i oceny wpływu! Obecnie UE jest daleko od osiągnięcia tego poziomu. Roczny poziom nakładów inwestycyjnych dochodzący jedynie do 200 mln euro to o wiele za mało, by osiągnąć poziom 30 mld euro, jakie winny być zainwestowane do 2013 r. w ukończenie projektów inwestycyjnych o priorytetowym znaczeniu z zakresu transeuropejskich sieci elektroenergetycznych i gazowych.

Brak interkonektorów został zdefiniowany przez UE jako główna przeszkoda na drodze do otwarcia rynków energii oraz do ich penetracji przez OZE. Mówiąc krótko, Komisja Europejska postanowiła „złapać byka za rogi”, proponując – jako część swojego Pakietu Energetycznego z 10 stycznia – plan realizacji priorytetowych połączeń międzysystemowych celem usprawnienia inwestycji w sektorze. Wyzwanie jest bardzo proste: „Jeśli UE będzie kontynuowała swoje dotychczasowe podejście do infrastruktury, to żaden spośród celów strategii energetycznej nie zostanie osiągnięty”.

Słabe ogniwa w łańcuchu

Komisja zamierza działać na kilku płaszczyznach. Po pierwsze, zidentyfikowała kluczowe projekty infrastrukturalne napotykające na znaczne problemy. W sektorze energii elektrycznej jedenaście interkonektorów zalicza się do takiej kategorii: Kassø (Dania) – Hamburg/Dollern (Niemcy); Hamburg/Krümmeel (Niemcy) – Schwerin (Niemcy); Halle/Saale (Niemcy) – Schweinfurt (Niemcy); St Peter (Austria) – Tauern (Austria); Südburgenland (Austria) – Kainachtal (Austria); Dürnrohr (Austria) – Slavtice (Czechy); Udine Ovest (Włochy) – Okroglo (Słowenia); połączenie między Polską i Litwą; Sentmenat (Hiszpania) – Becanó (Hiszpania) – Baixas (Francja); Moulain (Francja) – Aubange (Belgia) oraz kabel podwodny pomiędzy UK i Holandią.

W sektorze gazu ziemnego UE zdecydowała się stworzyć tzw. czwarty korytarz w celu otwarcia się na dostawy z regionu Morza Kaspijskiego, dywersyfikując tym samym kierunki dostaw gazu. Sztandarowym projektem o zasadniczym znaczeniu jest tutaj projekt budowy gazociągu Nabucco, który przechodziłby przez Turcję, Bułgarię, Rumunię, Węgry i Austrię. Wymienienie go w tym miejscu nie oznacza, że projekt ten napotyka na opóźnienia. Według planu jego budowa winna się rozpocząć w 2008 r., a jej zakończenie i oddanie do eksploatacji przewidziano na 2011 r. Komisja odnotowuje znaczące opóźnienia w realizacji projektu GALSI, gazociągu łączącego Algierię z Włochami via Sardinia z odgałęzieniem biegnącym do Francji przez Korsykę. Komisja wierzy także, że rozwój sieci dystrybucyjnej (*downstream*) ma zasadnicze znaczenie w dostarczeniu do klientów w UE, w szczególności zaś rozwój sieci pomiędzy Niemcami, Danią i Szwecją oraz pomiędzy Niemcami, Beneluksem i rynkami brytyjskimi. Wreszcie Komisja zbada, czy istnieją podstawy do opublikowania, w 2007 r. planu działania dla LNG (gazu skroplonego).

Koordynatorzy

Komisja zaproponuje wkrótce nominacje czterech europejskich koordynatorów w celu usprawnienia wykonania następujących projektów: połączenia elektroenergetycznego pomiędzy Niemcami, Polską i Litwą (w szczególności linii Alytus – Etk); połączeń z farmami wiatrowymi

w Europie Północnej (Danii, Niemczech i Polsce); połączenia pomiędzy Francją i Hiszpanią (Sentmenat-Becanó-Baixas); gazociągu Nabucco.

W kolejnym rządzie pod uwagę może być wzięte wyznaczenie koordynatorów dla realizacji serii projektów: linii wewnątrz oraz do Austrii; połączeń pomiędzy Włochami a Słowenią; linii pomiędzy UK a kontynentem; linii Moulaine-Aubange; gazociągu GALSI; gazociągu Szwecja-Dania-Niemcy; gazociągów *downstream* pomiędzy Niemcami, Holandią, Belgią i UK; oraz różnych projektów budowy terminali, LNG, które są opóźnione. Plan priorytetowych połączeń międzysystemowych zawiera także obszerny aneks, który ustanawia zasady postępowania dla 42 europejskich projektów tzw. *we wspólnym interesie* oraz dla projektów LNG.

Ustanawianie koordynacji

W 2007 r. Komisja planuje stopniowo zwiększać poziom koordynacji pomiędzy operatorami systemów przesyłowych. Po pierwsze, zaproponuje utworzenie nowej europejskiej instytucji zrzeszającej OSP, odpowiedzialnej za skoordynowane planowanie sieci oparte na trendach zaobserwowanych w zakresie paliw oraz w miejscach wytwarzania i zużycia energii.

Usprawnianie

W 2007 r. Komisja dokona także przeglądu wytycznych w sprawie sieci transeuropejskich w celu umożliwienia państwom członkowskim usprawnienia procedur planowania, zatwierdzania i budowy interkonektorów tzw. *w interesie europejskim* oraz w celu skrócenia czasu ich realizacji do pięciu lat. Kryteria identyfikacji takich projektów będą bardzo surowe. Projekty tego typu powinny znacząco oddziaływać na przepływy energii elektrycznej oraz handel w rozpatrywanych regionach, a fazy planowania i autoryzacji muszą być przejrzyste i realne. Wymagane będzie także, by wartość dodana w skali europejskiej była trwała i znacząca, a projekt został zaakceptowany przez wszystkie strony.

Budżet

Wreszcie, w 2008 r. Komisja ma zastanowić się nad weryfikacją budżetu na cele związane z sieciami transeuropejskimi. Obecnie budżet ten wynosi jedynie 20 mln euro rocznie, czyli śmiesznie małą kwotę w porównaniu z sumami przeznaczanymi na europejskie sieci transportowe. Jest ona dalece niewystarczająca w zderzeniu z potrzebami wynikającymi z tytułu: realizacji inwestycji polegających na przyłączaniu na wielką skalę farm wiatrowych do sieci, rozszerzenia UE, powiększenia europejskiego wspólnego rynku energii o państwa bałkańskie oraz rozszerzenia systemu pracy synchronicznej UCTE na państwa byłego ZSRR bądź państwa basenu Morza Śródziemnego (za pomocą Med-Link).

Ewentualnej weryfikacji winny także zostać poddane studia wykonalności, finansowane z puli przeznaczonej na transeuropejskie linie energetyczne, po to, aby ich późniejsza realizacja mogła uzyskać większy wymiar w skali europejskiej. W dziedzinie gazu studia mogłyby obejmować zagadnienia z obszaru standardów jakości, prawdopodobieństwa technicznej harmonizacji oraz wpływu, jaki wywierają na sieci wewnętrzne gazociągi dostarczające gaz spoza terytorium UE. Komisja będzie starała się włączyć do finansowania niektórych projektów inne europejskie instrumenty finansowe, takie jak Fundusze Strukturalne lub Sąsiedzki Fundusz Inwestycyjny – dla państw niebędących członkami UE.

ENERGIA ODNAWIALNA

20% udział źródeł odnawialnych w 2020 r. – Mapa Drogowa

Hughes Belin

Unia Europejska musi mocno przyspieszyć, jeśli rzeczywiście chce wykorzystać potencjał tkwiący w odnawialnych źródłach energii, ponieważ dotychczasowe środki okazały się albo niewystarczające, albo niestosowane. *Energy Package* opublikowany 10 stycznia 2007 r. zawiera Mapę Drogową (*Road Map*) mającą ułatwić państwom członkowskim osiągnięcie celu 20% udziału energii ze źródeł odnawialnych w całości zużytej energii w 2020 r. Pozwoli to oszczędzić 252 mln ton ekwiwalentu ropy (Mtoe), a zmniejszenie emisji CO₂ dla regionu oblicza się na 708 mln ton rocznie. Przyjmując, że baryłka ropy kosztuje 78 dolarów, a koszt emisji 1 tony CO₂ wynosi 25 euro, to dodatkowe koszty całkowicie się wyrównują. Sumując, istnieje potrzeba radykalnej zmiany, jeśli chcemy jak najwięcej skorzystać z możliwości, jakie oferują odnawialne źródła energii w kontekście ochrony środowiska, bezpieczeństwa dostaw w UE i konkurencyjności europejskiej gospodarki. Zresztą już jest ona liderem na rynku energii odnawialnej, ponieważ ma 60% udział w światowym rynku technologii stosowanych w tym sektorze. Sektor energii odnawialnej zatrudnia w Europie 200 tys. pracowników, a jego roczne obroty wynoszą 10 mld euro. Ponadto, większość procesów ekonomicznych związanych z odnawialnymi źródłami energii zachodzi w rolnictwie i obszarach pokrewnych.

Trzy sektory

Mapa Drogowa skupia się w szczególności na trzech sektorach: energii elektrycznej, transporcie i ciepłownictwie oraz chłodzeniu. *Energy Package* zawiera dwa dokumenty, z których na każdy składa się analiza i propozycje działań mających zintensyfikować wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz zwiększenie produkcji biopaliw.

Oznacza to, że ciepłownictwo i chłodzenie nie zajęły istotnego miejsca w ramach *Energy Package*, ponieważ Komisja nie przedstawiła nowych propozycji legislacyjnych z tego zakresu, i to pomimo własnych wcześniejszych obietnic, a nawet wezwań ze strony Parlamentu Europejskiego. Jest to błąd we wspólnotowej polityce energetycznej, który będzie dużo kosztował, a to z czterech powodów.

Po pierwsze, tenże sektor stanowi 50% całkowitego popytu na energię w Unii Europejskiej. Po drugie, wspólnotowe prawo daje jedyną możliwością zainicjowania zasadniczych i konkretnych zmian w zachowaniach, zarówno decydentów politycznych, jak i rynku. Po trzecie, jeśli chodzi o zyskowność, to i tak wygląda na to, że wiele zastosowań energii odnawialnej w sektorze szybko zacznie się zwracać, w odróżnieniu od produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (jak biopaliwa), których rozwój jest uzależniony od systemów wsparcia. Po czwarte, istnieje bardzo duży potencjał odnawialnych źródeł energii w sektorze ciepłownictwa i chłodzenia: wykorzystanie „zielonej” energii (obecnie 9-10%) może być nawet podwojone do 2020 r. Stanie się tak na skutek większego wykorzystania biomasy oraz zwiększenia efektywności energetycznej budynków i systemów energetycznych. Również przyczyni się do tego kogeneracja bazująca na biomasie oraz energia ze źródeł geotermalnych i słonecznych. Odnośnie braku legislacji w tym obszarze Komisja zapewnia jednak, że przedstawi odpowiednie propozycje w 2007 r.

Środki celowe

Oprócz środków przewidzianych do zastosowania w powyższych trzech sektorach, Komisja planuje zaproponować dodatkowe środki prawne w celu usunięcia pozostałych istniejących przeszkód dla jak najszerszego włączenia odnawialnych źródeł energii do systemu energetycznego UE. Komisja ma również zamiar przedsięwziąć działania w obszarze przyłączeń i rozwoju sieci, przepisów dotyczących budów, przeszkód administracyjnych dotyczących innowacyjnych MSP (małe i średnie przedsiębiorstwa) oraz procedur certyfikacyjnych. Komisja wdroży także lepsze wykorzystywanie funduszy wspólnotowych, w szczególności Funduszy Strukturalnych i Funduszu Spójności, funduszy współpracy i Wspólnotowej Polityki Rolnej, tak by lepiej wspierały trwałé wykorzystywanie źródeł energii odnawialnej. Program „Inteligentna Energia dla Europy” będzie kontynuował wysiłki w celu rozpowszechniania innowacyjnych procesów i ich promowania na rynku. Priorytetami dla programów badawczych i rozwoju będą technologie niskoemisyjne.

Władze lokalne i regionalne mogą także przyczynić się do osiągnięcia wyżej wymienionych celów poprzez upraszczanie procedur administracyjnych, poprawę systemów planowania oraz uwzględnianie odnawialnych źródeł energii w swoich planach zagospodarowania przestrzennego.

Cele obowiązkowe

Doświadczenie uczy, że tylko obowiązkowe cele – jasno i dokładnie postawione – mogą przynieść skutek, ponieważ dzięki tak postawionym celom inwestorzy i inni uczestnicy rynku mają długookresową i stabilną perspektywę, a środowisko regulacyjne jest korzystne dla rozwoju odnawialnych źródeł energii. Przykładowo, producenci samochodów już teraz pracują nad rozwojem aut napędzanych biopaliwem, a wyjadą one na drogi dopiero w 2020 r. Ogólny cel 20% wymaga znacznego zwiększenia wykorzystania „zielonej” energii w wyżej wymienionych trzech sektorach i zdaniem Komisji „jest to wykonalne”. Mapie Drogowej towarzyszy dokument pt. Ocena Wpływu.

Komisja wyjaśnia w sposób lakoniczny, że przyszłe ramy prawne dotyczące wykorzystywania odnawialnych źródeł energii powinny pozostawiać pewną swobodę państwu członkowskiemu w rozwijaniu poszczególnych sektorów.

Komisja planuje także ujednoczenie mechanizmów wsparcia „zielonej” energii na poziomie Wspólnoty, aby następnie w długim okresie włączyć je do wspólnego rynku energii elektrycznej. Pozostaje to w zgodzie z oczekiwaniami sektora energii konwencjonalnej i dużych odbiorców energii.

Komentarz

Ustanowienie celu ogólnego kładzie jasny kres celów szczegółowych na poziomie europejskim dla poszczególnych sektorów (poza sektorem biopaliw – który ma własny cel), a zwłaszcza dla „zielonej” energii elektrycznej. Nowy cel, o ironio, nie różni się zbytnio od celów określonych dla 2010 r. Nowe podejście „bez celów” jest utrudnieniem dla tak oczekiwanych nowych środków prawnych mających promować energię odnawialną dla ciepłownictwa i chłodzenia. Perspektywa średnioterminowa, która pozwoliła rozwinąć się sektorowi energii odnawialnej, w szczególności energii wiatrowej, obecnie znajduje się w stanie zagrożenia.

ZIELONA ENERGIA

Wytwarzanie ze źródeł odnawialnych bliższe celu przewidzianego na 2010 r.

Hughes Belin

Energia elektryczna ze źródeł odnawialnych osiągnie w skali całej UE prawdopodobnie poziom 19% całkowitej produkcji energii elektrycznej do 2010 r. Wartość ta jest tylko nieznacznie mniejsza od celu 21% ustanowionego w Dyrektywie 2001/77/EC w sprawie promowania wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.

10 stycznia został opublikowany, jako część Pakietu Energetycznego, roczny raport KE w sprawie implementacji tejszej dyrektywy.

W 2005 r. energia elektryczna ze źródeł odnawialnych stanowiła 15% całkowitej produkcji w UE, z czego 10% pochodziło z elektrowni wodnych, a 2,6% z wiatrowych. W przypadku tych danych należy jednak uwzględnić wyższą niż zakładano konsumpcję energii elektrycznej (roczny wzrost na poziomie 2%), co w rzeczywistości obniża udział energii odnawialnej o 1%. Warto także odnotować, że za wyjątkiem Niemiec i Hiszpanii, które odnotowały znakomite wskaźniki wzrostu, jedynie nieliczne państwa członkowskie osiągnęły realny postęp.

Zróznicowanie

Komisja Europejska dokonała podziału dwudziestu państw na pięć grup w zależności od osiągnięć i zastosowanych środków. W pierwszej grupie, w której osiągnięcie założonego celu jest pewne nawet przed 2010 r., znajdują się: Dania – światowy lider w dziedzinie przybrzeżnych elektrowni wiatrowych, Niemcy – światowy lider energetyki wiatrowej, oraz Węgry, które od 2004 r. odnotowują trwały wzrost spowodowany wprowadzeniem współspalania biomasy.

Drugą grupę państw „na właściwej drodze” (z dużymi szansami na osiągnięcie założonych celów do 2010 r.) stanowią: Finlandia (woda i biomasa); Irlandia szczytująca się wdrożeniem nowego systemu wspierania typu feed-in; Luksemburg, który ostatnio postąpił podobnie oraz posiada silne sektory fotowoltaiczny i biogazowy; Hiszpania – dzięki trwałości wzrostowi wytwarzania w elektrowniach wiatrowych (drugi na świecie producent), niemniej jednak duży wzrost zużycia energii elektrycznej przyćmiewa nieco imponujący rozwój źródeł odnawialnych; Holandia, która, niestety, zamroziła ostatnio wsparcie dla budowy dużych jednostek wytwórczych wiatrowych (przybrzeżnych) oraz spalających czystą biomasę.

Trzecią grupę stanowi sześć państw, które mają znaczne szanse na osiągnięcie celu zakładanego na 2010 r. Mechanizmy wsparcia w Czechach, Litwie, Polsce i Szwecji nie są jeszcze wystarczająco atrakcyjne. W Słowenii wysoki roczny wzrost produkcji energii elektrycznej (4,5%) przyćmił udział „zielonej” energii. Natomiast w Wielkiej Brytanii rządowa polityka w sprawie energetyki odnawialnej zmienia się i jest nakierowana na osiągnięcie celu określonego na poziomie 10% w 2010 r.

Wszystkie państwa członkowskie dokonały transpozycji dyrektywy, niemniej jednak wobec sześciu z nich (Austrii, Cypru, Grecji, Irlandii, Włoch i Łotwy) otwarte zostały postępowania w związku z naruszeniami wynikających z niepełnej transpozycji tejszej dyrektywy.

Czwarta grupa składa się z państw, które ciągle stoją przed potrzebą podjęcia znacznego wysiłku w celu pobudzenia rozwoju energetyki odnawialnej. Krajami tymi są: Belgia, Grecja i Portugalia, która szczęśliwie dokonała znaczącego postępu od 2004 r.

Ostatnia, piąta grupa „czarnych owiec” liczy ośmiu członków: Austrię, Cypr, Estonię, Francję, Włochy, Łotwę, Maltę i Słowację.

Źródła

Badanie rynku tzw. zielonej energii ujawniło, że nie wszystkie źródła mają to samo znaczenie. Energia wiatru, mimo, że jej udział pokazuje znaczący wzrost – UE ciągle jest światowym liderem w zakresie energetyki wiatrowej z 60%-wym udziałem w rynku światowym – nie jest wystarczająco wykorzystywana w dziewięciu spośród 25 państw członkowskich. Do głównych przyczyn takiego stanu rzeczy należą opóźnienia przy wydawaniu zezwoleń, nieuczciwe warunki dostępu do sieci oraz powolne wzmocnianie i rozbudowa sieci elektroenergetycznych. Jak dotąd koszty produkcji są w pełni pokrywane, niemniej jednak nie należy spodziewać się cudów. Przykładem wziętym z praktyk stosowanych w połowie państw członkowskich może być energia pozyskiwana z drewna.

Biomasa wykazała w końcu podwojenie wzrostu udziału w ostatnich latach, odnotowano również przyspieszenie wskaźnika wzrostu. Z drugiej strony biogaz, w 75% przypadków nie jest wystarczająco wspierany, co jednak nie przeszkodziło sektorowi dokonać dwukrotnego wzrostu. W UE około połowa potencjału energii pochodzącej z odpadów zlokalizowana jest na wysypiskach.

Ogniwa fotowoltaiczne rozwijały się wręcz w nieprzewidzianym tempie, osiągając w ostatnich pięciu latach roczne wskaźniki wzrostu na poziomie 70%. Liderem w tej dziedzinie są Niemcy (86% w aktualnie zainstalowanych w Europie mocach źródeł fotowoltaicznych).

Moce zainstalowane w małych elektrowniach wodnych wzrastały rocznie średnio o 3,8% w ciągu ostatnich czterech lat, a ich rozwój został spowolniony przez bariery administracyjne (głównie pozwolenia środowiskowe).

Nowe państwa członkowskie wykazały się większą dynamiką rozwoju tego sektora głównie za sprawą inwestycji w Słowenii i Polsce.

W Europie zlokalizowanych jest 9% światowych mocy wykorzystujących geotermię, w szczególności we Włoszech, Portugalii (Azory) i Francji. Rozwój wytwarzania energii elektrycznej w technologii geotermalnej w znacznym stopniu zależy od możliwości wytwarzania go w skojarzeniu z ciepłem.

W kierunku harmonizacji

W końcowej części raportu Komisja przedstawia serię rekomendacji, w tym ponowną kontrolę w 2007 r. systemów wsparcia przyjętych przez państwa członkowskie oraz sposobów ich wykorzystania.

Celem tych działań jest osiągnięcie harmonizacji w długim okresie na obszarze wewnętrznego rynku energii elektrycznej.

Ostatnio podejmowane działania spotkały się ze sprzeciwem ze strony przemysłu, którego rozwój – tak długo jak koszty środowiskowe nie są uwzględniane w cenie energii elektrycznej wytwarzanej ze paliw konwencjonalnych – jest zależny od wsparcia nakierowanego na utrzymanie konkurencyjności.

ENERGIA JĄDROWA

Uwarunkowania polityczne determinują rolę energii jądrowej

Hughes Belin

Nowy draft programu nuklearnego, opublikowany przez Komisję Europejską jako część pakietu energetycznego z 10 stycznia, wskazuje na istotną rolę energii jądrowej w UE. Komisja sugeruje nawet, aby energia jądrowa była brana pod uwagę w dyskusjach na temat organizacji handlu emisjami w przyszłości.

Energia jądrowa posiada wiele zalet: nie jest źródłem emisji CO₂, zwiększa niezależność energetyczną UE i jest bardzo konkurencyjna w porównaniu z innymi konwencjonalnymi źródłami energii. Niemniej jednak Komisja podkreśla, że wiąże się to z dość dużym ryzykiem dla inwestorów, którzy generalnie wolą mniejsze inwestycje, mniej kapitałochłonne i zapewniające szybszą stopę zwrotu.

Ryzyko

Mankamentem energii jądrowej jest duża niepewność. Po pierwsze, z ekonomicznego punktu widzenia inwestowanie 2-3 mld euro znajduje się poza zasięgiem większości inwestorów – po 10 latach budowy musi pracować bez usterek przez następne 15-20 lat, aby pokryć koszty inwestycji. Po drugie, wyłączenie z eksploatacji siłowni jądrowej wymaga dodatkowych nakładów przez następne 50-100 lat. Komisja radzi więc powiększenie rezerw na ten cel z 10 do 15%.

Z ekonomicznego punktu widzenia niepewność związana z dostawami i ceną uranu jest prawie nieistotna. W *Draft Nuclear Illustrative Programme* szacuje się, że koszt zakupu uranu stanowi jedynie 5% ogólnego kosztu produkcji energii elektrycznej w elektrowni jądrowej. Warto zauważyć, że budowa nowego reaktora jądrowego „European Pressurized Water Reaktor” (EPR) w Finlandii wiązała się z minimalizacją tego typu ryzyka ekonomicznego. Wykonawca projektu, Areva, zagwarantowała inwestorom (dużym odbiorcom przemysłowym) stałą cenę energii elektrycznej.

We wspomnianym wyżej dokumencie podkreśla się problem ryzyka politycznego. Wynika to z ważnego czynnika warunkującego rozwój technologii jądrowej w Europie akceptacji społecznej. Opinia publiczna jest bardzo wrażliwa na wszelkie rodzaje zagrożeń związanych z energetyką jądrową, takich jak: bezpieczeństwo, zanieczyszczenie radioaktywne, rozprzestrzenianie broni oraz terroryzm. Komisja stoi na stanowisku, że lepsze informowanie opinii publicznej oraz przejrzystość procesu decyzyjnego mogą przyczynić się do łatwiejszej akceptacji tego typu źródeł energii, zwłaszcza jeśli weźmie się pod uwagę coraz większą świadomość społeczeństwa względem zagrożeń wynikających ze zmian klimatycznych.

Decyzje

To już szósty z rzędu raport Komisji w tej sprawie, ostatni został wydany w 1997 r. Raport ten wyznacza cele i określa środki konieczne do ich osiągnięcia, natomiast aneksy przedstawiają obecną sytuację w każdym państwie UE. Jednak przedstawiony w raporcie program nie wnosi w sferze decyzyjnej nic nowego poza podkreśleniem, że już najwyższy czas podjąć decyzję w kwestii energii jądrowej jeżeli UE w dalszym ciągu chce posiadać wystarczającą moc zainstalowaną, a jednocześnie odgrywać wiodącą rolę w ograniczaniu emisji CO₂ związanej z wytwarzaniem energii elektrycznej.

Jedna trzecia ze 152 elektrowni w Europie zostanie zamknięta do 2025 r., więc trzeba będzie je zmodernizować albo zastąpić nowymi. Jednakże zwłoka w zatwierdzeniu i budowie nowych elektrowni powoduje znaczne zmniejszenie mocy zainstalowanej w europejskich elektrowniach jądrowych i tym samym zmniejszenie roli tego źródła energii w ograniczaniu emisji CO₂.

W każdym razie dyskusje, na temat problemu odpadów radioaktywnych są dość powszechne. Nawet jeśli Finlandia w wyniku demokratycznej debaty wyznaczyła miejsce składowania odpadów, to żaden kraj nie wprowadził jeszcze zalecanych przez Komisję rozwiązań, tj. składowania odpadów promieniotwórczych w formacjach skalnych.

Plany na przyszłość

Komisja proponuje wspólne odniesienie się do problemu bezpieczeństwa, aby skłonić państwa członkowskie do wypracowania planu składowania odpadów. Komisja nalega także, aby monitorować implementację jej zaleceń dotyczących funduszy na zabezpieczanie zamykanych elektrowni. Komisja chce także otwarcia debaty na temat uproszczenia procedur udzielania koncesji, rozważenia możliwości zwiększenia udziału kredytów pochodzących od Euratom-u, harmonizacji systemu odpowiedzialności w UE oraz wprowadzenia mechanizmów, które ułatwią korzystanie ze specjalnych funduszy w przypadku awarii jądrowej. Na końcu Komisja chce poszerzyć współpracę z IAEA (*International Atomic Energy Agency*) oraz NEA (*Nuclear Energy Agency*) oraz z państwami spoza UE na zasadzie dwustronnych porozumień i pomocy technicznej.

BIOPALIWA

Unia Europejska chce złamać monopol ropy naftowej w transporcie

Hughes Belin

Zgodnie z dyrektywą w sprawie biopaliw 2003/30/WE, do końca 2006 r. powinien zostać opublikowany raport okresowy dotyczący postępów w imple-

mentacji postanowień dyrektywy. Raport ten ma zawierać informacje niezbędne do dokonania oceny potrzeby nowelizacji dyrektywy. Publikacja raportu została opóźniona do 10 stycznia 2007 r., do momentu wydania Pakietu Energetycznego Komisji Europejskiej. Komisja, po licznych konsultacjach, doszła do wniosku, że najwyższy czas, aby pokonać uprzedzenia względem biopaliw, jednak bez ukrywania ich wad. Konkluzje Komisji w tym zakresie są jasne i jednoznaczne: dyrektywa w sprawie biopaliw powinna być znówelizowana, ponieważ użycie takich paliw, łącznie z zastosowaniem różnych instrumentów wpływających na zmniejszenie zużycia paliw w transporcie, jest opcją, która w największym stopniu umożliwia ograniczenie emisji spalin w transporcie. Większe użycie biopaliw będzie miało istotny wpływ na zmniejszenie zależności od importowanej ropy naftowej, co z kolei podniesie bezpieczeństwo energetyczne UE. Według Komisji, zbilansowane podejście w energetyce, które również wiąże się z importem biopaliw, przyczyni się także do dywersyfikacji źródeł pozyskania energii. Dywersyfikacja paliw w celu zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego jest głównym argumentem przemawiającym za wspieraniem biopaliw.

Wpływ na środowisko naturalne

Biopaliwa nie są same w sobie panaceum na redukcję emisji CO₂. Komisja w swoim ostatnim raporcie dotyczącym biopaliw, po przeanalizowaniu danych dotyczących ich produkcji i dystrybucji, doszła do wniosku, że biomasa potrzebna do wytwarzania biopaliw powinna być produkowana w odpowiednich rejonach, aby nie miały miejsca negatywne skutki w postaci emisji gazów cieplarnianych (wynikające ze spalania biopaliw wytwarzanych z nieodpowiedniej biomasy) oraz zubożenia różnorodności ekosystemów. Zniszczenie lasów deszczowych dla uprawy jednej rośliny jest tego szokującym przykładem. Istotną kwestią jest również wybór surowca do produkcji biopaliw. Produkcja biopaliw z soi w Brazylii czy z olejów palmowych w Indonezji ma zdecydowanie negatywne skutki dla środowiska naturalnego i w związku z tym nie powinna być wspierana. W Europie dalece niekorzystna dla działalności rolniczej i dla środowiska byłaby uprawa roślin energetycznych na specjalnie wydzielonych terenach. Komisja zaleca wprowadzanie prostych systemów zachęt dla stosowania systemów upraw najbardziej przyjaznych środowisku naturalnemu.

Mocne sygnały

W raporcie niespodziewanie został przyjęty oficjalny docelowy wskaźnik biopaliw na poziomie 10% do 2020 r. Wartość ta wydaje się być wysoka w porównaniu do obecnego poziomu (1% w 2005 r.). Komisja wprost przyznaje, że wskaźnik docelowy 5,75% dla 2010 r. nie zostanie osiągnięty, a w najlepszym wypadku wyniesie

5,5%. Komisja ustaliła tak ambitne plany ze względu na występujące nowe okoliczności – wyższe ceny ropy naftowej i większe doświadczenie państw unijnych w zakresie biopaliw. Ponadto, wyznaczanie nowego celu wynika z konieczności zmniejszenia emisji dwutlenku węgla w transporcie. Celem Komisji jest danie jasnych sygnałów co do kierunku polityki dla inwestorów i jednostek badawczych.

Nowelizacja

Należy wskazać na pilną potrzebę nowelizacji dyrektywy, szczególnie ze względu na to, że zdobyte doświadczenie podpowiada, jakie powinny być właściwe kierunki zmian. Szwecja i Niemcy to jedyne przykłady udanej implementacji dyrektywy – tylko te państwa osiągnęły swoje narodowe docelowe wskaźniki ustalone na 2005 r. (2%). Udział biopaliw w rynku wyniósł w Szwecji 2,2% (zasadniczą rolę odegrał biometanol), w Niemczech 3,8% (najważniejszy był biodiesel). Te dwa państwa mają kilka wspólnych cech – doświadczenie w produkcji i wykorzystaniu biopaliw, aktywne wsparcie i promocja paliwa z domieszką biokomponentów, brak ograniczeń ilościowych dla zwolnień z podatku akcyzowego, pochodzenie źródeł dostaw z produkcji krajowej oraz importu, poniesienie znacznych nakładów na badania ukierunkowane m.in. na rozwinięcie produkcji biopaliw drugiej generacji (pochodzących ze źródeł biomasy takich jak odpady organiczne).

Osiągnięcia tych dwóch państw z całą pewnością będą inspiracją dla Komisji w pracach nad nowelizacją dyrektywy, tym niemniej jednak Komisja będzie wspierać raczej stosowanie efektywnych instrumentów w postaci obligacyjnych wskaźników. W związku z tym Komisja proponuje dokładne zrewidowanie Dyrektywy 98/70/WE odnoszącej się do jakości benzyny i olejów napędowych oraz europejskiej normy EN590 dotyczącej oleju napędowego.

Celem Komisji jest również wspieranie uprawy rzepaku w UE i ościennych krajach wschodnioeuropejskich oraz dostosowanie pojazdów do paliw z większą domieszką biokomponentów. Ponadto będą podejmowane działania wspierające produkcję drugiej generacji biopaliw, które są mniej szkodliwe dla środowiska naturalnego, ale, niestety, wciąż zbyt drogie. Propozycje Komisji w tym zakresie zostaną przedstawione w 2007 r.

PALIWA KOPALNE

Wychwytywanie i magazynowanie dwutlenku węgla: klucz do przyszłości węgla

Hughes Belin

Komisja Europejska jest głęboko przekonana o konieczności wdrożenia nowoczesnych technologii, które mogłyby znaczenie obniżyć poziom emisji dwutlenku węgla spowodowany spalaniem węgla kamiennego oraz

innych paliw kopalnych. W komunikacie na temat racjonalnego wytwarzania energii elektrycznej z użyciem paliw kopalnych, który został opublikowany 10 stycznia w ramach Pakietu Energetycznego, Komisja opowiada się za wychwytywaniem i gromadzeniem dwutlenku węgla, co oznacza odzyskiwanie CO₂ emitowanego w procesie spalania paliw kopalnych w elektrowniach termicznych oraz zatłaczanie go do podziemnych magazynów, gdzie będzie przechowywany przez wiele stuleci, co spowoduje jego stopniowy rozpad.

Technologia sekwestracji nie została dotychczas zastosowana w energetyce, prowadzone są jednak zaawansowane badania. Eksperymentalna instalacja tego typu została uruchomiona w 2006 r., głównie dzięki zaangażowaniu wielkich wytwórców energii elektrycznej stosujących węgiel. Osiągnięcie to nie jest, niestety, znane szerokim kręgom społeczeństwa, ale Komisja Europejska zamierza w tym roku przeprowadzić w tym roku internetowe konsultacje z obywatelami UE, dzięki temu strategia wychwytywania i przechowywania dwutlenku węgla uzyska aprobatę. Na podjęcie zdecydowanych działań w tym zakresie nie zostało zbyt wiele czasu. Do 2020 r. 70 GW mocy zainstalowanej będzie musiało zostać zmodernizowane i tylko szerokie zastosowanie sekwestracji pozwoliłoby na obniżenie o 90% dotychczasowego poziomu emisji CO₂ generowanej przez elektrownie węglowe. To sporo zważywszy, że obecnie energetyka węglowa emituje ok. 25% całości zanieczyszczeń.

Instalacje suchego spalania

Wydaje się jednak, że przed zastosowaniem technologii sekwestracji dwutlenku węgla na skalę przemysłową należy zbudować około tuzina elektrowni eksperymentalnych, które w ogóle nie emitują zanieczyszczeń (ang. *zero emission platform*). Jednak Stany Zjednoczone zakończyły już projekt, który kosztował około miliarda dolarów. Ta opalana węglem kamiennym oraz paliwem wodorowym wielka elektrownia zostanie wyposażona w instalację do wychwytywania i magazynowania dwutlenku węgla. WE planuje natomiast budowę mniej ambitnej jednostki wytwórczej, której moc będzie wahała się w granicach 250-500 MW. W optymalnych warunkach średni koszt budowy 1 MW mocy zainstalowanej szacuje się na 1,7 mln euro, a całkowite nakłady wyniosą ok. 5 mld euro.

Komisja Europejska opowiada się za natychmiastowym utworzeniem instytucji, która miałaby efektywnie koordynować i wspierać inwestycje tego rodzaju. Dlatego też – jeszcze w tym roku – zanalizuje sposoby realizacji tego celu, zwłaszcza z wykorzystaniem różnorodnych możliwości, jakie stwarza Wspólnotowa Inicjatywa Technologiczna oraz Wspólnotowe Przedsięwzięcia (takie jak na przykład projekt Galileo); a także inne instrumenty finansowe Wspólnoty włącznie z finansowaniem ze środków EBI (Europejskiego Banku Inwestycyjnego), a nawet – EBOiR (Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju).

Czy stosowanie sekwestracji dwutlenku węgla będzie obowiązkowe w 2010 r.?

Pomysł polega na wykazaniu przydatności technologii sekwestracji dwutlenku węgla już na etapie prac badawczo-rozwojowych. Nowe elektrownie powinny rozpocząć stosowanie sekwestracji w najbliższej przyszłości. Komisja Europejska nie chce jednak, aby każda budowana jednostka wytwórcza pracująca na węglu kamiennym (czy nawet gazie ziemnym) była przygotowana do współpracy z instalacją do sekwestracji – Komisja mogła by wprowadzić taki obowiązek w 2010 r., gdyby wcześniej przemysł nie zastosował tej technologii z własnej inicjatywy. W rzeczywistości najpilniejszym priorytetem prowadzonej polityki jest zapewnienie długoterminowych perspektyw oraz stymulowanie inwestycji w te technologie węglowe, które zapewniają realizację zasady zrównoważonego rozwoju. Jest to dążenie idealnie zgodne z kierunkiem obecnych działań zmierzających do wdrożenia technologii „czystego” spalania węgla, która przyczyniłaby się do znacznego zmniejszenia ilości SO₂, NO_x i innych cząstek oraz popiołu wytwarzanego przez termiczne elektrownie węglowe. Co więcej, dzięki wysiłkom mającym podnieść ich efektywności nastąpiłoby znaczne ograniczenie ilości zanieczyszczeń o 30 do 43% (a w przypadku najnowszych instalacji – nawet o 46%) w stosunku do obecnego poziomu emisji.

Koszty

Według Komisji Europejskiej zastosowanie technologii sekwestracji w przypadku elektrowni budowanych do 2020 r. nie spowoduje konieczności poniesienia dodatkowych nakładów. Cena urządzenia do sekwestracji powinna wahać się pomiędzy 600 000 a 700 000 euro w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej. Oznacza to, że koszt eliminacji 1 tony CO₂ wyniesie 20-30 euro w 2020 r. Na obecnym etapie zaawansowania technologii koszt dochodzi do 70 euro i jest to zbyt wysoki. Komisja zamierza wykorzystać Europejski Mechanizm Handlu Prawami do Emisji CO₂ w celu wsparcia rozwoju sekwestracji. Zgłosi więc stosowne propozycje zmian legislacyjnych, które powinny wejść w życie w 2013 r. Mogłaby nawet podjąć działania dające efekty w krótszym horyzoncie czasowym.

Środki wsparcia...

W swoim komunikacie Komisja zaproponowała cały pakiet innych zachęt mających wspierać rozwój technologii sekwestracji dwutlenku węgla. Obecnie zamierza znacznie zwiększyć nakłady na prace badawczo-rozwojowe w tym zakresie, zwłaszcza finansowane w ramach 7 Programu Ramowego (2007-2013). Sekwestracja węgla uzyska także najwyższy priorytet w ramach przyszłej strategii na rzecz innowacyjności.

Zasady regulacji stanowią jedną z podstawowych przeszkód w procesie rozwoju sekwestracji. Jednakże

Komisja Europejska zamierza zmienić obowiązujące w tym zakresie przepisy (metodologię dokonywania oceny wpływu spalania na stan środowiska naturalnego oraz zasady funkcjonowania zintegrowanego systemu zapobiegania i kontroli poziomu emisji zanieczyszczeń), a nawet wdrożyć specjalne zasady regulowania usług sekwestracji. Mogłaby także wprowadzić limity dopuszczalnej emisji dwutlenku węgla w przeliczeniu na kWh mocy zainstalowanej, które obowiązywałyby po 2020 r. oraz przyspieszyć likwidację elektrowni, które do 2050 r. nie zostałyby wyposażone w urządzenia do sekwestracji dwutlenku węgla. Ponadto Komisja będzie dążyć do rozwoju instalacji przeznaczonych do magazynowania dwutlenku węgla oraz odpowiedniej infrastruktury w Europie. Analiza zastosowania takich instalacji przeprowadzona przez KE wykazała istnienie w Europie dogodnych warunków: złoża wodonośne zlokalizowane pod dnem Morza Północnego mogą pomieścić ogromne ilości dwutlenku węgla – nawet uwolnionego wskutek stek lat spalania tego paliwa w Europie, także po wyczerpaniu jego zasobów.

Komisja zamierza także wspierać rozwój sekwestracji dwutlenku węgla w ramach mechanizmu negocjacyjnego Protokołu z Kioto oraz w procesie renegecjowania konwencji morskiej OSPAR. Zostanie podjęta współpraca na skalę globalną z takimi krajami jak Chiny, Indie oraz kraje Zatoki Perskiej.

...albo ułatwienia

Najważniejsze pytanie, na jakie musi odpowiedzieć Komisja Europejska w tym roku, brzmi: czy należy zignorować trudności, jakie stoją na przeszkodzie rozwojowi sekwestracji i pozwolić, aby o przyszłym rozwoju tej technologii zdecydowały rynki energii elektrycznej, paliw oraz praw do emisji CO₂? Może należy jednak prowadzić aktywną politykę, która zignoruje sceptycyzm operatorów oraz wprowadzi takie mechanizmy wspierania rozwoju sekwestracji, które są niezależne od zmian koniunktury na rynku uprawnień do emisji CO₂? Węgiel będzie w przyszłości podstawowym paliwem pierwotnym używanym do produkcji energii elektrycznej (obecnie jego udział wynosi 30%), dlatego wychwytywanie i podziemne magazynowanie dwutlenku węgla emitowanego przez elektrownie będzie miało olbrzymie znaczenie.

STRATEGICZNY PLAN DLA NOWYCH TECHNOLOGII

Komisja dąży do rozwoju „pakietu” technologii

Jim Brunsden

Według Komisji Europejskiej istnieje ogromna potrzeba postępów nowocześnień europejskich technologii energetycznych.

W komunikacie *Towards a European Strategic Energy Technology Plan* wymienia się problemy strukturalne

wpływające na rozwój, takie jak połączenia sieciowe i dominującą pozycję pewnych podmiotów. Połączenie tego typu bolączek z niezadowalającym rozwojem poszukiwań europejskich ścieżek rozwoju oraz zmniejszenia funduszy (prywatnych oraz publicznych) na badania energetyki są notowane w połowie państw OECD od 1980 r.

Celem komunikatu jest ustalenie, w jaki sposób Unia zamierza kierować rozwojem planu strategicznego. Strategiczne cele będą określone jako portfel niezbędnych technologii. Unia znalazła skuteczne sposoby mobilizowania zasobów w ambitnych planach przyspieszenia rozwoju i dyslokacji. Komunikat będzie wymieniał technologie znajdujące się na różnych poziomach rozwoju uszeregowane, poczynawszy od tych, które mogą być rozwinięte natychmiast do tych, do których wdrożenia niezbędny jest jeszcze przełom technologiczny. Przykładowo: biorafinerie, rozwijane technologie gazowe i węglowe, ogniwa paliwowe, wodór, IV generacja rozczepienia jądrowego.

Bariery

Różne wyzwania i bariery stojące przed komercjalizacją każdej z tych technologii będą zawarte w planie równocześnie z wdrożeniem wspomagających je instrumentów polityki. Komunikat przedstawia długą, lecz niewyczerpaną listę takich instrumentów i dzieli je na niezbędne do rozwoju technologicznego oraz na odpowiednie do wprowadzenia procesów rynkowych.

Dotychczasowe kategorie zawierają siódmy program ramowy UE, Europejski Fundusz badawczy Węgla i Stali oraz *venture capitals*, późniejsze zawiera czynniki takie, jak *public procurement policie*, dobrowolne porozumienia przedsiębiorstw, opodatkowanie energii oraz organizacja handlu emisjami w UE.

Aby ujednoczyć strukturę plan będzie składał się z precyzyjnych i mierzalnych składników, zawierających podstawowe cele, które mają być osiągnięte i wdrożone do systemu energetycznego UE. Plan będzie regularnie sprawdzany i w miarę potrzeb poprawiany.

Dzięki poczynionym wysiłkom wszystkie podmioty mają zapewnione włączenie do rozwoju wliczając przemysł, jednostki badawcze, stowarzyszenia i związki zawodowe.

Podstawowe zmiany

Proste rachunki podane w dokumencie potwierdzają, że jeżeli system energetyczny UE ma podążać ścieżką rozwoju potrzebne są radykalne zmiany. Jeżeli dotychczasowe trendy utrzymają się, emisja gazów cieplarnianych przekroczy o 2% w 2010 r. i o 5% w 2030 r. poziom określony w 1990 r. Należy przy tym pamiętać, że w tym samym czasie zależność Unii od importowanej energii wzrośnie z obecnych 50% do 65% oraz o dalszym zmniejszaniu bezpieczeństwa energetycznego.

Komisja przedstawia pogląd, że technologie energetyczne odgrywają istotną rolę w rozwoju gospodarki. Każda inicjatywa powzięta przez polityków i przemysł, dla zapobiegania zmianom klimatycznym jest krokiem technologicznym, który wymaga zmian przyzwyczajeni użytkowników. Poszukiwanie lepszych i nowszych rozwiązań w energetyce musi mieć pierwszeństwo w UE w XXI wieku.

Komunikat nakreśla możliwość rozwoju europejskich technologii energetycznych gdyby zostały wykorzystane pojawiające się nowe rozwiązania technologiczne.

Na główne elementy tego planu składają się:

- uzyskanie 20% udziału źródeł odnawialnych w rynku do 2020 r., głównie dzięki wykorzystaniu wiatru oraz drugiej generacji biopaliw.
- od około 2030 r. produkcja energii i ciepła z węglowodorów powinna być ograniczona na korzyść konkurencyjnych źródeł odnawialnych. Powinny już w tym czasie funkcjonować źródła wykorzystujące paliwa kopalne o blisko zerowej emisji. W sektorze transportu na masowy rynek wkroczy druga generacja biopaliw.
- po 2050 r. standardem będzie produkcja, dystrybucja i używanie energii produkowanej ze źródeł odnawialnych, zrównoważonych źródeł węgla, wodoru oraz IV generacji rozczepienia jądrowego i energii syntezy.

Taki plan czasowy został nakreślony na podstawie analizy *6th Framework Programme Advisory Group on Energy* oraz deklaracji z „*European Technology Platforms*”, które zostały dołączone do komunikatu.

Kolejne kroki

Do maja 2007 r. Komisja będzie konsultować się z grupą składającą się z doradców oraz przedstawicieli grup reprezentujących sektor. Odbędzie się seria warsztatów eksperckich. Najprawdopodobniej w pierwszej połowie 2007 r. odbędzie się też konferencja na wysokim szczeblu europejskim. Około lipca 2007 r. zostaną przeprowadzone wstępne konsultacje społeczne planu. Poprzedzi je ostateczna runda zatwierdzając, która zostanie przeprowadzona w gronie ekspertów i doradców.

Pierwszy europejski plan strategii dla energii zostanie sformułowany do końca 2007 r.

EUROSTAT

Nowe regulacje prawne dotyczące statystyki energii

Hughes Belin

W ostatniej chwili do Pakietu Energetycznego Komisji Europejskiej z 10 stycznia 2007 r. została dodana propozycja dotycząca statystyki energii. Propozycja ta nie ma strategicznego charakteru, niemniej jednak może dopro-

wadzić do wprowadzenia nowych regulacji prawnych dotyczących programu badań statystyki energii.

Do Komisji Europejskiej napływają sygnały o pogarszającej się pod względem kompletności, dokładności i adekwatności danych statystycznych – podczas gdy rzetelne dane statystyczne mają zasadnicze znaczenie dla implementacji regulacji wspólnotowych. Dyrektywa 280/2004/WE ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie, dyrektywa w sprawie wspierania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (2001/77/WE) oraz dyrektywa w sprawie wspierania kogeneracji (2004/8/WE) są przykładami regulacji prawnych, których efektywna implementacja wymaga aktualnych i rzetelnych danych statystycznych. Wpływ sektora energetycznego na środowisko naturalne jest tak ogromny, że badania statystyczne dotyczące tego sektora mogą służyć do monitorowania środowiska naturalnego w UE. Ponadto, w warunkach fluktuacji cen odbiorcy końcowi również powinni posiadać łatwy dostęp do bieżących informacji.

Jednak z powodu liberalizacji rynku energii elektrycznej i gazu zbieranie danych statystycznych staje się coraz trudniejsze. Pojawienie się nowych przedsiębiorstw działających w sektorze energii dodatkowo

komplikuje proces badań statystycznych. Z tym wszystkim wiąże się również problem poufności danych handlowych. W związku z powyższym administracja rządowa nie może w dalszym ciągu liczyć na dobrą wolę uczestników rynku.

Bez dodatkowych obciążeń administracyjnych

Nowe regulacje prawne – zgodnie z artykułem 285 Traktatu ustanawiającego WE – nie powinny pociągać za sobą nadmiernych obciążeń dla podmiotów gospodarczych. Badania statystyczne obejmują produkcję, handel (import i eksport), konwersję oraz konsumpcję energii. Implementacja nowych regulacji może wymagać od niektórych państw wprowadzenia pewnych zmian w programie badań statystycznych, dlatego Eurostat (Europejski Urząd Statystyczny) zobowiązał się do ścisłej współpracy z władzami państw unijnych. Wstępnym konsultacjom w tej sprawie towarzyszyło silne poparcie dla propozycji Komisji. Załączniki do proponowanych regulacji zawierają zestawienie danych statystycznych, które będą przedmiotem badań. Badania te zostaną zharmonizowane z systemem Międzynarodowej Agencji Energetyki (IEA).



EUROPOLITICS *energy*

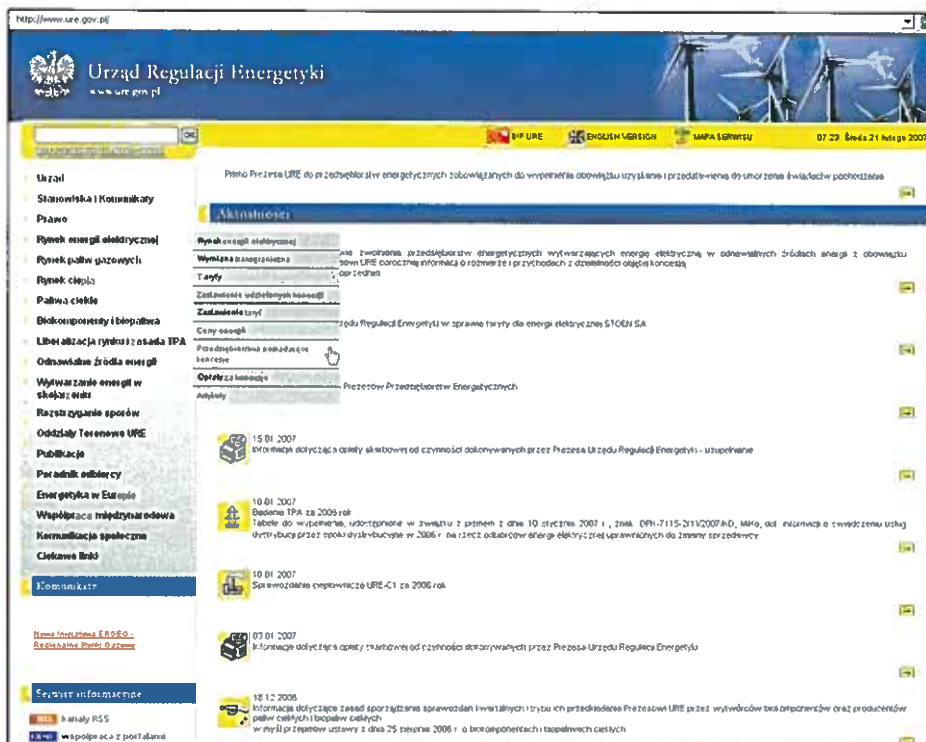
Dyrekcja Generalna ds. Energii i Transportu

KOMISJA EUROPEJSKA

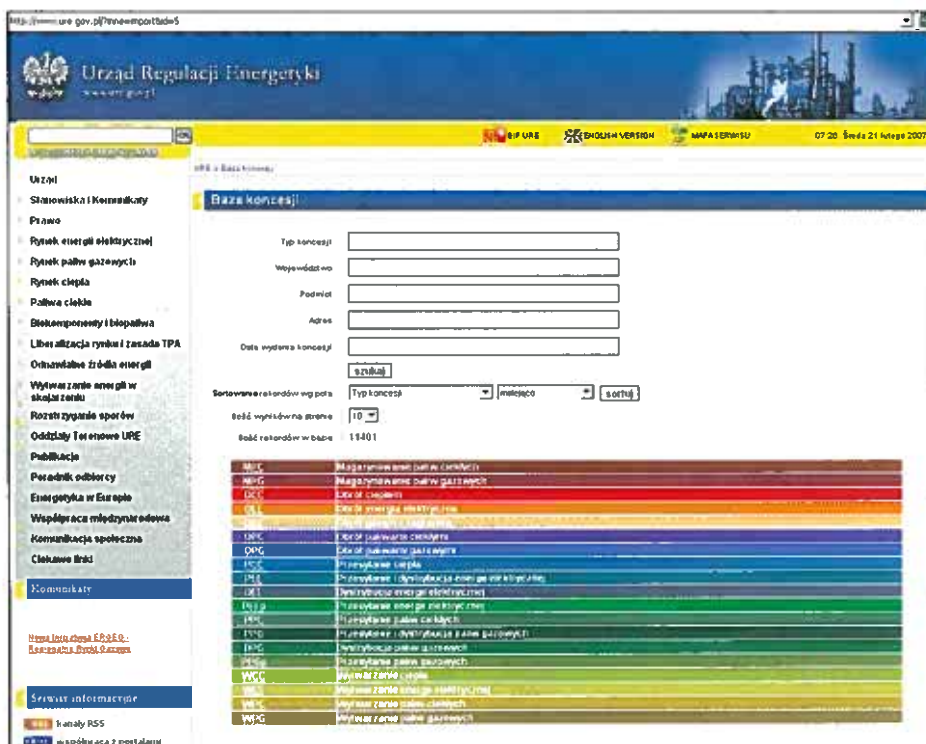
Pobieranie ze strony internetowej URE wykazu obowiązujących koncesji

W celu pobrania zestawień przedsiębiorstw posiadających koncesje w zakresie regulowanym ustawą – Prawo energetyczne, należy:

1. wejść na stronę internetową URE (www.ure.gov.pl), kliknąć pozycje zaznaczone na poniższym rysunku (zamiast „Rynku energii elektrycznej” można także wybrać pozycje: „Rynek paliw gazowych”, „Rynek ciepła”, „Paliwa ciekłe”);



2. ze strony, która się ukaże, można wybrać rodzaj działalności koncesjonowanej lub skorzystać z szybkiego wyszukiwania.



INWESTYCJE W SEKTORZE WYTWÓRCZYM ELEKTROENERGETYKI – ZAPAŚĆ CZY ODWILŻ

Szymon Godecki, Agnieszka Panek

Artykuł jest głosem w dyskusji na temat potrzeb i możliwości inwestycyjnych w sektorze wytwarzania energii elektrycznej. Celem niniejszego artykułu jest prezentacja danych na temat stanu faktycznego inwestycji prowadzonych w sektorze. W ślad za alarmującymi opiniami dotyczącymi złej kondycji technicznej wytwórców sektora elektroenergetycznego oraz braku inwestycji odtworzeniowych i w nowe moce, przedstawiamy zestawienie danych statystycznych dotyczących wielkości i charakteru inwestycji przeprowadzonych w sektorze.

Wydaje się słuszne rozpoczęcie tego artykułu od podania wielkości nowych mocy oddanych do eksploatacji w ostatnich latach.

Tabela 1. Nowe moce przekazane do eksploatacji w energetyce polskiej

| Lata | Elektrownie ciepłe zawodowe [MW] |
|------|----------------------------------|
| 2002 | 276 |
| 2003 | 395 |
| 2004 | 198 |
| 2005 | 32 |

Źródło: Statystyka energetyki polskiej 2005, ARE SA

Z przedstawionych danych wynika, że w ostatnich latach przyrost nowych mocy w systemie w 2003 r. był najwyższy i kształtował się na poziomie około 1% mocy zainstalowanej w systemie, a najniższą wartość zanotowano w 2005 r. Natomiast zmiany wartości mocy elektrowni ciepłych zawodowych kształtują się następująco:

Tabela 2. Zmiany mocy zainstalowanej i osiągalnej w energetyce polskiej w 2005 r.

| Przyczyna zmiany | Typ mocy | Elektrownie ciepłe zawodowe [MW] |
|------------------------|---------------|----------------------------------|
| Nowe moce z inwestycji | zainstalowana | (+) 31,9 |
| | osiągalna | (+) 36,9 |
| Korekta mocy (saldo) | zainstalowana | (+) 0,8 |
| | osiągalna | (-) 12,0 |
| Modernizacja | zainstalowana | (+) 71,0 |
| | osiągalna | (+) 271,0 |
| Likwidacja | zainstalowana | (-) 110,8 |
| | osiągalna | (-) 94,3 |
| RAZEM | zainstalowana | (-) 7,1 |
| | osiągalna | (+) 201,6 |

Źródło: Statystyka energetyki polskiej 2005, ARE SA

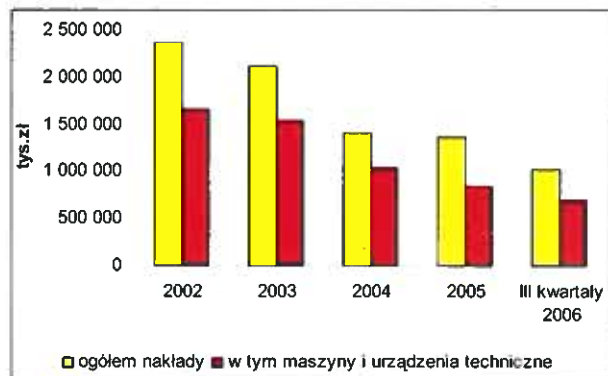
Z danych zamieszczonych w tabeli wynika, że pomimo oddania do eksploatacji nowych mocy wytwórczych, moc zainstalowana elektrowni ciepłych zawo-

dowych w energetyce polskiej zmalała o 7 MW, przy czym dzięki inwestycjom modernizacyjnym zanotowano wzrost mocy osiągalnej o 200 MW.

Kolejnym krokiem jest przegląd stanu urządzeń produkcyjnych, gdzie dobrym wyznacznikiem jest wiek urządzeń oraz czas pracy poszczególnych jednostek produkcyjnych. Zapoznając się z zawartym w tabeli 3 zestawieniem danych statystycznych należy stwierdzić, że większość jednostek produkcyjnych w elektrowniach systemowych przekroczyła 25 lat eksploatacji, a ich czas pracy wynosi ponad 200 000 h.

Jak wynika z danych statystycznych, niewątpliwie istnieje konieczność przeprowadzenia nowych inwestycji w polskiej elektroenergetyce. W latach przed 2002 r. odbyło się kilka modernizacji o dużym zasięgu finansowanych ze środków własnych (m.in. El. Połaniec, El. Rybnik) oraz w ramach kontraktów długoterminowych pomiędzy Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi SA a wytwórcami (m.in. El. Turów, PKE (El. Łaziska, El. Łągisza, El. Siersza, El. Jaworzno III), El. Opole, ZE PAK, ZE Dolna Odra). W niniejszym artykule zaprezentowano dane za okres od 2002 do 2006 r., w którym miały miejsce jedynie końcowe inwestycje związane kontraktami długoterminowymi oraz inwestycje odtworzeniowe Elektrowni Skawina i Elektrowni Stalowa Wola.

Nakłady inwestycyjne ogółem w polskich elektrowniach systemowych wykazują od 2002 r. tendencję malejącą.



Rysunek 1. Nakłady inwestycyjne w elektrowniach systemowych (Źródło: URE)

Porównując wysokość nakładów inwestycyjnych poniesionych w poszczególnych latach z wielkością odpisów amortyzacyjnych (rys. 2) można stwierdzić, że majątek produkcyjny starzeje się systematycznie. Wartość sumaryczna aktywów trwałych utrzymuje się na stałym poziomie głównie dzięki przeszacowaniu aktywów.

Tabela 3. Daty oddania do eksploatacji i okresy pracy kotłów i turbozespołów w elektrowniach systemowych

| | Lata rozpoczęcia eksploatacji kotłów i turbozespołów | Lata pracy | Czas pracy od chwili uruchomienia do końca 2005 r. [h] |
|---|--|------------|--|
| EL Połaniec SA | 1979-1983 | 28-24 | 174 429,7-118 554,1 |
| EL Kozenice SA | 1972-1979 | 35-28 | 198 267,6-96 998,5 |
| EL Opole SA | 1993-1997 | 14-10 | 75 675,0-51 975,0 |
| EL Rybnik SA | 1972-1978 | 35-29 | 225 514,4-165 312,2 |
| EL Skawina SA | 1957-2005 | 50-2 | b.d. |
| EL Stalowa Wola SA | 1956-1965 | 51-42 | 229 016,6-18 3653,5 |
| w tym EL Stalowa Wola SA I+II | | | |
| w tym EL Stalowa Wola SA III | | | |
| Południowy Koncern Energetyczny SA | 1954-2001 | 53-6 | 252 212,0-19 670,3 |
| w tym EC Bielsko-Biała | 1960-1970 | | |
| w tym EC Bielsko-Biała Północ | 1997 | | |
| w tym EL Blachownia | 1957-1968 | | |
| w tym EL Halemba | 1962-1963 | | |
| w tym EL Jaworzno II | 1954-1999 | | |
| w tym EL Jaworzno III | 1977-1978 | | |
| w tym EC Katowice | 2000 | | |
| w tym EL Łagisza | 1963-1970 | | |
| w tym EL Łaziska | 1967-1972 | | |
| w tym EL Siersza | 1970-2001 | | |
| ZEL Dolna Odra | 1954-1977 | 53-30 | 227 991,1-131 776,0 |
| w tym EL Dolna Odra | 1974-1977 | | |
| w tym EL Pomorzany | 1960 | | |
| w tym EL Szczecin | 1954-1957 | | |
| ZEL Ostrołęka SA | 1956-1972 | 51-35 | 214 994,4-176 997,0 |
| w tym EC Ostrołęka A | 1956-1967 | | |
| w tym EC Ostrołęka B | 1972 | | |
| ZEL P.A.K. SA | 1958-1974 | 49-33 | 276 846,4-8 470,4 |
| w tym EL Pątnów | 1967-1974 | | |
| w tym EL Adamów | 1965-1967 | | |
| w tym EL Konin | 1958-1964 | | |
| EL Turów SA | 1963-2005 | 44-2 | 237 719,8-9 313,0 |
| EL Bełchatów SA | 1982-1988 | 25-19 | 123 246,6-156 149,9 |

Zródło: Katalog elektrowni i elektrociepłowni zawodowych – stan na 31.01.2006, Katalog parametrów niezawodnościowych bloków energetycznych w latach 2003-2005, ARE SA

Z 12 badanych elektrowni systemowych 5 posiada aktywa trwałe na niezmiennym poziomie (w jednym przypadku miało miejsce przeszacowanie majątku). Tylko u 3 wytwórców istnieje tendencja rosnąca aktywów trwałych, a u 4 z nich zaobserwowano trend malejący. Ponadto, nawet dla elektrowni ponoszących najwyższe nakłady, nie przekraczają one 20% wartości aktywów trwałych. Biorąc pod uwagę wiek urządzeń produkcyjnych, nie są to inwestycje mające na celu odtworzenie mocy wytwórczych.

Natomiast w części dotyczącej bieżącej działalności eksploatacyjnej wysokość środków przeznaczanych na remonty pozostaje na niezmiennym poziomie od 2002 r. (rys. 3).

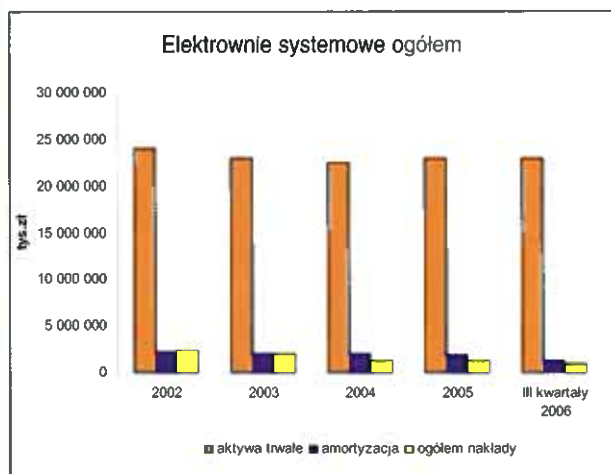
Ze zgromadzonych danych wyłania się obraz niezbyt optymistyczny. W rozpatrywanym okresie wytwórcy kładli główny nacisk na podtrzymanie i przedłużenie eksploatacji obecnie dostępnych mocy wytwórczych,

inwestycje w nowe moce nie były podejmowane, oprócz kontynuacji inwestycji rozpoczętych. Należy oczywiście zadać pytanie – Czy posiadali oni na ten cel wystarczające środki?

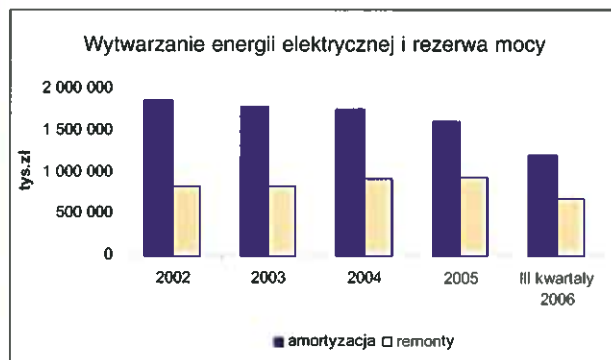
Przeoglądając wyniki finansowe netto wytwórców systemowych (rys. 4) można stwierdzić, że większość z nich zanotowała dodatnie wyniki finansowe. W latach 2003 i 2004 wszyscy wytwórcy systemowi uzyskiwali dodatnie wyniki finansowe netto. W 2005 r. dwóch z 12 badanych wytwórców wykazywało ujemny wynik.

Od 2002 r. sumaryczna wartość zysku netto miała do 2004 r. tendencje wzrostową, a w latach 2005 i 2006 utrzymała się na podobnym poziomie. Ponadto w stosunku do wartości z 2002 r. wynik finansowy tego segmentu wytwórców w 2004 r. wzrósł prawie czterokrotnie i pozostał na tym poziomie.

W związku z tym co spowodowało, że wytwórcy nie przeznaczali środków na dalsze inwestycje, skoro taka



Rysunek 2. Zestawienie aktywów trwałych, odpisów amortyzacyjnych i nakładów inwestycyjnych wytwórców systemowych (Źródło: URE)

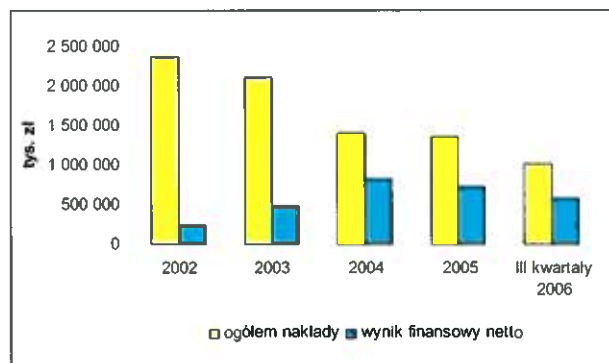


Rysunek 3. Zestawienie odpisów amortyzacyjnych i wydatków na remonty wytwórców systemowych (Źródło: URE)

potrzeba istnieje? Czy wysokość tych środków i pewność ich uzyskania w następnych okresach nie były wystarczające, aby uczynić z przedsiębiorstw wytwórczych wiarygodnych partnerów w oczach instytucji finansowych?

Obecnie są realizowane w Polsce trzy projekty inwestycyjne skutkujące wprowadzeniem do eksploatacji nowych mocy wytwórczych, w tym jeden w ramach kontraktu długoterminowego (tabela 4).

W latach 2005/2006 rozpoczęły się dwie inwestycje w nowe moce, które udowadniają, że jest możliwe uzyskanie finansowania inwestycji bez zawierania kontraktów długoterminowych. Jednak czas wymaga-



Rysunek 4. Zestawienie nakładów inwestycyjnych ogółem i wyników finansowych netto wytwórców systemowych (Źródło: URE)

jący zorganizowania finansowania tych inwestycji można liczyć w latach. W jednym przypadku konieczna będzie emisja obligacji przez wytwórcę.

Zgodnie z „Programem dla elektroenergetyki” przyjętym przez Radę Ministrów 28 marca 2006 r. ocenia się, że przy istniejących w Polsce ponad 30 000 MW mocy wytwórczych i okresie życia instalacji wytwórczych 30-35 lat, co-

Tabela 4. Inwestycje w nowe moce wytwórcze prowadzone obecnie

| Wytwórca | Inwestycja w grupie | Moc [MW] | Nakłady [mln euro] |
|--------------|----------------------------|----------|--------------------|
| Pątnów II | ZE PAK | 464 | 320 |
| Łągisza II | PKE | 460 | 500 |
| Belchatów II | BOT Górnictwo i Energetyka | 833 | 850 |

Źródło: informacje prasowe

rocznie powinno powstawać około 800-1 000 MW nowych mocy wytwórczych tylko w celu odbudowy kończących prace instalacji. Utrzymujący się w kraju regres w budowie nowych mocy wytwórczych może spowodować, że za 5-7 lat ujawni się brak mocy wytwórczych dla zaspokojenia zapotrzebowania na energię elektryczną.

Po planowanym w 2007 r. uwolnieniu części energii związanej w kontraktach długoterminowych, ceny za energię elektryczną w Polsce powinny kształtować się na warunkach w pełni konkurencyjnych, a ich poziom powinien odzwierciedlać koszty wytworzenia oraz potrzeby inwestycyjne, jeśli ilość energii dostępnej na rynku zacznie się zmniejszać.

Ponadto w przypadku, gdy nowe moce nie powstaną w ramach niezależnych decyzji inwestorów zgodnie z art. 16a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, po stwierdzeniu przez ministra właściwego do spraw gospodarki, że istniejące i będące w trakcie budowy moce wytwórcze energii elektrycznej oraz przedsięwzięcia racjonalizujące jej zużycie nie zapewniają długookresowego bezpieczeństwa dostaw tej energii, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ma obowiązek ogłosić przetarg na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną.

Podsumowując, wydaje się, że w chwili obecnej jest nieodzwonne podjęcie działań mających na celu ożywienie inwestycji w moce wytwórcze. Zgodnie z programami rządowymi ma być przeprowadzona konsolidacja pozioma i pionowa w sektorze elektroenergetycznym oraz późniejsza prywatyzacja, które pozwolą na pozyskanie przez wytwórców ilości środków finansowych wystarczającej na przeprowadzenie niezbędnych inwestycji. Wprowadzona do ustawy – Prawo energetyczne możliwość opracowania instrumentów wspierających rozwój inwestycji w nowe moce może też służyć temu celowi, jednak konieczne jest jeszcze określenie specjalistycznych narzędzi i procedur, co jak zwykle potrwa.

W związku z powyższym nasuwa się wniosek, że klimat dla nowych inwestycji w elektroenergetyce ociepla się, ale to dopiero odwilż.

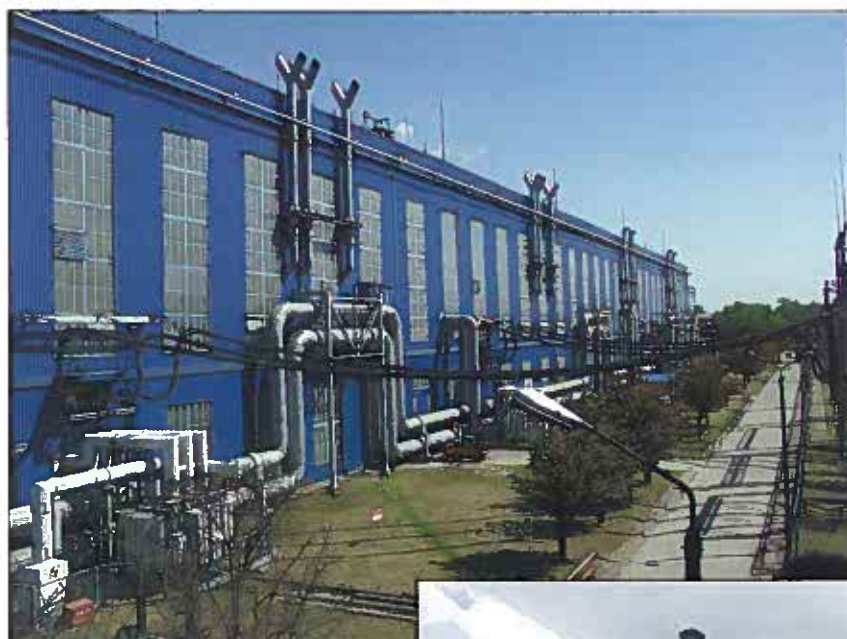


Szymon Godecki



Agnieszka Panek

*Autorzy są pracownikami
Departamentu Promowania Konkurencji URE*



Elektrownia Skawina SA



Ciepłownia Rejtan (należąca do
Fortum Częstochowa SA)

USTAWA

z dnia 12 stycznia 2007 r.

o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności¹⁾

(Dz. U. Nr 21, poz. 124)

Art. 1. W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217) wprowadza się następujące zmiany:

- 1) w art. 3 w pkt 32 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 33-42 w brzmieniu:
 - „33) kogeneracja – równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego;
 - 34) ciepło użytkowe w kogeneracji – ciepło wytwarzane w kogeneracji, służące zaspokojeniu niezbędnego zapotrzebowania na ciepło lub chłód, które gdyby nie było wytworzone w kogeneracji, zostałoby pozyskane z innych źródeł;
 - 35) jednostka kogeneracji – wyodrębniony zespół urządzeń, który może wytwarzać energię elektryczną w kogeneracji, opisany poprzez dane techniczne;
 - 36) energia elektryczna z kogeneracji – energię elektryczną wytwarzaną w kogeneracji i obliczoną jako:
 - a) całkowitą roczną produkcję energii elektrycznej w jednostce kogeneracji w roku kalendarzowym, wytworzoną ze średnioroczną sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji, co najmniej równą sprawności granicznej:
 - 75% dla jednostki kogeneracji z urządzeniami typu: turbina parowa przeciwnieprężna, turbina gazowa z odzyskiem ciepła, silnik spalinowy, mikro-turbina, silnik Stirlinga, ogniwo paliwowe, albo
 - 80% dla jednostki kogeneracji z urządzeniami typu: układ gazowo-parowy z odzyskiem ciepła, turbina parowa upustowo-kondensacyjna, albo
 - b) iloczyn współczynnika i rocznej ilości ciepła użytkowego w kogeneracji wytworzonego ze średnioroczną sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji niższą niż sprawności graniczne, o których mowa w lit. a; współczynnik ten jest obliczany na podstawie pomiarów parametrów technologicznych jednostki kogeneracji, dla danego przedziału czasowego, i określa stosunek energii elektrycznej z kogeneracji do ciepła użytkowego w kogeneracji;
 - 37) referencyjna wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego – sprawność wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej albo ciepła stosowana do obliczenia oszczędności energii pierwotnej uzyskanej w wyniku zastosowania kogeneracji zamiast wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej i ciepła;
 - 38) wysokosprawna kogeneracja – wytwarzanie energii elektrycznej lub mechanicznej i ciepła użytkowego w kogeneracji, które zapewnia oszczędność energii pierwotnej zużywanej w:
 - a) jednostce kogeneracji w wysokości nie mniejszej niż 10% w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego lub
 - b) jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego;
 - 39) standardowy profil zużycia – zbiór danych o przeciętnym zużyciu energii elektrycznej w poszczególnych godzinach doby przez grupę odbiorców końcowych:
 - a) nieposiadających urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych umożliwiających rejestrację tych danych,
 - b) o zbliżonej charakterystyce poboru energii elektrycznej,
 - c) zlokalizowanych na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;

1) Niniejsza ustawa dokonuje w zakresie swojej regulacji wdrożenia dyrektywy 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającej dyrektywę 92/42/EWG (Dz. Urz. UE L 52 z 21.02.2004, str. 50; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 3, str. 3).

- 40) bilansowanie handlowe – zgłaszanie operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez użytkowników systemu i prowadzenie z nimi rozliczeń różnicy rzeczywistej ilości dostarczonej albo pobranej energii elektrycznej i wielkości określonych w tych umowach dla każdego okresu rozliczeniowego;
- 41) centralny mechanizm bilansowania handlowego – prowadzony przez operatora systemu przesyłowego, w ramach bilansowania systemu, mechanizm rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe, z tytułu niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej oraz pobranej przez użytkowników systemu, dla których te podmioty prowadzą bilansowanie handlowe;
- 42) podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe – osobę fizyczną lub prawną uczestniczącą w centralnym mechanizmie bilansowania handlowego na podstawie umowy z operatorem systemu przesyłowego, zajmującą się bilansowaniem handlowym użytkowników systemu.”;
- 2) w art. 5:
- a) po ust. 2 dodaje się ust. 2a i 2b w brzmieniu:
- „2a. Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, której stroną jest użytkownik systemu niebędący podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe, powinna zawierać także, w przypadku gdy użytkownikiem systemu jest:
- 1) odbiorca – oznaczenie:
 - a) wybranego przez odbiorcę sprzedawcy, z którym ma zawartą umowę sprzedaży energii elektrycznej, oraz zasady zmiany tego sprzedawcy; wybrany sprzedawca musi mieć zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z operatorem systemu dystrybucyjnego, do którego sieci odbiorca ten jest przyłączony,
 - b) podmiotu będącego dla odbiorcy sprzedawcą i zgodę tego odbiorcy na zawarcie przez operatora systemu dystrybucyjnego umowy sprzedaży energii elektrycznej z tym sprzedawcą, na jego rzecz i w jego imieniu, w przypadku zaprzestania dostarczania tej energii przez wybranego przez odbiorcę sprzedawcę;
 - 2) przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej i przyłączone do sieci dystrybucyjnej – oznaczenie przez to przedsiębiorstwo podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe, który ma zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z operatorem systemu dystrybucyjnego, do którego sieci przyłączone jest to przedsiębiorstwo, oraz zasady zmiany tego podmiotu;
- 3) sprzedawca:
 - a) oznaczenie przez sprzedawcę podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe, który ma zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z operatorem systemu dystrybucyjnego, do którego sieci przyłączeni są odbiorcy, z którymi sprzedawca ma zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, oraz zasady zmiany tego podmiotu,
 - b) sposób przekazywania danych pomiarowych o ilości zużytej energii elektrycznej przez odbiorców, z którymi sprzedawca ma zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej.
- 2b. Umowa sprzedaży energii elektrycznej, której stroną jest odbiorca niebędący podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe, powinna zawierać także sposób:
- 1) określania niezbilansowania energii elektrycznej oraz jego rozliczania odpowiednio według:
 - a) grafiku indywidualnego przedstawiającego zbiór danych o planowanej realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej oddzielnie dla poszczególnych okresów rozliczeniowych centralnego mechanizmu bilansowania handlowego, zwanego dalej „grafikiem handlowym”, oraz rzeczywistego poboru energii elektrycznej lub
 - b) standardowego profilu zużycia oraz rzeczywiście pobranej energii elektrycznej;
 - 2) zgłaszania grafików handlowych.”,
- b) po ust. 6 dodaje się ust. 6a i 6b w brzmieniu:
- „6a. Sprzedawca energii elektrycznej informuje swoich odbiorców o strukturze paliw zużytych lub innych nośników energii służących do wytworzenia energii elektrycznej sprzedanej przez niego w poprzednim roku kalendarzowym oraz o miejscu, w którym są dostępne informacje o wpływie wytwarzania tej energii na środowisko, co najmniej w zakresie emisji dwutlenku węgla i radioaktywnych odpadów.

- 6b. W przypadku energii elektrycznej kupowanej na giełdzie towarowej lub importowanej z systemu elektroenergetycznego państw niebędących członkami Unii Europejskiej, informacje o strukturze paliw zużytych lub innych nośnikach energii służących do wytworzenia energii elektrycznej mogą być sporządzone na podstawie zbiorczych danych dotyczących udziału poszczególnych rodzajów źródeł energii elektrycznej, w których energia ta została wytworzona w poprzednim roku kalendarzowym.”;
- 3) w art. 7 w ust. 8 pkt 3 otrzymuje brzmienie:
- „3) za przyłączenie źródeł współpracujących z siecią oraz sieci przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia, z wyłączeniem odnawialnych źródeł energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW, za których przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów.”;
- 4) w art. 9a:
- a) ust. 5 otrzymuje brzmienie:
- „5. Opłaty zastępcze, o których mowa w ust. 1 pkt 2 oraz ust. 8 pkt 2, stanowią dochód Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej i należy je uiścić na wyodrębnione rachunki tego funduszu do dnia 31 marca każdego roku za poprzedni rok kalendarzowy.”;
- b) ust. 8 otrzymuje brzmienie:
- „8. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej jest obowiązane, w zakresie określonym w przepisach wydanych na podstawie ust. 10:
- 1) uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki świadectwa pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1, dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej albo
 - 2) uiścić opłatę zastępczą obliczoną w sposób określony w ust. 8a.”;
- c) po ust. 8 dodaje się ust. 8a-8d w brzmieniu:
- „8a. Opłatę zastępczą, o której mowa w ust. 8 pkt 2, oblicza się według wzoru:
- $$\text{Ozs} = \text{Ozg} \times \text{Eog} + \text{Ozk} \times \text{Eok},$$
- gdzie poszczególne symbole oznaczają:
- Ozs – opłatę zastępczą, o której mowa w ust. 8 pkt 2, wyrażoną w złotych,
- Ozg – jednostkową opłatę zastępczą, nie niższą niż 15% i nie wyższą niż 110% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku „konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, wyrażoną w złotych za 1 MWh,
- Eog – ilość energii elektrycznej równą różnicy pomiędzy ilością energii elektrycznej wynikającą z obowiązkowo określonego w przepisach wydanych na podstawie ust. 10, dla jednostek kogeneracji wymienionych w art. 9l ust. 1 pkt 1, i ilością energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1, umorzonych przedsiębiorstwu energetycznemu w terminie, o którym mowa w art. 9m ust. 3, wyrażoną w MWh,
- Ozk – jednostkową opłatę zastępczą, nie niższą niż 15% i nie wyższą niż 40% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, wyrażoną w złotych za 1 MWh,
- Eok – ilość energii elektrycznej równą różnicy pomiędzy ilością energii elektrycznej wynikającą z obowiązku określonego w przepisach wydanych na podstawie ust. 10, dla jednostek kogeneracji wymienionych w art. 9l ust. 1 pkt 2, i ilością energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 2, umorzonych przedsiębiorstwu energetycznemu w terminie, o którym mowa w art. 9m ust. 3, wyrażoną w MWh.
- 8b. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ustala jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami Ozg i Ozk, o których mowa w ust. 8a, na podstawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, z roku poprzedzającego rok ustalenia jednostkowych opłat zastępczych, biorąc pod uwagę ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, różnicę pomiędzy kosztami wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji i cenami sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym

- oraz poziom cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.
- 8c. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami Ozg i Ozk, o których mowa w ust. 8a, do dnia 31 maja każdego roku, obowiązujące w roku następnym.
- 8d. Do wypełnienia obowiązku, o którym mowa w ust. 8 pkt 1, nie zalicza się umorzonych świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1, wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji w okresie, w którym koszty wytworzenia tej energii wynikające z nakładów, o których mowa w art. 45 ust. 1a, są uwzględniane w kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.”,
- d) ust. 9 i 10 otrzymują brzmienie:
- „9. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy zakres obowiązków, o których mowa w ust. 1, 6 i 7, oraz obowiązku potwierdzania danych, o którym mowa w art. 9e ust. 5, w tym:
- 1) rodzaje odnawialnych źródeł energii;
 - 2) parametry techniczne i technologiczne wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii;
 - 3) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości energii elektrycznej lub ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii za pomocą instalacji wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 3 pkt 20, oraz inne paliwa;
 - 4) miejsce dokonywania pomiarów ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii na potrzeby realizacji obowiązku potwierdzania danych, o którym mowa w art. 9e ust. 5;
 - 5) wielkość i sposób obliczania udziału energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii, wynikającej z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 9e ust. 1, w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, w okresie kolejnych 10 lat;
 - 6) sposób uwzględniania w kalkulacji cen energii elektrycznej i ciepła ustalanych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych, o których mowa w ust. 1, 6 i 7:
 - a) kosztów uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 9e ust. 1,
 - b) poniesionej opłaty zastępczej, o której mowa w ust. 1 pkt 2,
 - c) kosztów zakupu energii elektrycznej lub ciepła, do których zakupu przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane
 - biorąc pod uwagę politykę energetyczną państwa oraz zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych.
10. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, sposób obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji, o którym mowa w art. 9l ust. 1, oraz szczegółowy zakres obowiązku, o którym mowa w ust. 8, i obowiązku potwierdzania danych, o którym mowa w art. 9l ust. 8, w tym:
- 1) sposób obliczania:
 - a) średniorocznej sprawności przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji,
 - b) ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji,
 - c) ilości ciepła użytkowego w kogeneracji,
 - d) oszczędności energii pierwotnej uzyskanej w wyniku zastosowania kogeneracji w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego;
 - 2) sposoby wykorzystania ciepła użytkowego w kogeneracji przyjmowanego do obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji, o którym mowa w art. 9l ust. 1;
 - 3) referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego, oddzielnie dla energii elektrycznej i ciepła, służące do obliczania oszczędności energii pierwotnej uzyskanej w wyniku zastosowania kogeneracji;
 - 4) wymagania dotyczące pomiarów ilości energii elektrycznej i ciepła użytkowego w jednostkach kogeneracji oraz ilości paliw zużywanych do ich wytwarzania, w tym na potrzeby realizacji obowiązku potwierdzania danych, o którym mowa w art. 9l ust. 8;
 - 5) wielkość i sposób obliczania udziałów ilości energii elektrycznej wytwarza-

nej w wysokosprawnej kogeneracji, wynikającej z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1, lub uiszczenia opłaty zastępczej, w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, oddzielnie dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1 i 2;

6) maksymalną wysokość i sposób uwzględniania w kalkulacji cen energii elektrycznej ustalanych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych, o których mowa w ust. 8:

a) kosztów uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1,

b) poniesionej opłaty zastępczej, o której mowa w ust. 8 pkt 2

– biorąc pod uwagę politykę energetyczną państwa, zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych oraz uzasadnione technicznie i ekonomicznie możliwości wykorzystania krajowego potencjału wysokosprawnej kogeneracji.”;

5) w art. 9c:

a) w ust. 2 po pkt 9 dodaje się pkt 9a w brzmieniu: „9a) prowadzenie centralnego mechanizmu bilansowania handlowego;”,

b) w ust. 3:

– pkt 6 otrzymuje brzmienie:

„6) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi;”,

– po pkt 9 dodaje się pkt 9a w brzmieniu:

„9a) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:

a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi, zapewniającej efektywną współpracę z innymi operatorami i przedsiębiorstwami energetycznymi,

b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bi-

lansowanie handlowe oraz operatorowi systemu przesyłowego,

c) opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom ich standardowych profili zużycia oraz uwzględnianie zasad ich stosowania w części instrukcji podlegającej zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zgodnie z art. 9g ust. 9,

d) udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie standardowych profili zużycia dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych,

e) opracowywanie i wdrażanie procedury zmiany sprzedawcy oraz jej uwzględnianie w części instrukcji podlegającej zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zgodnie z art. 9g ust. 9;”,

c) ust. 6 i 7 otrzymują brzmienie:

„6. Operator systemu elektroenergetycznego, w obszarze swojego działania, jest obowiązany zapewnić wszystkim podmiotom pierwszeństwo w świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii oraz w wysokosprawnej kogeneracji, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego.

7. Operator systemu elektroenergetycznego, w obszarze swojego działania, jest obowiązany do odbioru energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w źródłach znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej przyłączonych bezpośrednio do sieci tego operatora.”;

6) w art. 9e:

a) w ust. 2 pkt 4 otrzymuje brzmienie:

„4) określenie okresu, w którym energia elektryczna została wytworzona.”,

b) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Świadectwo pochodzenia wydaje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii, złożony za pośrednictwem operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się odnawialne źródło energii określone we wniosku, w terminie 14 dni od dnia otrzymania wniosku. Do wydawania świadectw pochodzenia stosuje się odpowiednio przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego o wydawaniu zaświadczeń.”,

- c) w ust. 4 pkt 4 otrzymuje brzmienie:
„4) określenie okresu, w którym energia elektryczna została wytworzona.”;
- d) po ust. 4 dodaje się ust. 4a i 4b w brzmieniu:
„4a. Okres, o którym mowa w ust. 2 pkt 4 i ust. 4 pkt 4, obejmuje jeden lub więcej następujących po sobie miesięcy kalendarzowych danego roku kalendarzowego.
4b. Wniosek, o którym mowa w ust. 3, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii przedkłada operatorowi systemu elektroenergetycznego, w terminie 45 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej tym wnioskiem.”;
- e) ust. 5 otrzymuje brzmienie:
„5. Operator systemu elektroenergetycznego przekazuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki wniosek, o którym mowa w ust. 3, w terminie 14 dni od dnia jego otrzymania, wraz z potwierdzeniem danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii, określonych na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. Urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe zapewnia wytwarzający tę energię.”;
- f) po ust. 5 dodaje się ust. 5a w brzmieniu:
„5a. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmawia wydania świadectwa pochodzenia, jeżeli wniosek, o którym mowa w ust. 3, został przedłożony operatorowi systemu elektroenergetycznego po upływie terminu, o którym mowa w ust. 4b. Odmowa wydania świadectwa pochodzenia następuje w drodze postanowienia, na które służy zażalenie.”;
- 7) w art. 9g po ust. 5 dodaje się ust. 5a w brzmieniu:
„5a. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego dołącza do instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej standardowy profil zużycia wykorzystywany w bilansowaniu handlowym miejsc dostarczania energii elektrycznej dla odbiorców o mocy umownej nie większej niż 40 kW.”;
- 8) po art. 9k dodaje się art. 9l-9n w brzmieniu:
„Art. 9l. 1. Potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest świadectwo pochodzenia tej energii, zwane dalej „świadectwem pochodzenia z kogeneracji”. Świadectwo pochodzenia z kogeneracji wydaje się oddzielnie dla energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostce kogeneracji:
- 1) opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW;
 - 2) innej niż wymieniona w pkt 1.
2. Świadectwo pochodzenia z kogeneracji określa w szczególności:
- 1) nazwę i adres przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji;
 - 2) lokalizację, typ i moc zainstalowanej elektrycznej jednostki kogeneracji, w której energia elektryczna została wytworzona;
 - 3) ilość, rodzaj i średnią wartość opałową paliw, z których została wytworzona energia elektryczna w wysokosprawnej kogeneracji;
 - 4) ilość ciepła użytkowego w kogeneracji i sposoby jego wykorzystania;
 - 5) dane dotyczące ilości energii elektrycznej objętej świadectwem pochodzenia z kogeneracji, wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w określonej jednostce kogeneracji;
 - 6) okres, w którym została wytworzona energia elektryczna w wysokosprawnej kogeneracji;
 - 7) ilość zaoszczędzonej energii pierwotnej wyrażoną w procentach, kwalifikującą do uznania energii elektrycznej za wytworzoną w wysokosprawnej kogeneracji;
 - 8) kwalifikację jednostki kogeneracji do jednostek, o których mowa w ust. 1 pkt 1 albo pkt 2 lub art. 9a ust. 8d.
3. Świadectwo pochodzenia z kogeneracji wydaje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, złożony za pośrednictwem operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się jednostka kogeneracji określona we wniosku, w terminie 14 dni od dnia otrzymania wniosku. Do wydawania świadectw pochodzenia z kogeneracji stosuje się odpowiednio przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego o wydawaniu zaświadczeń.
4. Wniosek, o którym mowa w ust. 3, zawiera:
- 1) nazwę i adres przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się

- wytwarzaniem energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji;
- 2) określenie lokalizacji, typu i mocy zainstalowanej elektrycznej jednostki kogeneracji, w której energia elektryczna została wytworzona;
 - 3) określenie rodzaju i średniej wartości opałowej paliw, z których zostały wytworzone energia elektryczna w wysokosprawnej kogeneracji i ciepło użytkowe w kogeneracji, oraz ilości tych paliw ustalonych na podstawie pomiarów dokonanych za pomocą oznaczonych urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych;
 - 4) określenie, na podstawie pomiarów dokonanych za pomocą oznaczonych urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, ilości ciepła użytkowego w kogeneracji, z podziałem na sposoby jego wykorzystania;
 - 5) określenie, na podstawie pomiarów dokonanych za pomocą oznaczonych urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w danej jednostce kogeneracji;
 - 6) określenie okresu, w którym została wytworzona energia elektryczna w wysokosprawnej kogeneracji;
 - 7) określenie ilości energii pierwotnej wyrażonej w procentach, która została zaoszczędzona, kwalifikującej do uznania energii elektrycznej za wytworzoną w wysokosprawnej kogeneracji obliczonej na podstawie referencyjnych wartości dla wytwarzania rozdzielonego;
 - 8) informacje o spełnieniu warunków uprawniających do wydania świadectwa pochodzenia z kogeneracji, dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji, o której mowa w ust. 1 pkt 1 albo 2 lub w art. 9a ust. 8d.
5. Wniosek, o którym mowa w ust. 3, jest sporządzany na podstawie danych dotyczących wytworzenia energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, obejmującego jeden lub więcej następujących po sobie miesięcy kalendarzowych danego roku kalendarzowego oraz planowanej w tym roku średniorocznej sprawności przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji.
 6. Wniosek, o którym mowa w ust. 3, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji przedkłada operatorowi systemu elektroenergetycznego w terminie do 14. dnia następnego miesiąca po zakończeniu okresu wytworzenia energii elektrycznej objętej tym wnioskiem.
 7. W przypadku gdy wniosek, o którym mowa w ust. 3, jest składany za okres:
 - 1) roku kalendarzowego należy dołączyć do niego sprawozdanie, o którym mowa w ust. 10, sporządzone na podstawie uzyskanej w tym okresie rzeczywistej średniorocznej sprawności przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji;
 - 2) krótszy niż określony w pkt 1 – dane ilościowe zawarte w tym wniosku podaje się łącznie za okres objęty tym wnioskiem, z podziałem na poszczególne miesiące.
 8. Operator systemu elektroenergetycznego przekazuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki wniosek, o którym mowa w ust. 3, w terminie 14 dni od dnia jego otrzymania, wraz z potwierdzeniem danych dotyczących ilości energii elektrycznej określonych na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w ust. 4 pkt 5.
 9. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmawia wydania świadectwa pochodzenia z kogeneracji, jeżeli wniosek, o którym mowa w ust. 3, został przedłożony operatorowi systemu elektroenergetycznego po upływie terminu, o którym mowa w ust. 6. Odmowa wydania świadectwa pochodzenia z kogeneracji następuje w drodze postanowienia, na które służy zażalenie.
 10. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 3, przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do dnia 15 lutego każdego roku sprawozdanie zawierające dane, o których mowa w ust. 4, dotyczące jednostki kogeneracji za okres poprzedniego roku kalendarzowego, określone na podstawie rzeczywistej średniorocznej spraw-

- ności przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji; do wniosku należy dołączyć schemat zespołu urządzeń wchodzących w skład jednostki kogeneracji.
11. Wraz ze sprawozdaniem, o którym mowa w ust. 10, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki:
 - 1) opinię akredytowanej jednostki, o której mowa w ust. 16, sporządzaną na podstawie badania przeprowadzonego w przedsiębiorstwie energetycznym dla danej jednostki kogeneracji, stwierdzającą prawidłowość danych zawartych w sprawozdaniu oraz zasadność składania wniosku o wydanie świadectw pochodzenia z kogeneracji dla energii elektrycznej wytworzonej w poprzednim roku kalendarzowym, oraz
 - 2) wniosek o wydanie odpowiedniej ilości świadectw pochodzenia z kogeneracji dla energii elektrycznej, w przypadku wystąpienia niedoboru ilości energii elektrycznej wynikającej z wydanych temu przedsiębiorstwu świadectw pochodzenia z kogeneracji w stosunku do rzeczywistej ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji przez daną jednostkę kogeneracji w poprzednim roku kalendarzowym i wykazanej w sprawozdaniu, lub
 - 3) wniosek o umorzenie odpowiedniej ilości świadectw pochodzenia z kogeneracji dla energii elektrycznej, w przypadku wystąpienia nadwyżki ilości energii elektrycznej wynikającej z wydanych temu przedsiębiorstwu świadectw pochodzenia z kogeneracji w stosunku do rzeczywistej ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji przez daną jednostkę kogeneracji w poprzednim roku kalendarzowym i wykazanej, w sprawozdaniu; tak umorzone świadectwa pochodzenia z kogeneracji nie stanowią podstawy do rozliczenia obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 8.
 12. Do wydawania świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w ust. 11 pkt 2, przepisy ust. 1-4, 6, 8 i 9 stosuje się odpowiednio.
 13. Do umarzania świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w ust. 11 pkt 3, przepisy art. 9e ust. 13 i 15-17 oraz art. 9m ust. 2 stosuje się odpowiednio.
 14. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki umarza świadectwo pochodzenia z kogeneracji wydane dla energii elektrycznej, o której mowa w art. 9a ust. 8d.
 15. Do świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w ust. 14, przepisów art. 9m nie stosuje się.
 16. Polskie Centrum Akredytacji przekazuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, na jego wniosek, wykaz akredytowanych jednostek, które zatrudniają osoby o odpowiednich kwalifikacjach technicznych z zakresu kogeneracji oraz zapewniają niezależność w przedstawianiu wyników badań, o których mowa w ust. 11 pkt 1, a także przekazuje informacje o jednostkach, którym udzielono akredytacji, ograniczono zakres akredytacji, zawieszono lub cofnięto akredytację.
- Art. 9m. 1. Przepisy art. 9e ust. 6-13 i 15-17 stosuje się do:
- 1) praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia z kogeneracji i przeniesienia tych praw;
 - 2) prowadzenia rejestru świadectw pochodzenia z kogeneracji przez podmiot prowadzący giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych i organizujący na tej giełdzie obrót prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia z kogeneracji;
 - 3) wydawania dokumentu stwierdzającego prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia z kogeneracji, przez podmiot, o którym mowa w pkt 2;
 - 4) opłat za wpis do rejestru świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz za dokonane zmiany w tym rejestrze;
 - 5) wniosków o umorzenie przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki świadectw pochodzenia z kogeneracji i trybu ich umorzenia;
 - 6) wygaśnięcia praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia z kogeneracji;

- 7) przekazywania, przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, podmiotowi, o którym mowa w pkt 2, informacji o wydanych i umorzonych świadectwach pochodzenia z kogeneracji.
2. Prawom majątkowym wynikającym ze świadectw pochodzenia z kogeneracji odpowiada określona ilość energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, wyrażona z dokładnością do jednej kWh.
3. Świadectwo pochodzenia z kogeneracji umorzone do dnia 31 marca danego roku kalendarzowego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, obejmujące energię elektryczną z kogeneracji wytworzoną w poprzednich latach kalendarzowych, jest uwzględniane przy rozliczeniu wykonania obowiązku określonego w art. 9a ust. 8, w poprzednim roku kalendarzowym.
- Art. 9n. 1. Minister właściwy do spraw gospodarki, co cztery lata, sporządza raport oceniający postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej i przedkłada go Komisji Europejskiej w terminie przez nią wyznaczonym.
2. Minister właściwy do spraw gospodarki ogłasza, w drodze obwieszczenia, w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”, raport, o którym mowa w ust. 1, w terminie do dnia 21 lutego danego roku, w którym występuje obowiązek sporządzenia raportu.
3. Minister właściwy do spraw gospodarki informuje Komisję Europejską o podjętych działaniach ułatwiających dostęp do systemu elektroenergetycznego przedsiębiorstwom energetycznym zajmującym się wytwarzaniem energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostkach kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW.”;
- 9) w art. 16a:
- a) ust. 3 otrzymuje brzmienie:
„3. Do przetargu stosuje się odpowiednio przepisy art. 9i ust. 4-9.”,
- b) po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu:
„3a. W przetargu mogą uczestniczyć także podmioty niebędące przedsiębiorstwami energetycznymi.”,
- c) ust. 8 otrzymuje brzmienie:
„8. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe wymagania co do zawartości dokumentacji przetargowej na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub na realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz warunki i tryb organizowania i przeprowadzania przetargu, w tym powoływania i pracy komisji przetargowej, kierując się potrzebą zapewnienia przejrzystych warunków i kryteriów przetargu oraz równoprawnego traktowania jego uczestników.”;
- 10) w art. 19 w ust. 3 pkt 3 otrzymuje brzmienie:
„3) możliwości wykorzystania istniejących nadwyżek i lokalnych zasobów paliw i energii, z uwzględnieniem energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii, energii elektrycznej i ciepła użytkowego wytwarzanych w kogeneracji oraz zagospodarowania ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych.”;
- 11) w art. 20 w ust. 2 pkt 1a otrzymuje brzmienie:
„1a) propozycje w zakresie wykorzystania odnawialnych źródeł energii i wysokosprawnej kogeneracji.”;
- 12) w art. 23 w ust. 2:
- a) w pkt 3 w lit. d średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. e w brzmieniu:
„e) jednostkowych opłat zastępczych, o których mowa w art. 9a ust. 8a.”,
- b) w pkt 18 lit. a otrzymuje brzmienie:
„a) średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji obliczonych oddzielnie dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1 i 2.”,
- c) pkt 21 otrzymuje brzmienie:
„21) wydawanie świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 9e ust. 1, i świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1, oraz ich umarzanie.”;
- 13) w art. 32 w ust. 1 pkt 1 otrzymuje brzmienie:
„1) wytwarzania paliw lub energii, z wyłączeniem: wytwarzania paliw stałych lub paliw gazowych, wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 50 MW niezaliczanych do odnawialnych źródeł energii lub do źródeł wytwarzających energię elektryczną w kogeneracji, wytwarzania ciepła w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW.”;

14) w art. 47 po ust. 2d dodaje się ust. 2e w brzmieniu:

„2e) Prezes URE analizuje i weryfikuje koszty uzasadnione, o których mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1 i 2, w zakresie ich zgodności z przepisami ustawy, na podstawie sprawozdań finansowych i planów rzeczowo-finansowych przedsiębiorstw energetycznych, biorąc pod uwagę tworzenie warunków do konkurencji i promocji efektywności wykonywanej działalności gospodarczej, a w szczególności stosując metody porównawcze oceny efektywności przedsiębiorstw energetycznych wykonujących w zbliżonych warunkach działalność gospodarczą tego samego rodzaju;”

15) w art. 56:

a) w ust. 1:

– pkt 1a otrzymuje brzmienie:

„1a) nie przestrzega obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia lub świadectwa pochodzenia z kogeneracji albo nie uiszcza opłat zastępczych, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 8, lub nie przestrzega obowiązków zakupu energii elektrycznej, o których mowa w art. 9a ust. 6, lub nie przestrzega obowiązków zakupu ciepła, o których mowa w art. 9a ust. 7, lub przedkłada Prezesowi URE wnioski o wydanie świadectwa pochodzenia lub świadectwa pochodzenia z kogeneracji zawierające dane lub informacje niezgodne ze stanem faktycznym;”

– pkt 6 otrzymuje brzmienie:

„5) stosuje ceny lub stawki opłat wyższe od zatwierdzonych lub stosuje taryfy niezgodnie z określonymi w niej warunkami;”

b) w ust. 2a pkt 3 otrzymuje brzmienie:

„3) w zakresie nieprzestrzegania obowiązków, o których mowa w art. 9a ust. 8, obliczona według wzoru:

$$K_S = 1,3 \times (O_{ZK} - O_{ZZK}),$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_S – minimalną wysokość kary pieniężnej, wyrażoną w złotych,

O_{ZK} – opłatę zastępczą, obliczoną zgodnie z art. 9a ust. 8a, wyrażoną w złotych,

O_{ZZK} – uiszczoną opłatę zastępczą, wyrażoną w złotych.”

Art. 2. W ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2006 r. Nr 129, poz. 902, Nr 169, poz. 1199, Nr 170, poz. 1217 i Nr 249, poz. 1832) w art. 401 ust. 9 i 10 otrzymują brzmienie:

„9. Przychodami Narodowego Funduszu są także wpływy z opłat zastępczych, o których mowa w art. 9a ust. 1 pkt 2 i ust. 8 pkt 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.²⁾), oraz wpływy z kar pieniężnych wymierzanych na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1a tej ustawy.

10. Przychody, o których mowa w ust. 9, przeznacza się wyłącznie na wspieranie odnawialnych źródeł energii lub wysokosprawnej kogeneracji, w rozumieniu ustawy, o której mowa w ust. 9.”

Art. 3. W ustawie z dnia 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny zgodności (Dz. U. z 2004 r. Nr 204, poz. 2087, z późn. zm.³⁾) w art. 26 w ust. 1 pkt 3 otrzymuje brzmienie:

„3) prowadzenie wykazu:

a) akredytowanych jednostek certyfikujących lub kontrolujących oraz akredytowanych laboratoriów lub innych akredytowanych podmiotów przeprowadzających oceny zgodności lub weryfikacje,

b) akredytowanych jednostek, które zatrudniają osoby o odpowiednich kwalifikacjach technicznych z zakresu kogeneracji w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.⁴⁾);”

Art. 4. 1. Do dnia 30 czerwca 2007 r. przedsiębiorstwa energetyczne dostosują umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej i umowy sprzedaży energii elektrycznej do wymagań określonych w art. 5 ust. 2a i 2b ustawy wymienionej w art. 1, z zastrzeżeniem ust. 2.

2. Od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy do dnia 30 czerwca 2007 r., w przypadku pisemnego zgłoszenia zamiaru zmiany sprzedawcy energii elektrycznej przez odbiorcę uprawnionego do wyboru sprzedawcy, przedsiębiorstwo energetyczne dostosuje umowy, o których mowa w ust. 1, do wymagań określonych w art. 5 ust. 2a i 2b ustawy wymienionej w art. 1, w terminie 14 dni od dnia otrzymania zgłoszenia odbiorcy.

Art. 5. Do dnia 31 grudnia 2011 r. opłatę za przyłączenie, o której mowa w art. 7 ust. 8 pkt 3 ustawy wymienionej w art. 1, w odniesieniu do przyłączenia do sieci elektroenergetycznej jednostek kogeneracji o mo-

2) Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2006 r. Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217 oraz z 2007 r. Nr 21, poz. 124.

3) Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2005 r. Nr 64, poz. 565 i Nr 267, poz. 2258 oraz z 2006 r. Nr 170, poz. 1217, Nr 235, poz. 1700 i Nr 249, poz. 1832 i 1834.

4) Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2006 r. Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217 oraz z 2007 r. Nr 21, poz. 124.

cy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW, pobiera się w wysokości połowy obliczonej opłaty.

Art. 6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ustali i ogłosi w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki jednostkowe opłaty zastępcze, o których mowa w art. 9a ust. 8a ustawy wymienionej w art. 1, obowiązujące w roku 2007, w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 7. Podmioty wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji, która na podstawie przepisów dotychczasowych nie wymagała uzyskania koncesji, i zamierzające wystąpić z wnioskiem o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji, o którym mowa w art. 9l ust. 1 ustawy wymienionej w art. 1, mogą tę działalność wykonywać na dotychczasowych zasadach do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sprawy przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, pod warunkiem złożenia wniosku o udzielenie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w kogeneracji, w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 8. 1. Pierwsze świadectwa pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 ustawy wymienionej w art. 1, mogą być wydane dla energii elektrycznej wytworzonej w okresie jednego lub więcej następujących po sobie miesięcy kalendarzowych w 2007 r. pod warunkiem przedstawienia przez przedsiębiorstwa energetyczne, wraz z wnioskiem, o którym mowa w art. 9l ust. 3 ustawy wymienionej w art. 1, opinii akredytowanej jednostki, o której mowa w art. 9l ust. 16 ustawy wymienionej w art. 1, potwierdzającej dane dotyczące możliwej do uzyskania ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w 2007 r.

2. Świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 ustawy wymienionej w art. 1, wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej do dnia 30 czerwca 2007 r. nie zalicza się do wypełnienia obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 8 pkt 1 ustawy wymienionej w art. 1.

Art. 9. 1. Ogłoszenie pierwszego raportu, o którym mowa w art. 9n ust. 1 ustawy wymienionej w art. 1, nastąpi w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

2. Raport, o którym mowa w ust. 1, będzie zawierał także:

- 1) ocenę możliwości stosowania wysokosprawnej kogeneracji oraz barier utrudniających wykorzystanie krajowego potencjału wysokosprawnej kogeneracji;
- 2) informacje o zastosowanych środkach mających na celu zapewnienie niezawodności systemu wydawania świadectw pochodzenia z kogeneracji.

Art. 10. Do spraw wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepisy tej ustawy.

Art. 11. Wypełnienie i ocena wypełnienia obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła za okres od dnia 1 stycznia 2007 r. do dnia 30 czerwca 2007 r. nałożonego na podstawie art. 9a ust. 8 ustawy wymienionej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym, następuje na podstawie przepisów dotychczasowych.

Art. 12. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 9a ust. 9 ustawy zmienianej w art. 1, zachowują moc do czasu wejścia w życie nowych przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 9a ust. 9 ustawy wymienionej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie dłużej jednak niż przez rok od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

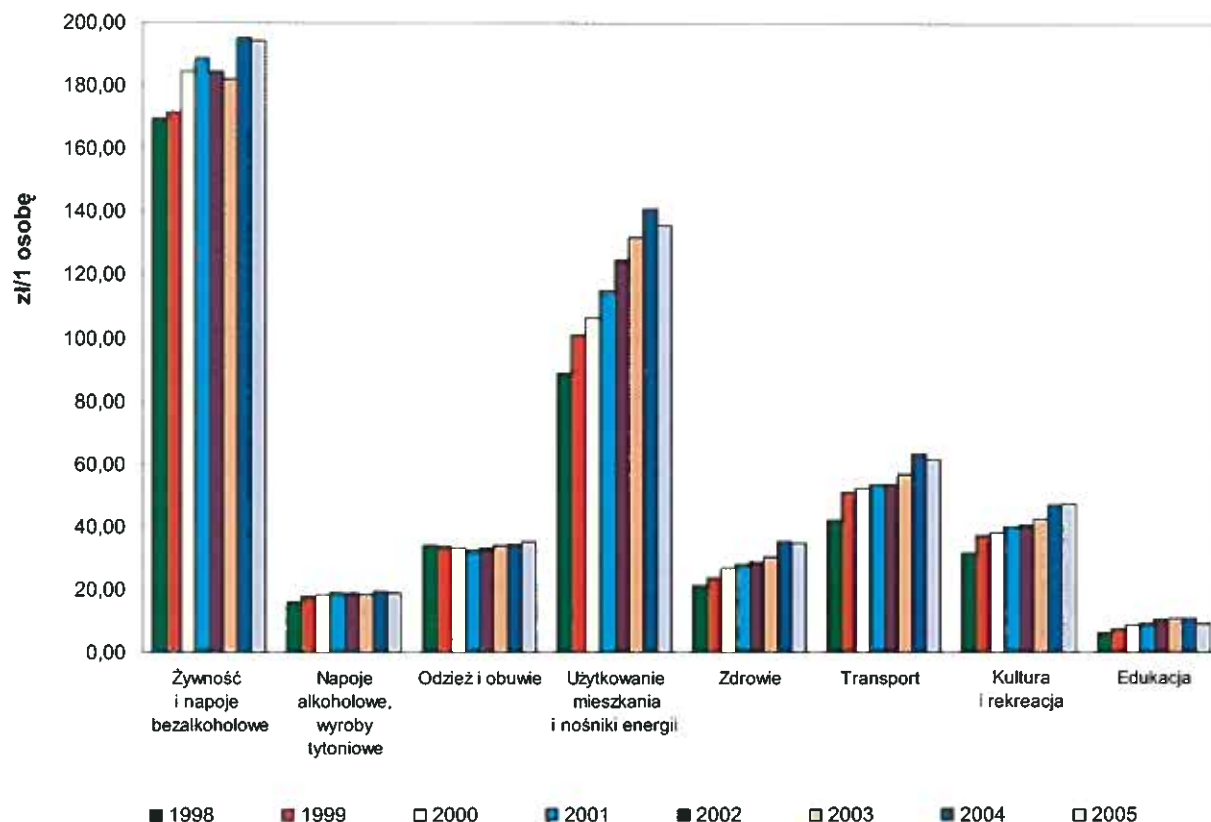
Art. 13. Przepisy art. 9a ust. 8-8d, art. 9l ust. 11-15, art. 9m, art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. e i pkt 21 oraz art. 56 ust. 1 pkt 1a i ust. 2a pkt 3 ustawy wymienionej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w zakresie obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz uiszczenia opłaty zastępczej, stosuje się do dnia 31 marca 2013 r.

Art. 14. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem:

- 1) art. 9a ust. 8-8d, art. 9c ust. 6 i 7 oraz art. 56 ust. 2a pkt 3 ustawy wymienionej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, które wchodzi w życie z dniem 1 lipca 2007 r.;
- 2) art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. a ustawy wymienionej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2008 r.

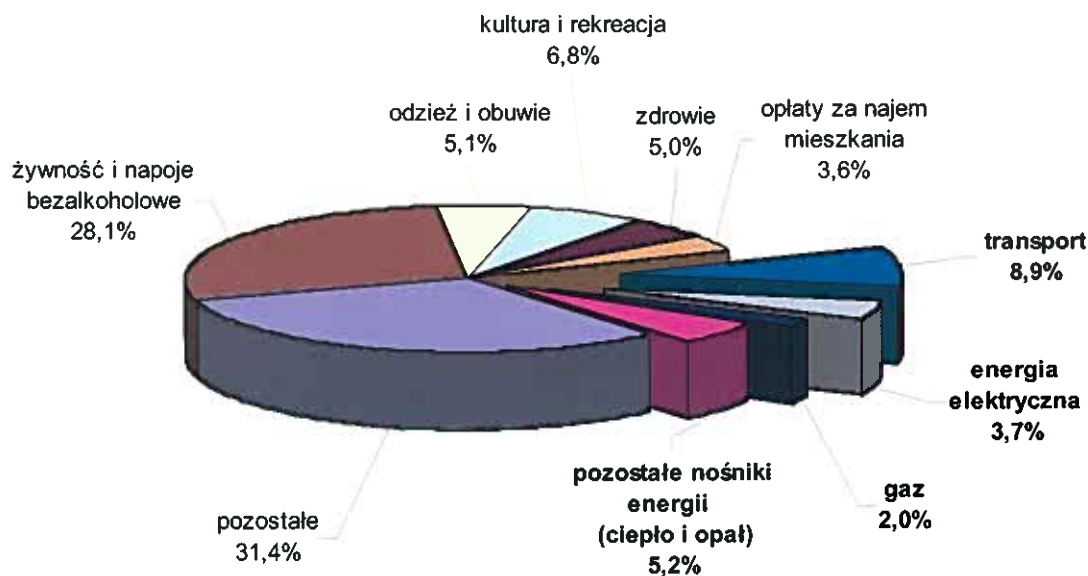
RYNEK ODBIORCY – WYBRANE ASPEKTY

Przeciętne miesięczne wydatki na wybrane towary i usługi w gospodarstwach domowych w latach 1998–2005



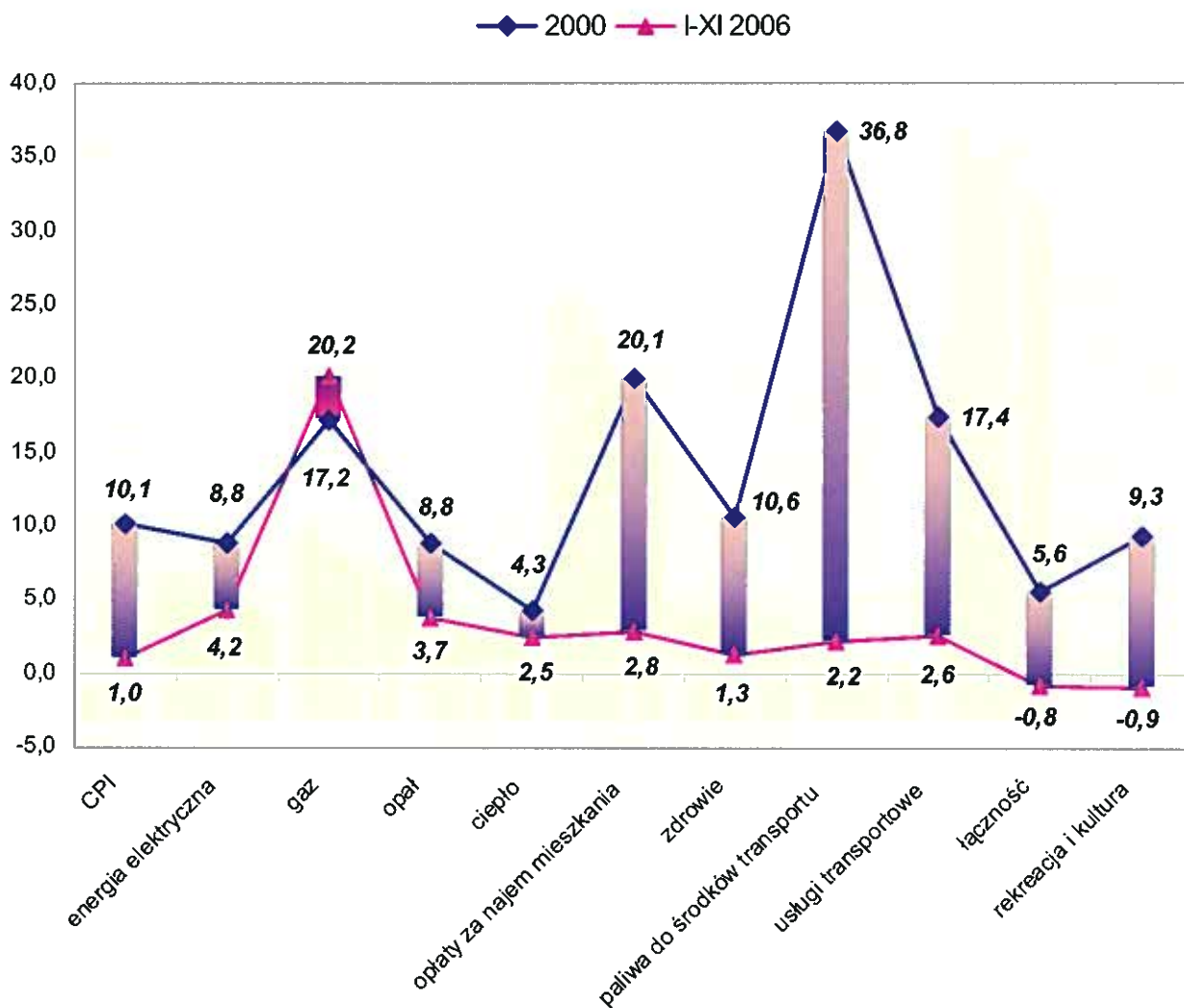
Źródło: URE na podstawie GUS

Struktura przeciętnych miesięcznych wydatków gospodarstw domowych w 2005 r.



Źródło: URE na podstawie Rocznik Statystyczny RP, GUS, Warszawa, 2006

Wskaźniki cen wybranych towarów i usług konsumpcyjnych
w roku 2000 i 2006 (%) [rok poprzedni =100]



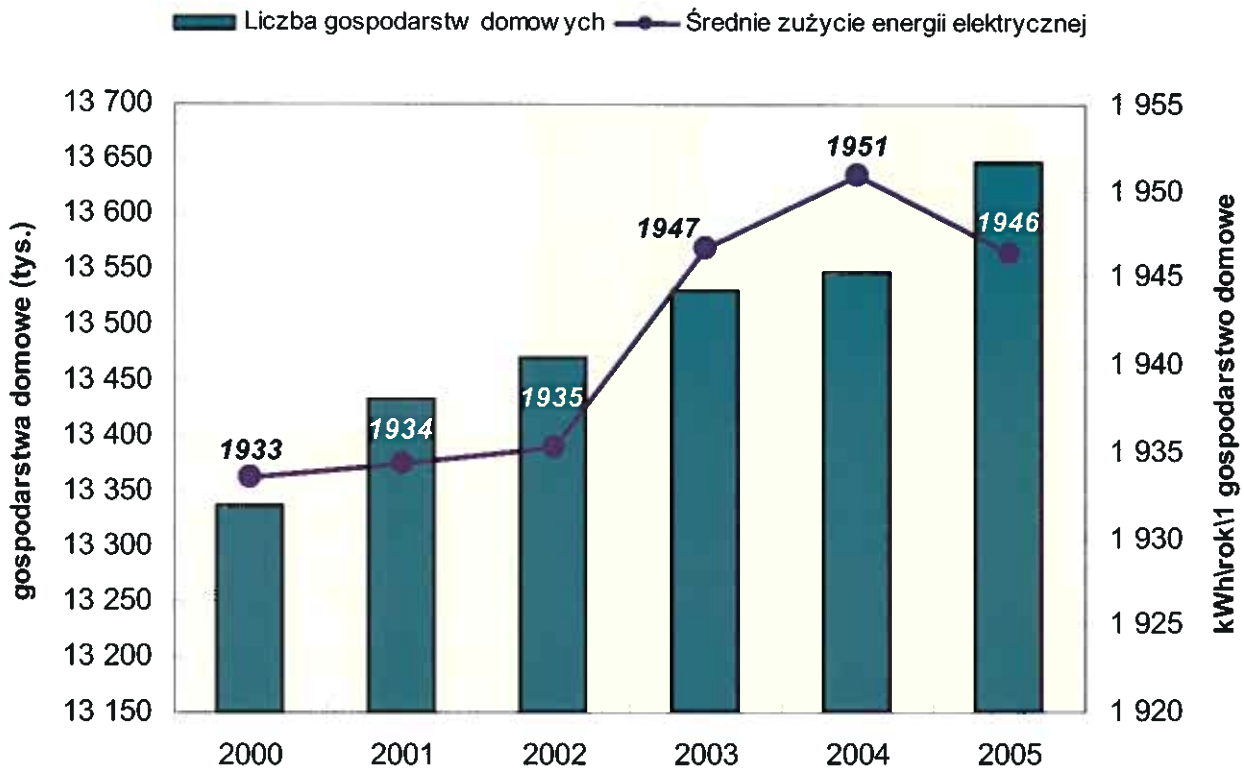
Źródło: URE na podstawie biuletynów statystycznych GUS

Przeciętne miesięczne przychody oraz wydatki na energię elektryczną i gaz
w gospodarstwach domowych w 2005 r.

| Wyszczególnienie | Gospodarstwa domowe | | | | |
|---------------------------|---------------------|-----------------|-----------------|--------------------------------|----------------------|
| | Ogółem | Pracowników | Rolników | Pracujących na własny rachunek | Emerytów i Rencistów |
| | zł / 1 osobę | | | | |
| Przychody netto | 1 019,55 | 1 020,07 | 1 038,06 | 1 249,82 | 1 053,66 |
| Dochód rozporządzalny | 761,46 | 770,00 | 606,17 | 977,10 | 800,25 |
| Wydatki | 690,30 | 684,41 | 533,91 | 869,80 | 746,05 |
| w tym: | | | | | |
| energia elektryczna i gaz | 39,64 | 35,78 | 28,90 | 50,25 | 49,29 |
| z tego: | | | | | |
| energia elektryczna | 25,55 | 23,33 | 21,24 | 30,86 | 30,77 |
| gaz | 14,09 | 12,45 | 7,66 | 19,39 | 18,52 |

Źródło: URE na podstawie: Rocznik Statystyczny RP 2006, GUS, Warszawa, 2006

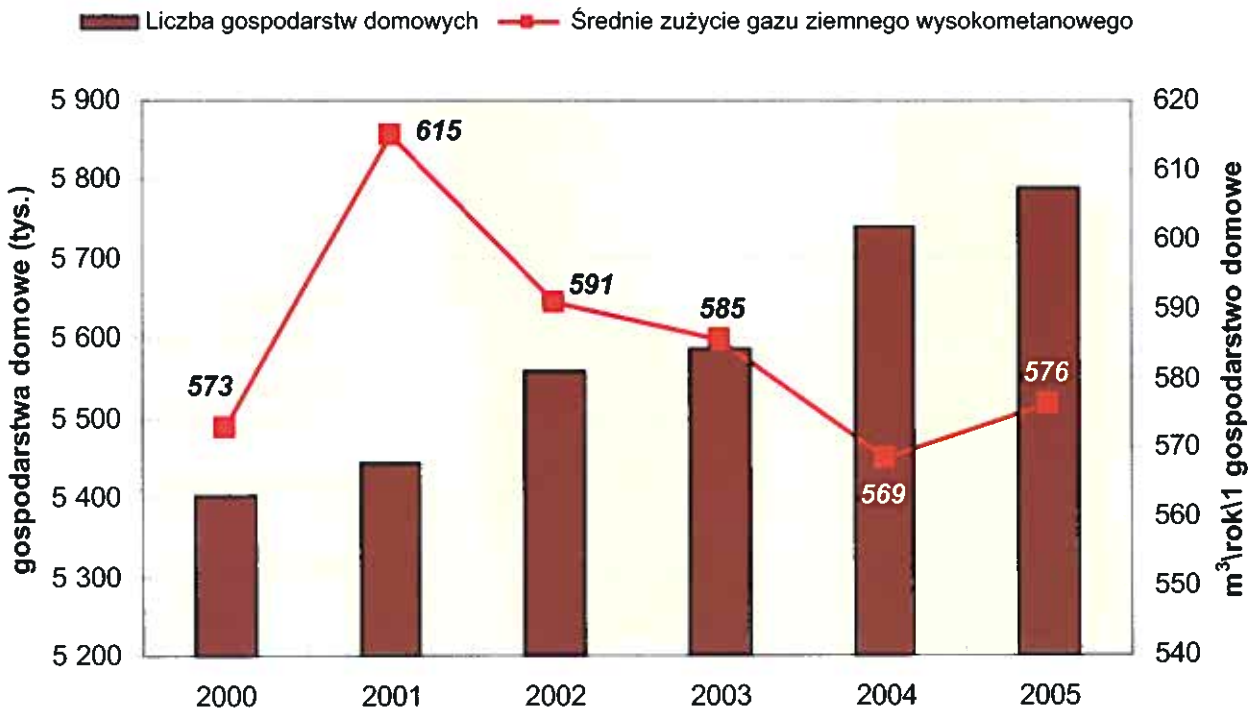
Średnie zużycie energii elektrycznej w gospodarstwach domowych* w latach 2000–2005



* Gospodarstwa domowe i rolne razem.

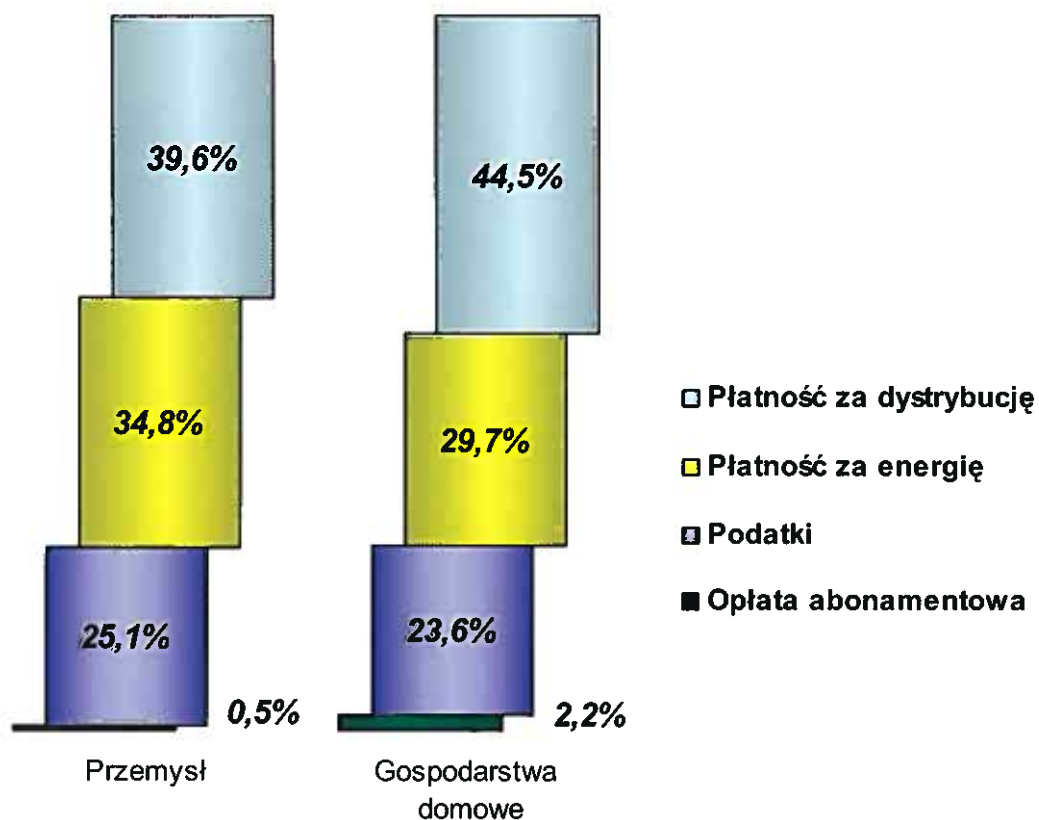
Źródło: URE na podstawie: Sytuacja elektroenergetyki polskiej 2002–2005, ARE SA

Średnie zużycie gazu ziemnego wysokometanowego w gospodarstwach domowych w latach 2000–2005



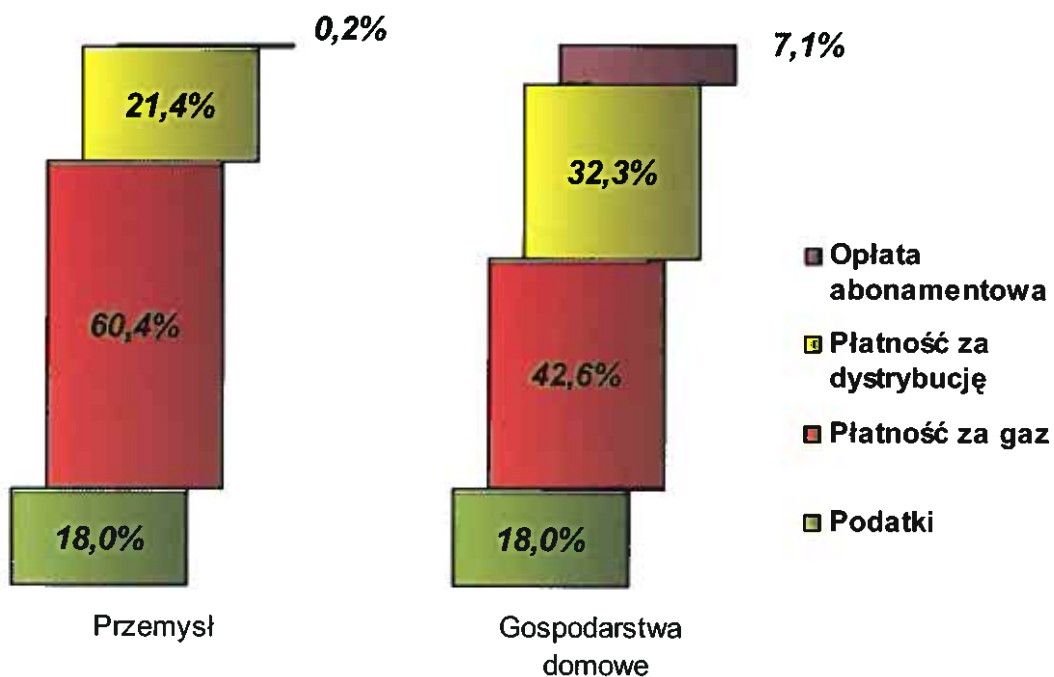
Źródło: URE

Struktura płatności za energię elektryczną dla gospodarstw domowych oraz odbiorców przemysłowych w 2005 r.



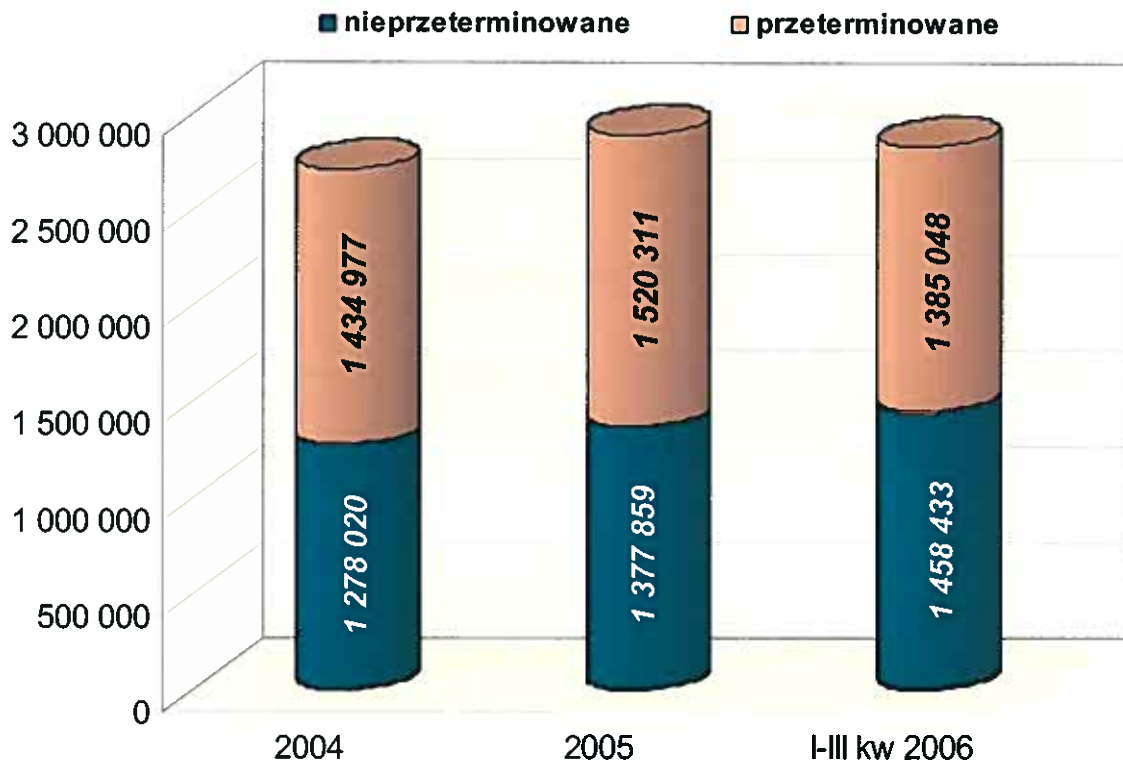
Źródło: URE

Struktura płatności za gaz ziemny wysokometanowy dla gospodarstw domowych oraz odbiorców przemysłowych w 2005 r.



Źródło: URE

Zadłużenie odbiorców energii elektrycznej w latach 2004–2006 (w tys. zł)*



* Bez opłat z tytułu przekroczenia terminu płatności.

Źródło: URE na podstawie danych Ministerstwa Gospodarki

Opracowały: Anna Buńczyk, Anna Daniluk
Departament Integracji Europejskiej
i Studiów Porównawczych URE



Fot.: Przemysław Biliński, www.energetyka.com.pl

Zapora i elektrownia wodna w Niedzicy



PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
dr Leszek Juchniewicz

Warszawa, 5 lutego 2007 r.

STANOWISKO

w sprawie
zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię elektryczną w odnawialnych źródłach energii z obowiązku przedstawiania Prezesowi URE corocznej informacji o rozmiarze i przychodach z działalności objętej koncesją osiągniętych w roku poprzednim

1. Art. 32 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217) nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające energię elektryczną w źródłach odnawialnych, niezależnie od ich mocy zainstalowanej, obowiązek uzyskania koncesji. W koncesjach wydanych na podstawie ustawy – Prawo energetyczne określono szereg warunków mających na celu dostosowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych do zasad określonych w tej ustawie oraz zasad gospodarki rynkowej. Uznaję, że okres jaki upłynął od wydania tych koncesji pozwolił koncesjonariuszom na dostosowanie prowadzonej działalności do nowych zasad.
2. Warunki zawarte w wydanych koncesjach dotyczą m.in. sprawozdawczości i udzielania informacji przez przedsiębiorstwa koncesjonowane. Jeden z warunków zobowiązuje koncesjonariuszy do przedstawiania Prezesowi URE do dnia 1 marca każdego roku, informacji o rozmiarze i przychodach z działalności objętej koncesją osiągniętych w roku poprzednim.
3. Ustawa – Prawo energetyczne nakłada na Prezesa URE szereg obowiązków związanych z regulacją działalności przedsiębiorstw energetycznych. W celu realizacji tych zadań wdrożono narzędzia pozwalające na ocenę samych przedsiębiorstw, jak i prowadzonej przez nie działalności. W procesie gromadzenia informacji niezbędnych dla funkcjonowania tych narzędzi, niezależnie od ww. informacji, pozyskiwane są dane pozwalające ocenić również sposób realizacji warunków zapisanych w koncesji.
4. Mając na uwadze powyższe okoliczności, celem uproszczenia warunków prowadzenia działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwa energetyczne oraz zmniejszenia obciążeń nałożonych na koncesjonariuszy, **zwolniam koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające energię elektryczną w odnawialnych źródłach energii z obowiązku przedstawiania Prezesowi URE corocznej informacji o rozmiarze i przychodach z działalności objętej koncesją osiągniętych w roku poprzednim.**

Zwolnienie obowiązuje począwszy od okresu sprawozdawczego obejmującego rok 2006, do końca okresu na jaki zostały wydane aktualnie obowiązujące koncesje. W związku z powyższym, w zakresie objętym niniejszym stanowiskiem, nie będą wobec przedsiębiorstw stosowane sankcje, wynikające z art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne. W przypadku wystąpienia okoliczności uzasadniających odwołanie niniejszego zwolnienia, koncesjonariusze zostaną o tym fakcie powiadomieni w zindywidualizowany sposób.

Zwolnienie nie dotyczy pozostałych warunków określonych w koncesji, w tym związanych z obowiązkiem informowania Prezesa URE o zmianach w zakresie warunków prowadzenia działalności.

Jednocześnie przypominam, że na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE może żądać od przedsiębiorstwa energetycznego informacji dotyczących prowadzonej działalności, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.

Prezes
Urzędu Regulacji Energetyki

dr Leszek Juchniewicz

Informacja w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2007 r.

Działając na podstawie art. 9a ust. 3 i 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217) w związku z Komunikatem Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego z dnia 15 stycznia 2007 r. w sprawie średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w 2006 r. (M. P. Nr 4, poz. 43) informuję, iż w 2007 r. jednostkowa opłata zastępcza po jej waloryzacji wynosi **242,40 zł**.

Prezes
Urzędu Regulacji Energetyki



dr Leszek Juchniewicz

SPOTKANIA CZŁONKÓW ZESPOŁU DS. INTERDYSCYPLINARNEJ WSPÓŁPRACY MIĘDZYNARODOWEJ ORAZ CZŁONKÓW ZESPOŁU SPOŁECZNYCH DORADCÓW PREZESA URE

ENERGIA ELEKTRYCZNA

6 lutego 2007 r. odbyło się spotkanie, któremu przewodniczył Wiceprezes Urzędu Regulacji Energetyki Wiesław Wójcik. W trakcie spotkania zostały przedstawione trzy prezentacje.

Pierwsza prezentacja pt. „Rola współpracy międzysystemowej PSE-Operator SA w zapewnieniu bezpieczeństwa pracy KSE” – autorstwa dr Iwony Biernackiej z PSE-Operator – przybliżyła uczestnikom zagadnienia współpracy i koordynacji działań między Operatorem Systemu Przesyłowego w celu zapewnienia sprawnego działania i bezpieczeństwa dostaw na obszarze połączonych systemów elektroenergetycznych zarówno w normalnych, jak i awaryjnych stanach pracy.

Na początku prelegentka scharakteryzowała uczestnikom spotkania obszary synchroniczne w Europie oraz wzajemne ich połączenia, a następnie skupiła się na aspektach współpracy technicznej. Odbywa się ona na podstawie Instrukcji pracy systemów połączonych *Operation Handbook* przygotowanej przez UCTE, zawierającej wymagania w zakresie bezpieczeństwa i niezawodności pracy systemu elektroenergetycznego. Współpra-

ca odbywa się również w ramach Umowy Ramowej¹⁾ dotyczącej awaryjnej wymiany energii. Prelegentka zwróciła uwagę na fakt, że dostawa awaryjna nie jest środkiem podejmowanym przez OSP w celu zmniejszenia kosztów bilansowania i prowadzenia pracy systemu, tylko pomocą w opanowaniu niespodziewanej sytuacji awaryjnej w systemie w czasie rzeczywistym. Przedstawiła także wykres ilustrujący sekwencję pomocy awaryjnej 26 czerwca 2007 r. Kolejnym wątkiem prezentacji było porównanie planowanych przepływów międzysystemowych z przepływami rzeczywistymi, które mogą się znacząco różnić. Prelekcję zakończyło przedstawienie możliwych rozwiązań w celu poprawy sytuacji.

Po prezentacji nastąpiła runda pytań, podczas której zainteresowano się m.in. aspektami finansowymi dostaw awaryjnych. Prelegentka odpowiedziała, że energia jest kupowana i sprzedawana na własnych rynkach bilansujących. Codziennie rano odbywa się telekonferencja pomiędzy sąsiednimi krajami. Dodatkowo operatorzy dysponują siecią on-line prezentującą dane w czasie rzeczywistym, co daje możliwość modelowania sta-

1) Wielostronna umowa operatorska (Multilateral Agreement, MLA).

cji granicznych „u sąsiadów”. Padło także pytanie, czy istnieje zagrożenie dla polskiego operatora na skutek wyłączeń awaryjnych. Dr Biernacka potwierdziła istnienie takiego zagrożenia, które występuje dlatego, że systemy nie były projektowane na tak duże i dalekie przesyły. W trakcie dyskusji uczestnicy zgodzili się, że mogłoby temu zapobiec rozbudowanie sieci. Interesowano się także możliwościami rozbudowy połączeń systemu UCTE z Ukrainą. Prelegentka odpowiedziała, że choć prowadzone są prace analityczne w sprawie takiego połączenia, to są jednak obawy przed oscylacją i innymi czynnikami powodującymi niepewność.

Następną prezentację przedstawił Przemysław Chryc, członek Zespołu Społecznych Doradców Prezesa URE, a jej tematem były inteligentne układy pomiarowe – *Smart Meters*²⁾. Prelegent omówił ich cechy charakterystyczne, najnowsze rozwiązania technologiczne, zalety i wady tego typu urządzeń. Przede wszystkim są dwa ich rodzaje – z automatycznym odczytem pomiarów i z automatycznym zarządzaniem pomiarami, czyli jednokierunkowe i dwukierunkowe. Zalety to pozytywne efekty w obszarach obsługi klienta, konkurencji, bezpieczeństwa dostaw i efektywności energetycznej. Niebezpieczeństwo występuje wtedy, gdy dostępność danych podczas stosowania takich urządzeń nie jest odpowiednio zorganizowana. Dodatkową przewagą urządzeń dwukierunkowych nad jednokierunkowymi jest np. możliwość zdalnego odłączania odbiorców (opuszczenie obiektu, sytuacje zagrożenia itp.), możliwość łatwej zmiany cen i informacji dla klienta, możliwość łatwej zmiany mocy zamówionej, a także pomiary okresowe (1/4 godziny, godzina). Niestety, inteligentne układy pomiarowe wciąż są o kilkaset procent droższe od dotychczas stosowanych urządzeń. Na koniec prelegent omówił stopień wykorzystywania inteligentnych układów pomiarowych na przykładzie kilku krajów europejskich.

Ostatnią prezentację na temat jakości usług związanych z dostawami energii elektrycznej przedstawił Konrad Świderek z Zakładu Energetycznego Warszawa Teren SA (ZEWT SA). Prelegent skupił się na aspektach obsługi klienta na przykładzie ZEWT. Przedstawił uczestnikom spotkania obszar działania, liczbę klientów, ilości sprzedawanej energii, wolumen realizowanych przyłączeń, a także sposób obsługi klienta (schemat organizacyjny, podział kompetencji, system komputerowy, skuteczność obsługi telefonicznej, obsługa przez Internet itp.). Temat jakości usług związanych z dostawami energii elektrycznej będzie kontynuowany na następnych spotkaniach.

Ostatnim punktem spotkania były komunikaty przedstawicieli Prezesa URE delegowanych do struktur roboczych CEER/ERGEG.

Opracował: Rafał Rosłon, Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

2) Na podstawie „Status Review Report on Smart Metering in European Countries”, ERGEG Customer Switching Task Force, E06-CSW-05-04_Smartmeters_status_review.

RYNEK GAZU

Kierunki i narzędzia wzrostu oszczędności energii w gazownictwie

W pierwszym, styczniowym wydaniu Biuletynu URE zostały opublikowane trzy opracowania przygotowane przez pracowników URE poświęcone zagadnieniom efektywności energetycznej w kontekście polityki energetycznej Unii Europejskiej. Kontynuując dobrą praktykę współpracy i wymiany informacji, podczas XII spotkania Zespołu Społecznych Doradców Prezesa URE, które odbyło się 20 grudnia 2006 r., swój punkt widzenia na kierunki i narzędzia wzrostu efektywności w przesyłce i dystrybucji gazu zimnego zaprezentowali przedstawiciele OGP Gaz-System SA oraz Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Efektywność w przesyłce

Na wstępie swojej prezentacji Piotr Bagiński – Zastępca Dyrektora Biura Analiz i Rozwoju Gaz-System SA – podkreślił, że poprawa efektywności energetycznej z punktu widzenia OSP oznacza optymalizację wykorzystania i oszczędność energii poprzez prowadzenie działań na rzecz minimalizacji strat przesyłowych w procesie: eksploatacji infrastruktury przesyłowej, sterowania systemem gazu, planowania i prowadzenia remontów, modernizacji oraz inwestycji – stosując energooszczędne technologie i urządzenia oraz optymalizując plan ruchu maszyn.

W celu identyfikacji potencjalnych miejsc powstania strat prowadzona jest bieżąca analiza danych dotyczących wielkości zużycia własnego systemu przesyłowego oraz wartości fizycznych różnic bilansowych – raportowanie miesięczne, a w przypadku zaobserwowania odchylenia od średniej – analiza danych dziennych i godzinowych, jak również raportowanie przez służby eksploatacyjne o wszystkich zdarzeniach wystąpienia awarii w systemie.

Ograniczenie zużycia gazu na cele technologiczne i uzyskanie oszczędności energii można osiągnąć prowadząc następujące działania:

- na stacjach gazowych – poprzez wymianę istniejących kotłów na bardziej energooszczędne;
- na tłoczniach gazu – poprzez wymianę istniejących agregatów sprężarkowych na bardziej energooszczędne. Dla sprężarek z napędem elektrycznym poprzez optymalizację kosztów w zakresie zamówionej mocy i opracowanie powiązanego z tym planu ruchu maszyn;
- na części liniowej, podczas prac remontowych, modernizacyjnych i naprawczych – poprzez używanie przewoźnych agregatów sprężarkowych w celu przetwarzania upuszczanego gazu do innego odcinka gazociągu, który nie jest odgazowywany.

Na poziom efektywności energetycznej systemu istotny wpływ ma proces sterowania przesyłem ga-

zu. W celu zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania i integralności systemu przesyłowego ruch przesyłanego gazu prowadzony jest przy założeniu odpowiedniego poziomu ciśnień i związanej z tym rezerwy akumulacyjnej. Przy respektowaniu powyższego założenia dąży się do minimalizacji zużycia energii potrzebnej do przestania paliwa gazowego od źródeł do odbiorców. Realizowane jest to w praktyce poprzez dążenie do optymalnego wykorzystania tłoczni i poszczególnych sprężarek w celu minimalizacji zużycia gazu paliwowego lub energii elektrycznej służącej do napędu sprężarek. Równocześnie stosuje się odpowiednią do warunków konfigurację sieci tak, aby zapewnić przesył gazu optymalną trasą. Ponadto w procesie przygotowania prac sieciowych związanych z koniecznością wyłączenia z ruchu pewnych odcinków sieci dąży się do maksymalnego bezpiecznego obniżania ciśnień w rejonie planowanych prac tak, aby zminimalizować ewentualne straty gazu związane z odgazowywaniem odcinków gazociągów.

W ramach przedsięwzięć związanych z poprawą efektywności w zakresie działalności operacyjnej, OSP przygotowuje wdrożenie zintegrowanego systemu zarządzania. Jego wdrożenie, w szczególności w zakresie budżetowania i kontrolingu, umożliwi, poprzez szybkie i precyzyjne uzyskanie informacji o kosztach prowadzonej działalności operacyjnej i inwestycyjnej, promowanie działań proefektywnościowych.

Jednym z narzędzi minimalizacji strat przesyłowych będzie obecnie opracowywany system oceny ryzyka eksploatacyjnego gazociągów przesyłowych (SOREGP), który stanowi realizację punktowej metody oceny ryzyka eksploatacji gazociągów przesyłowych. Umożliwi on przeprowadzanie oceny stanu technicznego i analizę ryzyka eksploatacji gazociągów przesyłowych tzn. określenia prawdopodobieństwa wystąpienia niekorzystnego zjawiska w sieci przesyłowej gazu oraz analizy jego wpływu na obiekty znajdujące się w otoczeniu. Program ma na celu pomóc operatorowi w podjęciu decyzji dotyczących planowania napraw, remontów, modernizacji lub dodatkowych inspekcji gazociągów przesyłowych oraz obniżenie kosztów eksploatacji i efektywniejsze wykorzystanie środków przeznaczonych na bezpieczeństwo gazociągów.

W dłuższej perspektywie czasu uzyskanie poprawy efektywności energetycznej nastąpi również w wyniku realizacji planowanych inwestycji modernizacyjnych i rozwojowych. Inwestycje te, związane z niezbędną rozbudową systemu dla zabezpieczenia przepustowości gwarantującej ciągłość dostawy gazu dla odbiorców istniejących oraz nowo przyłączanych, poprawiają funkcjonalność oraz ekonomikę eksploatacji sieci przesyłowej.

Wybrane stosowane kryteria kwalifikowania zadań inwestycyjnych do realizacji, istotnie wpływające na wzrost efektywności energetycznej funkcjonowania systemu przesyłowego, to:

- kryterium modernizacji sieci przesyłowej – realizacja zadań dla obniżenia kosztów eksploatacji sieci przesyłowej oraz usprawniających pracę systemu przesyłowego; obejmuje budowę nowych lub modernizację istniejących gazociągów (układów magistralnych, okręgowych i lokalnych), obiektów systemowych takich jak: tłocznie, węzły, stacje rozliczeniowe oraz obiekty nadzoru technicznego;
- kryterium rozwojowe – realizacja zadań polegających na zwiększeniu przepustowości sieci przesyłowej na odcinkach, gdzie z powodów ograniczeń fizycznych odmawia się wydania warunków technicznych przyłączenia do sieci (tzw. „wąskich gardeł”).

W podsumowaniu prelegent podkreślił, że Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA w miarę możliwości minimalizuje szkodliwy wpływ prowadzonej działalności na środowisko naturalne natomiast w zakresie działalności operacyjnej spółka koncentruje swoje działania na stwarzaniu mechanizmów efektywnego i niedyskryminacyjnego dostępu do sieci dla wszystkich dostawców i odbiorców gazu ziemnego w Polsce oraz tworzeniu mechanizmów proefektywnościowych.

Narzędzia efektywnościowe w dystrybucji gazu

Na pytanie: co można zrobić więcej, aby poprawić efektywność w dystrybucji gazu, odpowiedzieli przedstawiciele Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. (MSG). Według Grzegorza Jasińskiego i Pawła Łodygi, w spółce podejmowanych jest szereg działań, mających wpływ – w sposób pośredni lub bezpośredni – na poprawę efektywności transportu gazu. Są to m.in.:

- rozwój systemów do pozyskania i przetwarzania danych pomiarowych,
- identyfikacja miejsc powstawania strat w procesie transportu gazu i ogniskowanie działań zmierzających do ich minimalizacji,
- rewitalizacja majątku sieciowego,
- zastosowanie nowych technologii (materiały, technologia prac),
- właściwa organizacja przedsiębiorstwa (zwłaszcza w kontekście Dyrektywy 2003/55WE).

Rozwój systemów informatycznych w każdym nowoczesnym przedsiębiorstwie służy poprawie efektywności w zakresie głównych procesów, jakie są przez to przedsiębiorstwo realizowane. Nie inaczej jest w MSG, gdzie jednym z głównych procesów jest „transport gazu”, który bez nowoczesnych systemów pozyskania i przetwarzania danych pomiarowych o parametrach pracy sieci dystrybucyjnej nie mógłby być realizowany w sposób bezpieczny i gwarantujący ciągłość dostaw paliwa gazowego. Dlatego też rozwój systemu SCADA (*Supervisory, Control And Data Aquisition*) stanowi trzon dla transportu gazu i wpływa na:

- poprawę bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej,
- optymalne wykorzystanie mocy zamówionych w punktach wejścia do systemu dystrybucyjnego MSG,
- optymalne wykorzystanie majątku sieciowego,
- minimalizację skutków awarii na sieci,
- usprawnienie procesu rozliczania dostaw paliwa gazowego.

Nie bez znaczenia jest również możliwość przekazania danych do innych systemów (zewnętrznych) służących bilansowaniu, prognozie, czy symulacji.

Innym kierunkiem rozwoju systemów pozyskania i przetwarzania danych pomiarowych są systemy automatycznego odczytu liczników gazu (*AMR – Automatic Meter Reading Systems*) u odbiorców indywidualnych i przemysłowych. W rozwoju tego typu systemów istnieje możliwość:

- usprawnienia procesu rozliczania usługi dystrybucji,
- poprawy jakości obsługi klientów,
- dokładniejszego rozliczenia przy zmianie dostawcy paliwa gazowego,
- wiele innych o charakterze ekonomicznym, marketingowym czy mającym wpływ na szeroko rozumiane bezpieczeństwo w zakresie dostaw paliwa gazowego.

Jednym z podstawowych działań prowadzonych w MSG, zmierzających do poprawy efektywności w procesie transportu gazu, jest minimalizacja strat rzeczywistych i pozornych. W tym celu w 2004 r. dokonano identyfikacji miejsc powstawania największych strat w celu ogniskowania działań tam, gdzie ich poziom jest największy. Należy przy tym zwrócić uwagę, że MSG mogła skupić swoje działania w miejscach, na które miała wpływ. Jest jednak kilka obszarów, na które spółka nie ma wpływu. Są to m.in.:

- sposób podziału systemu gazowniczego w Polsce, gdzie stacje wysokiego ciśnienia w całości należą do OGP (redukcja, pomiar i nawonienie) – trudności wynikające z takiego podziału są oczywiste,
- własność układów pomiarowych u odbiorców II grupy przyłączeniowej (większość układów pomiarowych, na których realizowane jest rozliczenie ilości dostarczonego paliwa gazowego należy do odbiorców),
- polskie prawo w zakresie sposobu legalizacji gazomierzy turbinowych (sprawdzanie charakterystyki metrologicznej gazomierzy turbinowych realizowane jest przy pomocy powietrza w warunkach ciśnienia atmosferycznego) – ponad 70% gazu, który wpływa do sieci MSG, rozliczane jest na gazomierzach pracujących przy ciśnieniu 3,5-4,5 MPa.

Ponadto w opinii prelegentów poprawę efektywności w procesie transportu gazu w MSG można wprowadzić w tzw. „obszarach bilansowania”, na których dokonywałoby się:

- zamawiania ilości i mocy,
- rozliczania ilości i mocy,

- określania zapotrzebowania w horyzoncie krótko i długoterminowym,
- bilansowania fizycznego.

Obecny sposób rozliczania ilości i mocy gazu zakupionego przez MSG nie uwzględnia obszarów bilansowania (zespołów stacji). W konsekwencji, jakiegokolwiek prace na sieci dystrybucyjnej lub inne czynniki powodujące zachwianie równowagi między stacjami w zespole, powodują naliczenie dodatkowych opłat z tytułu przekroczenia mocy zamówionej. Jest to niewątpliwie miejsce generowania niepotrzebnych kosztów po stronie dystrybucji i zysków po stronie przesyłu, a ponadto wpływa to na pogorszenie wskaźników efektywności.

Efektywność procesu transportu gazu zależy również w sposób bezpośredni od prawidłowego stanu technicznego sieci gazowej. W MSG podejmowane są działania zmierzające do zapewnienia takiego stanu sieci.

Od 1991 r. zaczęto wprowadzać w MSG technologie tworzyw sztucznych do budowy, modernizacji i remontów sieci gazowej. Obecnie sieć z tworzyw sztucznych (głównie polietylenowa) stanowi 37% ogólnej długości sieci gazowej. Pozostała stalowa sieć gazowa wymaga dużych środków finansowych na jej modernizację i remonty. Pomimo zwiększania w ostatnich latach nakładów na inwestycje związane z poprawą bezpieczeństwa, nie osiągnięto zadowalającego poziomu odtwarzania sieci gazowej. Planowany na 2006 r. poziom wykonania modernizacji i remontów (ok. 80 km) osiągnął stan z roku 2000, natomiast w odniesieniu do stale wzrastającej ilości zamortyzowanej sieci gazowej (ponad 22-letniej) wynosi ok. 1,4% i jest niewystarczający. Należy dążyć do osiągnięcia stopnia odtworzenia na poziomie minimum 2%. Ma to swoje odzwierciedlenie we wzroście ilości interwencji pogotowia gazowego na sieci gazowej. Dla porównania: planowa, intensywna realizacja wymiany najstarszych gazomierzy, wyprodukowanych do 1984 r. łącznie, odnosi skutek w postaci wyraźnego spadku interwencji pogotowia gazowego w węzłach redukcyjno-pomiarowych. Planuje się zakończyć wymianę tych gazomierzy do końca 2008 r.

MSG przywiązuje szczególne znaczenie do prowadzenia prac eksploatacyjnych w sposób bezpieczny oraz nie powodujący zakłóceń w dostawie gazu. Przykładem takich działań jest stosowanie – podczas wykonywania prac eksploatacyjnych i remontowych – specjalistycznych urządzeń do zamykania przepływu gazu, które umożliwiają ograniczenie emisji gazu do atmosfery oraz zachowanie ciągłości dostaw gazu. W 2007 r. planuje się kolejne zakupy tego typu urządzeń, co znacząco wpłynie na poprawę stanu wyposażenia służb eksploatacyjnych MSG w sprzęt specjalistyczny.

Opracował: Piotr Seklecki, Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

„Poprzez regionalizację ku wspólnotowemu rynkowi”

XIII spotkanie Zespołu Społecznych Doradców Prezesa URE, które odbyło się 24 stycznia br., poświęcone zostało problematyce gazowych Rynków Regionalnych. Na specjalne zaproszenie Prezesa URE w spotkaniu tym wziął udział Walter Boltz, jeden z głównych inicjatorów powstania regionalnych rynków gazu, który pełni jednocześnie funkcję austriackiego regulatora, jest wiceprzewodniczącym ERGEG, a także współprzewodniczy regionalnej inicjatywie gazowej rynku południowo-południowo-wschodniego (Gas Regional Initiative Region South-South East).

Na wstępie swojego wystąpienia Walter Boltz nawiązał do najważniejszych problemów trapiących europejski rynek gazu i stanowiących wyzwanie dla wszystkich organów regulacji. Za najważniejsze uznał brak płynności rynku gazu oraz utrudnienia w dostępie do infrastruktury gazowniczej. Skutkuje to obniżeniem poziomu wymiany międzysystemowej wewnątrz Unii Europejskiej oraz zablokowaniem dostępu do gazociągów transgranicznych spowodowanej przez kontrakty długoterminowe. Prelegent poruszył także zagadnienia związane z bezpieczeństwem dostaw, które nabierają szczególnego znaczenia w obliczu wzrostu popytu na to paliwo kreowanego przez sektor elektroenergetyczny. Autor postawił również pytanie o przyszłą strukturę rynku i sposób na podniesienie poziomu dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do UE, co spowalnia proces budowy wspólnotowego rynku gazu.

Zdaniem Waltera Boltza, podjęta przez ERGEG inicjatywa stworzenia regionalnych rynków gazu jest odpowiedzią europejskich regulatorów na piętrzące się trudności i ma na celu przyspieszenie procesu liberalizacji poprzez stworzenie sieci powiązanych ze sobą węzłów obrotu gazem (ang. *hubs*) i podniesienie *interoperacyjności* systemów krajowych. Jej celem jest uzyskanie poprawy w zakresie: płynności rynku, zwiększenia liczby aktywnych uczestników (ang. *traders*), zapewnienia harmonijnego stosowania TPA oraz wprowadzenia zasad udostępniania infrastruktury przesyłowej na zasadach pro-rynkowych za opłatą odzwierciedlającą koszty. Zdaniem prelegenta dywersyfikacja kierunków dostaw i dostępność mocy przesyłowych pozwolą na zapewnienie zarówno bezpieczeństwa dostaw, jak i wysokiego poziomu konkurencji.

W celu właściwego ukierunkowania prac prowadzonych w ramach poszczególnych rynków regionalnych, Walter Boltz wskazał podstawowe obszary działań naprawczych, do których zaliczył m.in. dostępność informacji, rozwój węzłów obrotu gazem, rozwój pierwotnego i wtórnego rynku mocy przesyłowych, bilansowanie, jakość gazu oraz zacieśnianie współpracy krajowych organów regulacji w zakresie inwestycji.

Punkt widzenia regulatora

W prezentacji przedstawionej przez Zofię Janiszewską oraz Piotra Sekleckiego, z mottem przewodnim:

„poprzez regionalizację ku jednolitemu rynkowi”, zostały omówione najistotniejsze problemy, które z punktu widzenia polskiego organu regulacyjnego powinny zostać rozwiązane. Nawiązując do słów Waltera Boltza o potrzebie zwiększenia płynności oraz konkurencyjności wspólnotowego rynku gazu poprzez wyeliminowanie barier w obrocie gazem w regionie, Zofia Janiszewska podkreśliła, że z perspektywy regulatora, tworząc regionalne rynki nie możemy zapominać o odbiorcach gazu (wykreowaniu rynku odbiorcy) przy zachowaniu stabilnej sytuacji przedsiębiorstw sektora oraz stworzeniu warunków wejścia dla nowych podmiotów.

Przy tworzeniu regionalnych rynków gazu wiele zależy od infrastruktury gazowniczej, jej położenia, stanu funkcjonowania oraz zdolności przesyłowych. Z uwagi na uwarunkowania historyczne, polski system gazowniczy jest niedostatecznie zintegrowany z sąsiednimi państwami członkowskimi UE¹⁾. W planie rozwoju OSP na lata 2006-2008 zostały przedstawione cztery propozycje budowy interkonektorów: Polska – Czechy, Polska – Słowacja, Polska – Niemcy (rejon Zgorzelca) oraz Polska – Litwa. Realizacja projektu „czeskiego” pozwoliłaby na połączenie z czeskimi gazociągami przesyłowymi, a ponadto stanowiłaby dodatkowe źródło zaopatrzenia Polski z *hubu* w Baumgartem. Natomiast projekt „słowacki” umożliwiłby również włączenie polskich magazynów gazu ziemnego w europejski system transportu gazu, dla którego mogłyby stanowić zabezpieczenie ciągłości przesyłu gazu do Europy w przypadku awarii na odcinku do Słowacji.

Nowe projekty importu gazu do Polski, a także istniejące drogi przesyłu gazu w Polsce, mogą w przyszłości stworzyć warunki w kraju dla utworzenia węzła obrotu gazem – „hubu”. Z ostatniego raportu Komisji Europejskiej wynika, że występujące na wielu gazociągach europejskich ograniczenia (najczęściej kontraktowe) utrudniają rozwój efektywnej konkurencji. Sposobem na zniewolenie tych ograniczeń oraz poprawę płynności rynku jest oderwanie kontraktowych przepływów gazu od jego fizycznego ruchu w sieci. Obrót gazem odbywałby się właśnie w hubach, gdzie transakcje jego sprzedaży można realizować w wielu lokalizacjach w obrębie sieci. W Europie obrót gazem w hubach nie jest jeszcze dostatecznie płynny. Najlepsze doświadczenia wynikają z rynku brytyjskiego, gdzie na *National Balancing Point* wskaźnik zwrotu – czyli stosunek ilości gazu kontraktowego do fizycznie dostarczonego – wynosi prawie 20. Jednakże daleko mu do proporcji występującej na hubie Henry w USA, która wynosi ok. 100.

Komisja Europejska zgłosiła w swoim raporcie postulat zapewnienia jasnych ram prawnych dla inwestycji oraz stabilności rozwiązań legislacyjnych w tym zakresie na poziomie unijnym. Pozwoli to inwestorom na dokona-

1) W 2005 r. całkowite zdolności przesyłowe dwóch połączeń z operatorem niemieckim wynosiły 1 090 mln m³, z czego 994 mln m³ zostały zarezerwowane na kontrakty długoterminowe.

nie rzetelnej oceny ryzyka inwestycyjnego i efektywności ekonomicznej planowanych przedsięwzięć. Ułatwieniem dla inwestorów byłoby także opracowanie bardziej precyzyjnych wytycznych w zakresie stosowania art. 22 Dyrektywy 2003/55/WE. Zapisy tego artykułu zostały wdrożone do ustawy – Prawo energetyczne (art. 4i ustawy), zgodnie z którym Prezes URE, na uzasadniony wniosek zainteresowanego przedsiębiorstwa energetycznego, może zwolnić to przedsiębiorstwo z obowiązków świadczenia usług w określonym zakresie oraz przedkładania taryf do zatwierdzenia w sytuacji, gdy świadczenie tych usług będzie się odbywać z wykorzystaniem tzw. „nowej infrastruktury”.

Wsparcie ze strony organu regulacji jest ze wszech miar niezbędnym elementem procesu inwestycyjnego. Problemy związane z pozyskaniem środków są skutkiem ryzyka, jakim obciążone jest funkcjonowanie nowego odcinka sieci. Decyzja organu regulacji w zakresie przyznania zwolnienia musi zostać oparta na analizie ekonomicznej otoczenia rynkowego. Elastyczność zasad regulacji jest w tym przypadku niezwykle pożądana i bardzo często musi wychodzić poza powszechnie stosowane kompetencje przyznane organom regulacji. Tylko w ten sposób możliwe jest zapewnienie atrakcyjnych warunków finansowania, które determinują rozbudowę istniejących sieci.

Ponadto za niezwykle ważne przy tworzeniu regionalnych rynku gazu należy uznać kwestie konkurencyjności oraz rozwiązania systemowe, które tą konkurencyjność będą promować i wzmacniać. Za taką należy uznać zasadę dostępu stron trzecich do gazociągów przesyłowych oraz magazynów gazu, która z uwagi na całkowitą dominację jednego przedsiębiorstwa, pomimo wdrożenia do krajowego ustawodawstwa, jest tylko martwym zapisem. Obecnie obowiązująca ustawa – Prawo energetyczne (PE) nie daje wystarczających narzędzi dla organu regulującego rynek do podjęcia odpowiednich działań w tym zakresie. Przykładem może być tutaj zapis art. 9h ust. 1 ustawy PE, zgodnie z którym Prezes URE, na wniosek właściciela sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej, instalacji magazynowania paliw gazowych lub instalacji skraplania gazu ziemnego, wyznacza operatora, w drodze decyzji, na czas określony. Należy również zauważyć, że ani w ustawie PE, ani też w żadnym z dokumentów rządowych nie wskazano daty wyodrębnienia operatora systemu magazynowania – kluczowego podmiotu z punktu widzenia tworzenia rynku gazu²⁾.

2) Niemniej jednak Prezes URE podjął działania, aby właściciel wszystkich magazynów gazu ziemnego znajdujących się na terenie Polski – Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG SA) – wyodrębnił działalność w zakresie magazynowania paliw gazowych. Na mocy decyzji Prezesa URE z 1 lutego 2006 r. o udzieleniu koncesji na magazynowanie paliw gazowych, PGNiG SA może wykonywać działalność gospodarczą polegającą na świadczeniu usług w zakresie magazynowania gazu ziemnego. Istnieją zatem formalnoprawne podstawy do wystąpienia przez PGNiG SA z wnioskiem o wyznaczenie go operatorem systemu magazynowego.

Kolejnym, bardzo istotnym elementem tworzenia rynków regionalnych, jest podnoszenie *interoperacyjności* systemów gazowniczych poprzez ujednoczenie procedur związanych z funkcjonowaniem sieci, które mają bezpośredni wpływ na usprawnienie przepływów transgranicznych. Obecnie prowadzone są prace nad wprowadzeniem rozliczeń taryfowych opartych o metodologię entry-exit oraz rozliczania niezbilansowania w jednostkach energii. Natomiast w zakresie bilansowania systemu przesyłowego polskie rozwiązania zawarte w „kodeksie sieciowym” są zbliżone do zastosowanych w krajach UE, uwzględniające reguły bilansowania dobowego.

Na zakończenie swojej prezentacji przedstawiciele URE zadali pytanie: co warunkuje powodzenie udziału Polski w rynkach regionalnych? Odpowiedź wydaje się prosta: zrozumienie dla wagi chwili, wspólne pojmowanie celu, zaangażowanie wszystkich zainteresowanych uczestników rynku, wsparcie polityczne dla wypracowywanych rozwiązań oraz efektywna współpraca w kraju i obu regionach.

Punkt widzenia branży gazowniczej

Powodzenie koncepcji utworzenia gazowych rynków regionalnych zależy od stopnia zaangażowania w ten proces przedsiębiorstw branży gazowniczej. Dwie kolejne prezentacje wygłoszone przez przedstawicieli PGNiG SA i OGP Gaz-System SA dały uczestnikom spotkania możliwość pozyskania wiedzy o planach udziału tych przedsiębiorstw w tym procesie.

W opinii Rafaela Świądera – Zastępy Dyrektora ds. Taryf PGNiG SA – uczestnictwo w gazowych rynkach regionalnych to dla spółki przede wszystkim platforma współpracy na poziomie europejskim z przedsiębiorstwami energetycznymi, regulatorami krajowymi oraz innymi podmiotami administracji państwowej, umożliwienie sygnalizowania trudności w tworzeniu konkurencyjnego rynku gazu w Polsce, regionie i Europie, opiniowanie rozwiązań proponowanych przez ERGEG oraz prezentowanie własnych poglądów na temat zasad funkcjonowania wspólnego konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w regionie oraz Europie.

Za najważniejszy elementy regionalnego rynku gazu prelegent uznał zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, które w przypadku Polski będzie zapewnione, jeśli spółka zrealizuje: plany dywersyfikacji kierunków dostaw gazu, zwiększenia wydobycia ze złóż krajowych, rozbudowę podziemnych magazynów gazu oraz budowę terminala LNG. Jednakże w celu realizacji tych projektów niezbędne jest zapewnienie odpowiedniego finansowania, co – zdaniem autora prezentacji – jest co raz większym problemem przy zachowaniu aktualnych mechanizmów kształtowania cen gazu w Polsce.

Uczestnictwo Polski w obu rynkach regionalnych zostało uznane przez przedstawicieli OGP Gaz-System SA za priorytetowe. W swojej prezentacji Paweł Stańczak (Członek Zarządu), Rafał Wittman (Zastępca Dyrektora Pionu Technicznego) i Stanisław Brzęczkowski (Kierow-

nik Działu Bilansowania w KDG) podkreślili, że analiza obu projektów pod względem zapewnienia możliwości współdziałania systemów gazowych sąsiadujących ze sobą krajów w regionie (np. problemy dotyczące kontraktów o wzajemnym bilansowaniu operatywnym – OBA) daje możliwość wymiany doświadczeń z operatorami systemów przesyłowych działających w zbliżonych realiach rynkowych. Ponadto za wymagające wsparcia uznali projekty budowy nowych połączeń na linii północ-południe oraz za niezbędne pilne przyjęcie rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego w Polsce.

Dla polskiego OSP szczególnie ważny i ciekawy jest „Rynek Północny” z uwagi na deklarowane zadania priorytetowe. Obecnie przedstawiciele operatora uczestniczą w pracach czterech grup tematycznych, tj.: *Regulacje* – zagadnienia dotyczące ujednoczenia regulacji, *Transport* – rynek pierwotny i wtórny przepustowości³⁾, *Bilansowanie i jakość gazu* – prace nad tzw. „wspólną europejską specyfikacją gazu” oraz zasadami wzajemnego bilansowania w punktach styku sieci poszczególnych operatorów.

Na zakończenie seminarium głos zabral dr Leszek Juchniewicz, Prezes URE, który przedstawił uwarunkowania polskiej regulacji, w tym mechanizmy kształtowania cen gazu w Polsce. W konkluzji stwierdził, że w świetle dotychczasowych doświadczeń stanowienie cen paliw gazowych, jako cen regulowanych, jest przedsięwzięciem niełatwym i niewiele ma wspólnego z rynkowymi mechanizmami równoważenia podaży i popytu na te paliwa. Uzasadnione jest zatem pytanie o sens regulacji administracyjnej, mającej przecie-

być swoistym substytutem mechanizmów rynkowych.

Funkcjonująca obecnie struktura płatności dowodzi, że cena paliwa gazowego wraz z abonamentem (pokrywającym koszty obsługi handlowej) ma w tych płatnościach największy udział – znacznie większy niż płatności za usługi transportowe i podatki na rzecz państwa. To oczywisty dowód na to, że dopóki na paliwa będą obowiązywać ceny regulowane, a nie ceny rynkowe (kształtowane przez rynek konkurencyjny), tak długo powinny być one szczególnie nadzorowane. Chodzi o to, by konsument gazu, jako najslabszy uczestnik rynku, nie był narażony na ryzyko płacenia zawyżonych cen, tj. nie opartych na kosztach uzasadnionych.

Aktualnie ceny gazu kształtują się generalnie powyżej poziomu kosztów i zapewniają jednemu dostawcy godziwe przychody, pokrywające zarówno koszty eksploatacji, jak i uzasadnionego rozwoju. Ta sytuacja wymaga bacznej uwagi regulatora, aby w propozycjach taryfowych nie zostały przeoczone korzyści nienależne. Nadal występuje też subsydiowanie odbiorców komunalno-bytowych przez odbiorców przemysłowych. Powoduje to osłabienie konkurencyjności np. polskich producentów nawozów azotowych na rynku międzynarodowym (wysokie koszty zmienne). Z drugiej strony, obciążenie polskich rodzin kosztami energii – w tym gazu – jest znacznie większe niż w krajach o rozwiniętej gospodarce rynkowej. Określenie bezpiecznego tempa dojścia do rynkowego poziomu cen gazu dla wszystkich odbiorców, tj. likwidacja skrośnego subsydiowania między poszczególnymi grupami odbiorców, jest kolejnym problemem taryfowania. Te chociażby dwie kwestie są istotnym powodem utrzymywania administracyjnej regulacji cen – i to niewątpliwie w formule *ex ante*, a nie w formule *ex post*.

Opracował: Piotr Seklecki, Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

3) Obecnie handel przepustowością jest ograniczony jednakże OSP widzi możliwość uruchomienia aukcji dla nowych mocy w punktach wejścia do systemu.

DRUGI KURS ON-LINE ERRA

W okresie od 18 października do 1 grudnia 2006 r. odbywał się kurs pt.: „Monitorowanie rynków energii elektrycznej przez organy regulacyjne” zorganizowany przez Regionalne Stowarzyszenie Regulatorów Energetyki – ERRA, który ukończyło dwóch pracowników Urzędu Regulacji Energetyki. Kurs miał charakter pilotażowy i odbywał się drogą elektroniczną. Współorganizatorami kursu były następujące instytucje:

- United States Agency for International Development (USAID) – finansowanie,
- Regional Centre for Energy Policy Research, Budapest – wykładowcy.

Kurs skierowany był do początkujących pracowników instytucji regulacyjnych w krajach członkowskich ERRA i jego zadaniem było zapoznanie uczestników z celami i zasięgiem monitoringu, formami monitorowania i zasadami regulacyjnymi stosowanymi w sektorze energii elektrycznej. Kurs był prowadzony w języku angielskim i składał się z sześciu modułów, z których każdy trwał tydzień.

Wszystkie moduły merytoryczne zawierały materiały dydaktyczne, po zapoznaniu się z którymi uczestnicy mieli wykonać ćwiczenia sprawdzające (testy wyboru). Po ostatnim module odbył się test końcowy. Po-

nadto w ramach każdego modułu uczestnik miał za zadanie przygotowanie pracy na zadany temat. Dodatkowo uczestnicy mogli brać udział w dyskusjach prowadzonych na platformie elektronicznej.

Poniżej przedstawiono szczegółowy plan zajęć.

Tydzień 1. Wprowadzenie i zasady korzystania z platformy on-line

Tydzień 2. Monitoring przestrzegania obowiązków
Prowadzący: Gabor Szörényi (Director, Hungarian Energy Office)

- 2.1 Istota regulacji
- 2.2 Zapewnianie przestrzegania obowiązków
- 2.3 Koncesjonowanie
- 2.4 Cel monitoringu
- 2.5 Dostęp do informacji jako warunek konieczny dla skutecznego monitoringu
- 2.6 Wewnętrzna organizacja działań monitoringowych
- 2.7 Podsumowanie

Tydzień 3. Monitoring sytuacji ekonomicznej koncesjodawców

Prowadzący: Csaba Kovács (Head of Department of Economic Research and Environmental Protection, Hungarian Energy Office)

- 3.1 Dane podstawowe dla procesu kształtowania taryf
- 3.2 Źródła informacji
- 3.3 Trudności
- 3.4 Ocena wpływu decyzji regulacyjnych
- 3.5 Podsumowanie

Tydzień 4. Monitoring jakości usług

Prowadzący: Luca Lo Schiavo (Deputy Director, Service Quality and Consumers' Affairs, Autorità per l'energia elettrica e il gas Italy), Zsuzsanna Pató (Research associate, Regional Centre for Energy Policy Research at the Corvinus University, Budapest)

- 4.1 Aspekty handlowe
- 4.2 Pewność dostaw
- 4.3 Jakość dostaw
- 4.4 Podsumowanie

Tydzień 5. Monitoring konkurencji na rynku energii elektrycznej

Prowadzący: András Kiss (Research associate, Regional Centre for Energy Policy Research at the Corvinus University, Budapest)

- 5.1 Siła rynkowa
 - 5.1.1 Wskaźniki siły rynkowej
 - 5.1.2 Modele siły rynkowej
- 5.2 Monitorowanie rynków energii elektrycznej
 - 5.2.1 Dostęp do sieci
- 5.3 Podsumowanie

Tydzień 6. Monitoring ochrony środowiska

Prowadzący: Gabriella Pál (Senior research fellow at the Regional Centre for Energy Policy Research)

- 6.1 Emisja zanieczyszczeń
- 6.2 Charakterystyka paliwa
- 6.3 Efektywności
- 6.4 Podsumowanie

Regulacja jest dziedziną interdyscyplinarną, w której współpraca z ośrodkami naukowymi jest ze wszech miar korzystna. Niezwykle trudno jest w jednym miejscu zebrać wiedzę i doświadczenie z tej wciąż jeszcze nowej dziedziny. Dlatego udział w tych kursach jest wskazany dla pracowników zajmujących się monitorowaniem rynku energii w instytucjach rządowych.

*Opracowali: Szymon Godecki
– Departament Promowania Konkurencji URE,
Rafał Rosłon – Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE*

Zapraszamy na stronę internetową URE:

www.ure.gov.pl

oraz podajemy adres e-mail:

ure@gov.pl

| | | | | |
|-------------------|-------|---|--|---|
| 2 | | POLECENIE PRZELEWU | | A |
| W ciężar rachunku | | Na dobro rachunku | | |
| Nazwa dłużnika: | | Nazwa wierzyciela: URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa ul. Chłodna 64 | | |
| w (Banku) | | w (Banku): NBP O/O Warszawa | | |
| Nr rachunku: | | Nr rachunku: 58101010100028732231000000 | | |
| Pl. Kas.: | Data: | Kwota: | | |

Tytułem:
Opłata za Biuletyn URE

(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

| | | | | |
|-------------------|-------|---|--|---|
| 2 | | POLECENIE PRZELEWU | | D |
| W ciężar rachunku | | Na dobro rachunku | | |
| Nazwa dłużnika: | | Nazwa wierzyciela: URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa ul. Chłodna 64 | | |
| w (Banku) | | w (Banku): NBP O/O Warszawa | | |
| Nr rachunku: | | Nr rachunku: 58101010100028732231000000 | | |
| Pl. Kas.: | Data: | Kwota: | | |

Tytułem:
Opłata za Biuletyn URE

(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

| | | | | |
|-------------------|-------|---|--|---|
| 2 | | POLECENIE PRZELEWU | | B |
| W ciężar rachunku | | Na dobro rachunku | | |
| Nazwa dłużnika: | | Nazwa wierzyciela: URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa ul. Chłodna 64 | | |
| w (Banku) | | w (Banku): NBP O/O Warszawa | | |
| Nr rachunku: | | Nr rachunku: 58101010100028732231000000 | | |
| Pl. Kas.: | Data: | Kwota: | | |

Tytułem:
Opłata za Biuletyn URE

(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

| | | | | |
|-------------------|-------|---|--|---|
| 2 | | POLECENIE PRZELEWU | | C |
| W ciężar rachunku | | Na dobro rachunku | | |
| Nazwa dłużnika: | | Nazwa wierzyciela: URZĄD REGULACJI ENERGETYKI 00-872 Warszawa ul. Chłodna 64 | | |
| w (Banku) | | w (Banku): NBP O/O Warszawa | | |
| Nr rachunku: | | Nr rachunku: 58101010100028732231000000 | | |
| Pl. Kas.: | Data: | Kwota: | | |

Tytułem:
Opłata za Biuletyn URE

(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

(stempel Banku)

PRENUMERATA BIULETYNI I RE * PRENUMERATA BIULETYNI I RE * PRENUMERATA BIULETYNI I RE * PRENUMERATA BIULETYNI I RE * PRENUMERATA BIULETYNI I RE

| | |
|--|------|
| Zamówienie – Biuletyn URE – 2007 | |
| Numery: | |
| Liczba egzemplarzy: | |
| Wartość: | |
| Imię i nazwisko lub nazwa firmy: | |
| Imię i nazwisko bezpośredniego odbiorcy Biuletynu: | |
| Ulica: | nr.: |
| Miasto: | kod: |
| Telefon kontaktowy (z kier.): | |
| Faks: | |
| NIP: ____ - ____ - ____ - ____ | |
| <i>Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu.</i> | |
| <i>Pieczętka i podpis</i> | |

| | |
|--|------|
| Zamówienie – Biuletyn URE – 2007 | |
| Numery: | |
| Liczba egzemplarzy: | |
| Wartość: | |
| Imię i nazwisko lub nazwa firmy: | |
| Imię i nazwisko bezpośredniego odbiorcy Biuletynu: | |
| Ulica: | nr.: |
| Miasto: | kod: |
| Telefon kontaktowy (z kier.): | |
| Faks: | |
| NIP: ____ - ____ - ____ - ____ | |
| <i>Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu.</i> | |
| <i>Pieczętka i podpis</i> | |

**„Biuletyn
Urzędu Regulacji Energetyki”**

zawiera m.in.:

- wykaz przedsiębiorstw ubiegających się o udzielenie koncesji,
- zestawienie udzielonych koncesji,
- zestawienie zatwierdzonych taryf,
- adresy komisji kwalifikacyjnych,
- akty wykonawcze do ustawy – Prawo energetyczne,
- informacje o sporach rozstrzyganych przez Prezesa Urzędu,
- artykuły o pracach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Biuletyn ukazuje się jako dwumiesięcznik.

*** * * * ***
**Warunki prenumeraty w roku 2007
dwumiesięcznika:
„Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki”**

Prenumeratę można zamówić na dowolną liczbę egzemplarzy, w dowolnym terminie.
Cena rocznej prenumeraty (6 numerów × 12 zł za 1 egz.) wynosi 72 zł, 2 egz. odpowiednio 144 zł.
Dwumiesięcznik będzie przesyłany na nazwisko osoby i adres wysyłki podany na zamówieniu.
WARUNKIEM PRZYJĘCIA I REALIZACJI ZAMÓWIENIA JEST OTRZYMANIE – FAKSEM LUB POCZTĄ – PODANEGO KUPONU PRENUMERATY WRAZ Z KOPIĄ PRZELEWU ZA ODPOWIEDNIĄ ILOŚĆ EGZEMPLARZY.
Prosimy o czytelne wypełnienie **WSZYSTKICH** rubryk kuponu prenumeraty.
Biuletyn ukazuje się od 15 lipca 1998 r.
Egzemplarze archiwalne poza numerem 1/98, są do nabycia w Urzędzie Regulacji Energetyki,
ul. Chłodna 64, 00-872 Warszawa, tel.: (022) 661 62 22, faks: (022) 661 62 24.

Zatwierdzone taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE
(stan na 2006.12.31)

| Siedziba Oddziału Terenowego URE | Nazwa przedsiębiorstwa | Podwyżka w % |
|----------------------------------|--|--------------|
| Warszawa | Stołeczne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA – Warszawa | 1,14 |
| Gdańsk | Therminvest Sp. z o.o. – Gdańsk | 18,00 |
| | Rindipol SA – Chojnice | 10,69 |
| | Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Orzysz | 2,91 |
| | MICHELIN POLSKA SA – Olsztyn | 5,62 |
| | Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Biała Piska | 4,03 |
| Poznań | Miejski Zakład Energetyki Ciepłej, Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o. – Wąbrzeźno | 8,01 |
| | Zakłady Azotowe Anwil SA – Włocławek | 14,44 |
| | Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. – Janikowo | 0,64 |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Brodnica | 8,13 |
| | Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Zachód” – Biedrusko (woj. kujawsko-pomorskie) | 60,67 |
| | Krajowa Spółka Cukrowa SA – Toruń | 13,82 |
| | Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. – Wronki | 0,93 |
| Lublin | Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Poniatowa | 2,29 |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Biała Podlaska | - 0,40 |
| Łódź | Miejskie Sieci Ciepłe Sp. z o.o. – Zduńska Wola | 7,17 |
| | Spółdzielnia Mieszkaniowa Lokatorsko – Własnościowa NASZ DOM w Opocznie | 7,00 |
| | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej BUGAJ Sp. z o.o. – Starachowice | 1,31 |
| | Świętokrzyskie Centrum Onkologii w Kielcach Publiczny zakład opieki zdrowotnej | 4,81 |
| Wrocław | Bielawskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Bielawa | 6,64 |
| | Miejska Gospodarka Komunalna Sp. z o.o. – Oleśnica | 2,96 |
| | ELKOM Sp. z o.o. – Brzeziny k/Opola | 0,55 |
| Katowice | LIMAR Sp. z o.o. – Częstochowa*) | - |

*) Nowe przedsiębiorstwo energetyczne.

Zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej
(stan na 2007.02.07)

| Lp. | Nazwa przedsiębiorstwa | Data publikacji |
|-----|--|-----------------|
| 1 | Ciepłownia Siemianowice Sp. z o.o. | 2006.12.15 |
| 2 | Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA | 2006.12.15 |
| 3 | PSE-Operator SA | 2006.12.15 |
| 4 | Zakład Energetyczny Warszawa-Teren SA | 2006.12.15 |
| 5 | Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA | 2006.12.15 |
| 6 | Rzeszowski Zakład Energetyczny SA | 2006.12.15 |
| 7 | Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego SA | 2006.12.15 |
| 8 | Lubelskie Zakłady Energetyczne LUBZEL SA | 2006.12.15 |
| 9 | ENEA SA | 2006.12.15 |
| 10 | Zakład Energetyczny Białystok SA | 2006.12.15 |
| 11 | Zamojska Korporacja Energetyczna SA | 2006.12.15 |
| 12 | Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny SA | 2006.12.15 |
| 13 | Łódzki Zakład Energetyczny SA | 2006.12.15 |
| 14 | Koncern Energetyczny ENERGA SA | 2006.12.15 |
| 15 | ENION SA | 2006.12.16 |
| 16 | EnergiaPro Koncern Energetyczny SA | 2006.12.16 |
| 17 | Pilczycki Park Biznesu Sp. z o.o. | 2006.12.22 |
| 18 | Zakłady Urządzeń Chemicznych i Armatury Przemysłowej „CHEMAR” SA | 2006.12.22 |
| 19 | Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowo-Produkcyjne ELTRONIK Z. Soból, F. Siuta, M. Kuboń Sp.j. | 2006.12.29 |
| 20 | Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe „STOREM” Sp. z o.o. | 2007.01.12 |
| 21 | ABB Sp. z o.o. | 2007.01.12 |
| 22 | VT-ENERGO Sp. z o.o. | 2007.01.12 |
| 23 | Kombinat „PZL-HYDRAL” SA | 2007.01.17 |
| 24 | Zakład Instalacji Elektroenergetycznych Leszek Klak | 2007.01.17 |
| 25 | STOEN SA | 2007.01.17 |

| | | |
|----|--|------------|
| 26 | Fabryka Produkcji Specjalnej Sp. z o.o. | 2007.02.02 |
| 27 | Grupa Kęty SA | 2007.02.07 |
| 28 | Kopalnie i Zakłady Przetwórcze Siarki „Siarkopol” w likwidacji | 2007.02.07 |
| 29 | HEAT ENGINEERING TECHNOLOGY EUROPE Sp. z o.o. | 2007.02.07 |

Odmowa zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej

(stan na 2007.02.07)

| Lp. | Nazwa przedsiębiorstwa | Data publikacji |
|-----|--|-----------------|
| 1 | Towarzystwo Inwestycyjne „ELEKTROWNIA – WSCHÓD” SA | 2007.02.07 |

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej

(stan na 2007.02.07)

| Lp. | Nazwa przedsiębiorstwa | Data publikacji |
|-----|-----------------------------------|-----------------|
| 1 | Koncern Energetyczny ENERGA SA | 2007.01.12 |
| 2 | Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA | 2007.01.17 |
| 3 | Mittal Steel Poland SA | 2007.01.26 |

Zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych

(stan na 2007.02.07)

| Lp. | Nazwa przedsiębiorstwa | Data publikacji |
|-----|---|-----------------|
| 1 | System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ SA | 2006.12.15 |
| 2 | Linia K & K Sp. z o.o. | 2006.12.16 |
| 3 | Magneti Marelli Poland SA | 2006.12.22 |
| 4 | KGHM Polska Miedź SA | 2007.02.02 |
| 5 | Federal Mogul SA | 2007.02.02 |
| 6 | K&K Sp. z o.o. | 2007.02.02 |

Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla paliw gazowych

(stan na 2007.02.07)

| Lp. | Nazwa przedsiębiorstwa | Data publikacji |
|-----|--|-----------------|
| 1 | Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA | 2006.12.15 |
| 2 | Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. | 2006.12.16 |
| 3 | Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. | 2006.12.16 |
| 4 | Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. | 2006.12.16 |
| 5 | Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. | 2006.12.16 |
| 6 | Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. | 2006.12.16 |
| 7 | Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. | 2006.12.16 |
| 8 | KRI Sp. z o.o. | 2006.12.16 |
| 9 | ENESTA Sp. z o.o. | 2006.12.16 |
| 10 | Energetyka Ursus Sp. z o.o. | 2006.12.22 |
| 11 | Gaz Technologia i Energia Sp. z o.o. | 2006.12.22 |
| 12 | POENERGIA SA | 2006.12.22 |
| 13 | Media Odra Warta Sp. z o.o. | 2006.12.22 |
| 14 | ANCO Sp. z o.o. | 2006.12.22 |
| 15 | FERROXCUBE POLSKA Sp. z o.o. | 2007.01.02 |
| 16 | AVRIO MEDIA Sp. z o.o. | 2007.01.02 |

| | | |
|----|--|------------|
| 17 | Zakłady Azotowe Anwil SA | 2007.01.02 |
| 18 | Zakłady Urządzeń Chemicznych i Armatury Przemysłowej „CHEMAR” SA | 2007.01.02 |
| 19 | Grupa Kęty SA | 2007.01.12 |
| 20 | Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o. | 2007.01.12 |
| 21 | Projekt Energia Sp. z o.o. | 2007.01.12 |
| 22 | Zakład Elektroenergetyczny H.Cz. ELSEN Sp. z o.o. | 2007.01.17 |
| 23 | Zakłady Mechaniczne „Bumar-Labędy” SA | 2007.01.17 |
| 24 | Huta Pokój SA | 2007.01.17 |
| 25 | „BOL-THERM” Sp. z o.o. | 2007.01.26 |
| 26 | Energomedia Sp. z o.o. | 2007.02.07 |

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK

(stan na 2007.02.07)

| Lp. | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres | Rodzaj działalności |
|-----|--|---|---------------------|
| 1 | EL-WIL Sp. z o.o. | 00-586 Warszawa, ul. Flory 9 | Wpc |
| 2 | TOYOTA BIELANY CORPO CARS Sp. z o.o. | 01-684 Warszawa, ul. Klaudyjny 1 | Opc |
| 3 | Jacek Sielski PPHU ELEKTROBUD | 01-913 Warszawa, ul. Szekspira 3 lok. 41 | Wee |
| 4 | CHEMTANK Sp. z o.o. | 01-969 Warszawa, ul. Pułkowa 37 | Opc |
| 5 | RELAX Wind Park I Sp. z o.o. | 02-626 Warszawa, Al. Niepodległości 69 | Wee |
| 6 | Petrax Oil Sp. z o.o. | 02-647 Warszawa, ul. Tagore 3/9 | Opc |
| 7 | Iwona Dąbrowska | 05-191 Nasielsk, Ruszkowo 29 | Opc |
| 8 | Ewa Kulma, Małgorzata Sadoch PW MEGA SC | 05-300 Mińsk Mazowiecki, Janów, ul. Osiedlowa 2 b | Opc |
| 9 | MEDORTEX Michał Miszczyk-Miński | 05-400 Otwock, ul. Staszica 14 | Opc |
| 10 | „BNR” BORYS Sp.j. | 05-600 Grójec, ul. Mogielnicka 13 | Opc |
| 11 | DAGO Sp. z o.o. | 05-807 Podkowa Leśna, ul. Jagiellońska 3 | Wee |
| 12 | PPHU „Mgaz” Marcin Gąsiorowski, Michał Gąsiorowski | 05-825 Grodzisk Mazowiecki, Kozerki, ul. Jowisza 2 | Opc |
| 13 | Diagnostyka-Mechanika Samochodowa Piotr Skok | 06-100 Pułtusk, ul. Kościuszki 76 | Opc |
| 14 | Andrzej Bieńkowski BEGAZ | 06-300 Przasnysz, ul. Piłsudskiego 100 | Wee |
| 15 | MICHAŁ PHU MARCHELA MIMAR | 07-100 Węgrów, ul. Kościuszki 159 | Opc |
| 16 | Kiryliczuk Aneta | 08-140 Mordy, Głuchów | Opc |
| 17 | Stacja Auto Gaz Robert Supel | 08-300 Sokółów Podlaski, Skibniew Podawce, ul. Wiśniowa 2 | Opc |
| 18 | Przedsiębiorstwo Obrotu Paliwami i Artykułami Przemysłowymi „ŻELPAL” SC Ryszard Wojtaś, Roman Fejtko | 08-430 Żelechów, ul. Długa | Opc |
| 19 | Holding Slovenske elektrarne d.o.o. | 1000 Ljubljana, Republika Słowenii, Kopraska ulica 92 | Oee |
| 20 | Jacek Fiedorowicz | 10-421 Olsztyn, ul. Składowa | Opc |
| 21 | Mariusz Zbigniew Piórkowski „TRANSBUD” | 10-817 Olsztyn, ul. Nasienna 8 | Opc |
| 22 | „FORZA” Grzegorz Filipowicz | 11-440 Reszel, Robawy 4 | Opc |
| 23 | Andrzej Neumann Zakład Usługowo-Handlowy | 11-700 Mrągowo, Szóstno 17/2 | Opc |
| 24 | Kazimierz Punpur Zakład Usługowo-Handlowy „GAZ” | 14-100 Ostróda, ul. Rycerska 8/51 | Opc |
| 25 | „R.E.D. OIL” SC Radosław Wiśniewski, Daniel Wiśniewski, Emanuel Starzyński | 14-330 Małdyty, ul. Kopernika 4/3 | Opc |
| 26 | „BARTEX” Sp. z o.o. | 14-526 Płoskinia, Chruściel 4 | Opc |
| 27 | ANDRZEJ-GAZ Andrzej Zajkowski | 15-680 Białystok, ul. Produkcyjna 37 | Opc |
| 28 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe P.K. Piotr Krzysztopik | 16-200 Dąbrowa Białostocka, ul. Jasionówka 34 | Opc |
| 29 | GAZIK Krzysztof Kułakowski | 16-400 Suwałki, ul. Reja 72/22 | Opc |
| 30 | PPHU „ER-GAZ” SC Ewa Lewkowicz, Robert Stabiński | 16-500 Sejny, ul. Głowackiego 18A | Opc |
| 31 | NAFTAN Sp. z o.o. | 17-106 Orla, Oleksze 21 | Opc |
| 32 | Piotr Zajkowski Z PETROL Stacja Paliw | 18-100 Łapy, ul. Brańska 9 | Opc |
| 33 | JPM Grzeszczuk, Łaniewski, Chojnowski SC | 18-220 Czyżew-Osada, ul. Zambrowska 2 | Opc |
| 34 | Jarosław Mazurek Stacja Paliw Płynnych | 21-109 Uścimów, Stary Uścimów | Opc |
| 35 | Wiesław Gogłoza Stacja Paliw Płynnych i Gazu | 21-480 Okrzeja, Rowiny 7a | Opc |

| | | | |
|----|---|---|--------------------|
| 36 | POL-OIL-COMPANY Sp.j. | 21-500 Biata Podlaska, Al. Jana Pawła II 11 | Opc |
| 37 | Marek Stasiuk – DES | 21-500 Biata Podlaska, ul. Lubelska | Opc |
| 38 | Firma ROBEX Robert Łaski | 21-532 Łomazy, ul. Budzyń 80 | Opc |
| 39 | WARTER Sp.j. | 21-550 Terespol, ul. Wojska Polskiego 75 | Wpc |
| 40 | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „AGRO-TECH” – Jaremek Mirosław | 22-120 Wojślawice, ul. Krasnystawska 19A | Opc |
| 41 | Esso Deutschland GmbH | 22297 Hamburg, Kapstadtring 2 | Opc |
| 42 | Robert Bartos HANDEL – USŁUGI | 25-437 Kielce, Os. Na Stoku 50B | Opc |
| 43 | Zygmunt Ksel PHU XEL | 26-065 Piekoszków, ul. Kolejowa 39B | Opc |
| 44 | Sylwia Kielich STACJA PALIW PŁYNNYCH | 26-130 Łączna, Łączna 87A | Opc |
| 45 | ELSEBA Sp. z o.o. | 26-250 Mniów, Gliniany Las 22 | Opc |
| 46 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe A. Kamiński & M. i A. Walczyk Sp.j. | 27-300 Lipsko, Kostusin 13 | Opc |
| 47 | Firma Handlowa PORDER SC Danuta Porębska, Zbigniew Porębski, Urszula Dereń, Zenon Dereń | 28-520 Opatowiec, ul. Nowokorczyńska 12A | Opc |
| 48 | PROFIT Katarzyna Sobecka-Kromka | 30-324 Kraków, ul. Szwedzka 23 m. 38 | Opc |
| 49 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Przemysłowe „PROMOGAZ-KPIS” Sp. z o.o. | 30-832 Kraków, ul. Mierzeja Wiślana 7 | Opc |
| 50 | Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina i Miasto Miechów) | 32-200 Miechów, ul. Raclawicka 41 | Pcc |
| 51 | Zakład Handlu i Usług Motoryzacyjnych Krzysztof Wachacki | 32-200 Miechów, ul. Raclawicka 75 | Opc |
| 52 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „POL-SAB” Sabina Kucypera | 32-250 Charsznica, ul. Żarnowiecka 1 | Opc |
| 53 | AM PETROKO SC A. i M. Kozioł i J. Karoń | 32-340 Wolbrom, Kąpiele Wielkie 269 | Opc |
| 54 | PW Progaz Jan Majda | 32-400 Myślenice, ul. Kazimierza Wielkiego 203c | Opc |
| 55 | FHUP „SANPOL” Ewelina Deda | 32-590 Libiąż, ul. 1-go Maja 14 | Opc |
| 56 | Zakłady Mechaniczne Tarnów SA | 33-100 Tarnów, ul. Kochanowskiego 30 | Dee, Oee |
| 57 | FPHU Edyta Skowron | 33-318 Gródek n/Dunajcem, Gródek n/Dunajcem 54 | Opc |
| 58 | SM LOGISTIC Sp. z o.o. | 34-120 Andrychów, ul. Krakowska 83e | Opc |
| 59 | Uchacz Sp. z o.o. | 34-650 Tymbark, Podłopień 303 | Opc |
| 60 | Firma Produkcyjno-Handlowa, Eksport-Import | 34-735 Niedźwiedz, Podobin 100 | Opc |
| 61 | PPUH EKO-ENERGIA | 35-114 Rzeszów, ul. Malczewskiego 7/44 | Wee |
| 62 | Spółdzielnia Kółek Rolniczych w Harasiukach | 37-413 Harasiuki, Harasiuki 115A | Opc |
| 63 | TRANSGLIMAR Sp. z o.o. | 38-320 Gorlice, ul. Biecka 23 A | Opc |
| 64 | PETRO – SERWIS Ginda Marek | 38-483 Wróblak Szlachecki, Wróblak Królewski 19 | Opc |
| 65 | PPHU „GAZ-POŻ” Alina Marcinkowska | 38-500 Sanok, ul. Piastowska 33 | Opc |
| 66 | FUH „Petro-Sal” Krzysztof Sala | 38-606 Baligród, ul. K. Wielkiego 69 | Opc |
| 67 | PW KOLMAX-Mielec Stanisław Kloc | 39-300 Mielec, ul. Korczaka 35 | Wee |
| 68 | Auto – Master SC Romuald Szopa & Renata Wszola | 41-404 Mysłowice, ul. Brzezińska 50 | Opc |
| 69 | Huta Batory Sp. z o.o. | 41-506 Chorzów, ul. Dyrekcyjna 6 | Dee, Oee, Dpg, Opg |
| 70 | FH „UNIMAT” Zbigniew Kotodziej | 42-263 Korwinów, ul. Jesienna 21 | Opc |
| 71 | Arkadiusz Buła ARCOPOL | 42-350 Kozięgłowy, Gniazdów, ul. Woźnicka 102 | Opc |
| 72 | Grzebieluch Agata FHU „AGMAR” | 42-440 Ogrodzieniec, ul. Słowackiego 13A | Opc |
| 73 | Młyn Wodny Sławomir Skwara | 42-523 Dąbrowa Górnicza, ul. Górna 23 | Wee |
| 74 | KOMPLET Sp. z o.o. | 42-625 Pyrzowice, ul. Transportowa | Opc |
| 75 | „K.A.R.” Sp. z o.o. | 42-822 Nowe Chechło, ul. Skowronków 28 | Opc |
| 76 | FENICE Poland Sp. z o.o. | 43-300 Bielsko-Biała, ul. Komorowicka 79A | Wee |
| 77 | B&B SC Małgorzata Bortnowska, Michał Bortnowski | 44-100 Gliwice, ul. Karolinki 58 | Opc |
| 78 | Wojciech Krukowski PW KRUK | 44-102 Gliwice, ul. Zbożowa 5 | Opc |
| 79 | Jarzyna Egon „AL-DUE” Zakład Produkcyjno-Usługowo-Handlowy | 44-218 Rybnik, ul. Niedobczycka 50c | Opc |
| 80 | EKO-TRANS Sp. z o.o. | 44-335 Jastrzębie Zdrój, ul. Podhalańska 25A | Opc |
| 81 | CETAN Sp. z o.o. | 44-373 Wodzisław Śląski, ul. Młodzieżowa 120 | Opc |
| 82 | Wioletta Kitajczyk PPHU „WIOLA” | 46-100 Namysłów, Bukowa Śląska 32 | Opc |
| 83 | Stacja Paliw Ramona Frycowska | 46-200 Kluczbork, Ligota Górna | Opc |
| 84 | GZP Energia Ciepła Sp. z o.o. | 48-340 Głuchołazy, ul. G. Andersa 32 | Oee |
| 85 | Robert Urban Qatro | 49-120 Dąbrowa, Skarbiszów ul. Opolska 96 | Opc |

| | | | |
|-----|--|--|-----|
| 86 | PRESTA Sp. z o.o. | 50-541 Wrocław, Al. Armii Krajowej 6a/3 | Wee |
| 87 | Janusz Pereświat-Sołtan | 51-145 Wrocław, Al. Kaszowicza 92 | Opc |
| 88 | PHU GAMA Mirosław Gacek | 54-016 Wrocław, ul. Woronowicka 7 | Opc |
| 89 | „TRINITY” Sp. z o.o. | 57-300 Kłodzko, ul. Kasztanowa 44 | Opc |
| 90 | PHU Andrzej Rak | 58-309 Wałbrzych, ul. Topolowa 17 | Opc |
| 91 | R. Brljajac, R. Wiązek Elektro-Wat SC | 59-160 Radwanice, ul. Różana 21 | Wee |
| 92 | Krzysztof Marciniżyn PPHU GAZ-KOM | 59-225 Chojnów, Dobroszów 51 | Opc |
| 93 | Elektrownia Wodna „Panorama” Andrzej Dynak | 59-300 Lubin, ul. Modrzewiowa 12/13 | Wee |
| 94 | Firma PCH Papanaum Christos Sp. z o.o. | 59-900 Zgorzelec, Zgorzelec 2 | Opc |
| 95 | Jolanta Sosińska „WOLF” Firma Wielobranżowa | 61-344 Poznań, ul. Kotwiczka 18 | Opc |
| 96 | ALSI Przedsiębiorstwo Instalacji Przemysłowych i Sanitarnych Aleksander Siepnewski | 61-424 Poznań, ul. Nizinna 30a | Opg |
| 97 | Stanisław Kaczmarek „LPG AUTO-GAZ” „STOLARSTWO” | 62-050 Rogalinek, ul. Poznańska 30 | Opc |
| 98 | Łukasz Ratajczyk Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „HARPIA” Ł.R. | 62-065 Grodzisk Wielkopolski, ul. Bukowska 91 | Opc |
| 99 | WATIS Sp. z o.o. | 62-400 Słupca, ul. Przemysłowa 3 | Opc |
| 100 | Ewa Szymańska, Krzysztof Szymański PW S. i S. Sp.j. | 62-620 Babiak, Bogusławice 5 A | Opc |
| 101 | PPHU ANMAR SC Marcin Pietrzak, Aneta Pietrzak | 62-650 Kłodawa, Bierzwienna Długa Kolonia 103 | Opc |
| 102 | Zakład Elektrotechniczny Ryszard Światły | 62-872 Godziesze Małe, Stobno 65 | Wee |
| 103 | „GASPIR” P. Jurga, S. Witomski Sp.j. | 63-100 Śrem, ul. Sikorskiego 37 | Opc |
| 104 | PHUP TURIST-BUS Piotr Tylczyński | 63-112 Brodnica, Żabno 53 A | Opc |
| 105 | Michał Mądrecki | 63-313 Chocz, Stary Olesiec 84 | Opc |
| 106 | GS „MIKOR” Sp. z o.o. | 63-740 Kobylin, ul. Powstańców Wielkopolskich 47 | Opc |
| 107 | Henryk Jessa Stacja Paliw JESPOL | 64-115 Święciechowa, ul. Leszczyńska 36 | Opc |
| 108 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowo-Produkcyjne Przemysław Piotr | 64-710 Połajewo, ul. Dworcowa 13 | Opc |
| 109 | POLMAX SA | 66-200 Świebodzin, ul. Łużycka 50 | Wpc |
| 110 | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe BARTPOL Sp. z o.o. | 67-124 Nowe Miasteczko, ul. Szosa Bytomska 1A | Opc |
| 111 | PW „MAX-GAZ” Janusz Abucki | 67-200 Głogów, ul. Magazynowa 7 | Opc |
| 112 | Mała Elektrownia Wodna Borkowice Willi Kryska | 70-785 Szczecin, ul. Łubinowa 52/8 | Wee |
| 113 | Zegluga Pomorska Sp. z o.o. | 70-893 Szczecin, ul. Szosa Stargardzka 20/22 | Opc |
| 114 | DIPOL Sp. z o.o. | 71-324 Szczecin, Al. Wojska Polskiego 156 | Wee |
| 115 | NOTOS Sp. z o.o. | 71-324 Szczecin, Al. Wojska Polskiego 156 | Wee |
| 116 | E.W.G. Sp. z o.o. | 71-324 Szczecin, Al. Wojska Polskiego 156 | Wee |
| 117 | BETA Sp. z o.o. | 71-324 Szczecin, Al. Wojska Polskiego 156 | Wee |
| 118 | GAMMA Sp. z o.o. | 71-324 Szczecin, Al. Wojska Polskiego 156 | Wee |
| 119 | ABM Bożena Maryniak | 71-795 Szczecin, ul. Duńska 82/12 | Opc |
| 120 | HYDRO-GAS Grzegorz Rąbel | 72-602 Świnoujście, ul. Skandynawska 15 | Opc |
| 121 | „D.J-GAZ” D. Dobrzański, J. Flis | 74-106 Stare Czarnowo, ul. Szczecińska 14 | Opc |
| 122 | Energia Wiatrowa Karścino Sp. z o.o. | 75-950 Koszalin, ul. Wańkowicza 17a | Wee |
| 123 | AGRO & EKOPLAN Gustaw Brzyszczy | 76-113 Postomino, Pierkowo 72 | Wee |
| 124 | Zbigniew Szulta Firma Handlowo-Uslugowa „ORZEL-GAZ” | 77-141 Borzytuchom, ul. Łąkowa 1 | Opc |
| 125 | AN – MAR Auto – Moto – Usługi Anna Markowicz Smardz | 78-111 Ustronie Morskie, ul. Kołobrzeska 13 | Opc |
| 126 | Firma Handlowo-Uslugowa „Zajkowski i Syn” Łukasz Zajkowski | 78-550 Czaplinek, ul. Wasznika 5 | Opc |
| 127 | „KAMA OL” Krystyna Makarowska | 80-394 Gdańsk, ul. Kołobrzeska 30 | Opc |
| 128 | „LOTOS ASFALT” Sp. z o.o. | 80-718 Gdańsk, ul. Elbląska 135 | Opc |
| 129 | ATOL Sp. z o.o. | 80-758 Gdańsk, ul. Siennicka 30/40 m. 1 | Opc |
| 130 | „CETAN” Sp. z o.o. | 81-038 Gdynia ul. Hutnicza 42 | Opc |
| 131 | JOKER Paweł Jankowski | 81-731 Sopot, ul. Bitwy pod Płowcami 70 | Opc |
| 132 | Marek Aleksander Radecki Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „ARCO” | 83-020 Cedry Wielkie, ul. Krasickiego 6 | Opc |
| 133 | „ARI” Sp. z o.o. | 83-110 Tczew, ul. Czatkowska 6 | Opc |
| 134 | „EKO-NORD” Sp. z o.o. | 83-110 Tczew, ul. Gdańska 32 | Opc |
| 135 | „TROJAN” Sp. z o.o. | 83-200 Starogard Gdański, ul. Gdańska 13/21 | Opc |

| | | | |
|-----|--|---|-----|
| 136 | TPG GAZ SA | 83-407 Łubiana, Łubiana 60a | Opc |
| 137 | „GASPOL” Robert Piwowar | 84-206 Nowy Dwór Wejherowski, Bieszkowice, ul. Świerkowa 6 | Opc |
| 138 | PPHU CYTRUS Sp.j. Andrzej Nowakowski, Mirosława Nowakowska | 85-830 Bydgoszcz, ul. Smoleńska 15 | Wee |
| 139 | KAROR Bis Sp. z o.o. | 86-050 Solec Kujawski, ul. Unii Europejskiej 4 | Oee |
| 140 | „ZOJA” Pawłowscy Sp.j. | 87-300 Brodnica, ul. 15 lipca 19 | Opc |
| 141 | PH PRIMA Henryka Gapińska | 87-800 Włocławek, ul. Wiejska 12A | Wee |
| 142 | Suszarnia Warzyw IZDOB Izidor Dobruchowski | 87-880 Brześć Kujawski, Parcele Sokółowskie 9 | Wee |
| 143 | PROGRESS Sławomir Szczupakowski | 88-100 Inowrocław, Sikorowo 61 | Wee |
| 144 | Stacja Paliw Aneta Kuś | 88-111 Rojewo, Rojewo 38 | Opc |
| 145 | ENERGIA Tadeusz Racinowski | 88-121 Chełmce 128, Janocin 2 | Wee |
| 146 | Kowalczyk Andrzej PHU Merkury Kopalnia Surowców Mineralnych WOJDAL | 88-170 Pakość, Radłowo 65 | Wee |
| 147 | Paweł Jaworski Dystrybucja Paliw Płynnych ROY | 92-230 Łódź, ul. Umińskiego 6 m. 28 | Opc |
| 148 | PPHU „KUCHMEBEL” Przemysław Baliński | 93-434 Łódź, ul. Przestrzenna 32 | Opc |
| 149 | M&M-GAS PHU Krzysztof Maciołek, Robert Murlikiewicz | 93-610 Łódź, ul. Kolumny 100 | Opc |
| 150 | PPH Stacja Paliw „STEFEX” Stefan Doliński | 95-082 Dobroń, ul. Wrocławska 17 | Opc |
| 151 | Aneta Paczkowska Firma Handlowa „HORYZONT” | 95-083 Kazimierz, ul. Szkolna 5 | Opc |
| 152 | Stacja Paliw Grzegorz Kopczyński | 97-200 Tomaszów Mazowiecki, ul. P.O.W. nr 5 | Opc |
| 153 | Spółdzielnia Usług Rolniczych w Żelechlinku | 97-226 Żelechlinek, ul. Targowa 17 | Opc |
| 154 | Spółka Handlowo-Usługowa „ADROM” B.R.A. Borowczyk Sp.j. | 97-226 Żelechlinek, ul. Zakątna 3 | Opc |
| 155 | Bartłomiej Kulik BARTGAZ | 97-340 Rozprza, ul. Piotrkowska 71 | Opc |
| 156 | Dariusz Chojka FIRMA HANDLOWA „DARIO” | 97-561 Ładzice, Stobiecko Szlacheckie 25 | Opc |
| 157 | „AUTOMARK” Sp. z o.o. | 98-220 Zduńska Wola, ul. Mostowa 3 | Opc |
| 158 | „KOLROY 4” A. i M. KOLANKOWSCY i Z. KRULAK Sp.j. | 98-290 Warta, ul. Świętojańska 27 | Opc |
| 159 | ZPHU WIKTOR Szydło Wiktor | 98-300 Wieluń, Os. Stare Sady 16/24 | Wee |
| 160 | Marcin Pluciński Przedsiębiorstwo Produkcyjno- -Handlowo-Usługowe „TEM” | 98-330 Pajęczno, ul. Źródlna 99 | Opc |
| 161 | „RAPE” ROMAN PYSZKA | 99-150 Grabów, Sobótka Stara 58 | Opc |

Legenda:

Pcc – przesyłanie ciepła

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Dee – dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Dpg – dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE ZŁOŻYŁY WNIOSKI KONCESYJNE

(stan na 2007.02.07)

| Lp. | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres |
|-----|--|--|
| 1 | TERMINAL INTEGRO Sp. z o.o. | 00-474 Warszawa, ul. Jasna 24 |
| 2 | JK EDEN Sp. z o.o. | 00-525 Warszawa, ul. Krucza 41/43 l. 4 |
| 3 | EMFESZ NG Polska Sp. z o.o. | 00-540 Warszawa, Al. Ujazdowskie 41 |
| 4 | BeOil-Bis Sp. z o.o. | 00-701 Warszawa, ul. Czerniakowska 24/21 |
| 5 | Mas-Inkom Sp. z o.o. | 00-728 Warszawa, ul. Bobrowiecka 2 B lok. 45 |
| 6 | „ENTRADE” Sp. z o.o. | 00-784 Warszawa, ul. Dworkowa 3 |
| 7 | Megawatt Polska Sp. z o.o. | 01-013 Warszawa, ul. Kacza 9F |
| 8 | Endesa Polska Sp. z o.o. | 02-306 Warszawa, ul. Niemcewiczka 26/U6 |
| 9 | Alfa Gaz Sp. z o.o. | 02-495 Warszawa, ul. Dzieci Warszawy 48 lok. 210 |
| 10 | Zakład Produkcji Cystem LDS Sp. z o.o. | 02-495 Warszawa, ul. Gierdziejewskiego 1 |
| 11 | Selkia Polska Sp. z o.o. | 02-957 Warszawa, ul. Sobieskiego 1 lok. 15 |
| 12 | PRATERM SA | 04-555 Warszawa, ul. Bronisława Czecha 36 |
| 13 | WZM „WALOR” Sp. z o.o. | 04-804 Warszawa, ul. Patriotów 212 |

| | | |
|----|--|---|
| 14 | M.C.H. Sowiński Andrzej | 05-085 Kampinos, ul. Chopina 11 |
| 15 | PPHU Edward Drężek | 05-505 Wola Prażmowska, ul. Główna 51 |
| 16 | „ALKA” Janiszewska Alina | 05-820 Piastów, ul. Hallera 14 A |
| 17 | POLK-GAZ Ireneusz Polkowski | 07-111 Wierzbno, Sulki 15 |
| 18 | „DIB-Gaz” Maria Beata Szymańska | 07-206 Somianka, Wielątki Rosochate 7 A |
| 19 | FHU „GRZYBEK” Piotr Grzyb | 07-410 Ostrołęka, ul. Traugutta 59 |
| 20 | PWIK Sp. z o.o. | 08-110 Siedlce, ul. Leśna 8 |
| 21 | A&M SC | 09-200 Sierpiec, ul. Kościuszki 4 |
| 22 | „Spec-Gaz” Izabela Wróblewska | 09-402 Płock, ul. R. Traugutta 6 m. 11 |
| 23 | Leszek Kalinowski Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „LE'ON” | 10-601 Olsztyn, ul. Metalowa 6 |
| 24 | „Stary Dwór” SC Dorota Kobus i Krzysztof Kobus | 11-040 Dobrze Miasto, ul. Stary Dwór 35 |
| 25 | Andrzej Junko Firma Produkcyjno-Handlowo-Uslugowa „ROL-GAZ” | 11-130 Ometá, ul. Braniewska 1 C |
| 26 | PHU Henryk Waśniewski | 11-230 Bisztynek, ul. Kolejowa 11 |
| 27 | Firma Handlowo-Uslugowa „Sam-Diego” Stefan Brzeziński | 13-100 Nidzica, ul. Litwinki 48 |
| 28 | Ewa Tarnarzewska „TADO-GAZ” | 13-306 Kurzętnik, Brzozie Lubawskie 1 |
| 29 | Agnieszka Maksimczyk „PHU” AGAZ | 19-314 Kalinowo, ul. Michała Kajki 22 |
| 30 | Dorota Gwiazdowska Auto-Komis Gąski | 19-406 Gąski, Gąski 1 |
| 31 | FH „D&M” Dariusz Monastyrski, Mirosław Zubko | 23-412 Łukowa, Łukowa 553A |
| 32 | OLEUM Sp. z o.o. | 25-365 Kielce, ul. Słowackiego 12 |
| 33 | Krzysztof Jasiński Firma Produkcyjno-Uslugowo-Handlowa „JASIŃSKI” | 25-735 Kielce, ul. Piekoszowska 55/40 |
| 34 | CREATIVE FUTURE | 26-021 Daleszyce, ul. Mójcza 25 |
| 35 | Beata Kotowska ZPH KOGENERACJA | 26-026 Morawica, Bilcza, ul. Mała 5 |
| 36 | Łukasz Bartos Gospodarstwo Rolne | 26-065 Piekoszków, ul. Czamowska 6 |
| 37 | Dorota Partyka Stacja AUTOGAZU | 26-242 Ruda Maleniecka, Ruda Maleniecka 102F |
| 38 | Dariusz Adamczyk | 26-300 Opoczno, Bukowiec Opoczyński 26 |
| 39 | FHU JUSTYNA PIELACHA | 26-600 Radom, ul. Limanowskiego 134 p. 27 |
| 40 | „Praktik” Magdalena Kapusta | 26-631 Jastrzębia, Jastrzębia 108 |
| 41 | OMEGA FURNITURE Sp. z o.o. | 26-652 Zakrzew, Milejowice 68G |
| 42 | Niwicki Marek „Firma Handlowo-Uslugowa” | 27-200 Starachowice, ul. Wojska Polskiego 10/13 |
| 43 | Jarosław Basa „JAR-GAZ” Zakład Dystrybucji Gazu | 27-225 Pawłów, Radkowice 58A |
| 44 | Mirosław Sęk ROLGAZ | 28-300 Jędrzejów, Ignacówka 13 |
| 45 | „ART-WIENIA” Artur Gąsior, Wiesław Guzik Sp.j. | 30-689 Kraków, ul. Landaua 5 |
| 46 | PALMAR SC Paweł Marciński, Andrzej Waligóra | 31-234 Kraków, ul. Kuźnicy Koflatajowskiej 4/32 |
| 47 | FHUT „BARI” Krzysztof Włodarczyk | 32-250 Charsznica, ul. Żarnowiecka 10 |
| 48 | Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej PKS Myślenice Sp. z o.o. | 32-400 Myślenice, ul. Przemysłowa 4 |
| 49 | PEC Chrzanów Sp. z o.o. | 32-500 Chrzanów, ul. Pogorska 36 |
| 50 | FHU Różak Marek | 32-852 Dębno, Jastew 99 |
| 51 | Firma Handlowo-Uslugowa „MARCO” Hnatów Marek | 32-860 Czchów, Piaski Drożków 21 |
| 52 | „GAZ-FULL” Aneta Piechowicz | 32-861 Iwkowa, Iwkowa 700 |
| 53 | „GABRIEL” Tomasz Szczyrek | 33-112 Tarnowiec, Zawada 89 |
| 54 | Handel Stały i Obwoźny „SREBRNE” Maria Kos-Pawlik | 33-395 Chełmiec, ul. Niskowa 150 |
| 55 | ENERGY LIFE Joanna Cwalina | 34-400 Nowy Targ, ul. Nadmłynówka 81 |
| 56 | TRANS MARINO Sp. z o.o. | 34-700 Rabka Zdrój, ul. Zakopiańska |
| 57 | J. Stożek PPUH „OMEGA” Sp.j. | 34-730 Mszana Dolna, ul. Starowiejska 2 |
| 58 | AUTO-CENTRUM Sp. z o.o. | 35-959 Rzeszów, ul. Rejtana 67 |
| 59 | Firma Handlowa MARKĘS Marcin Kęsicki | 37-700 Przemyśl, ul. Grunwaldzka 52a/28 |
| 60 | Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o. | 37-700 Przemyśl, ul. Rokitniańska 4 |
| 61 | „ALCHEMIA” Paweł Wajs | 38-400 Krosno, ul. Szklarska 5/3 |
| 62 | Przedsiębiorstwo Usług Teletechnicznych „TELBUD” Jan Grzesik | 38-460 Jedlicze, ul. Rejtana 12 a |
| 63 | IVS Sp. z o.o. | 39-200 Dębica, ul. Rzeszowska 114 |
| 64 | FHU „TRANS-CAR” Przemysław Bodziony | 39-300 Mielec, ul. Dworcowa 4/24 |
| 65 | Justyna Tutak | 39-432 Gorzyce, ul. 11-go Listopada 2/6 |
| 66 | VECTA OIL Sp. z o.o. | 40-085 Katowice, ul. Mickiewicza 29 |

| | | |
|-----|--|---|
| 67 | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „MAX” Jadwiga Harmuszkiewicz | 40-474 Katowice, ul. Wojciecha 11/24 |
| 68 | PETROMIX Sp. z o.o. | 41-902 Bytom, ul. Wrocławska 94 |
| 69 | Ekopol Górnośląski Holding Sp. z o.o. | 41-922 Radzionków, ul. Kużaja 41A |
| 70 | Miejskie Przedsiębiorstwo Komunikacyjne w Częstochowie Sp. z o.o. | 42-200 Częstochowa, ul. Niepodległości 30 |
| 71 | JUKO ENERGY Sp. z o.o. | 42-215 Częstochowa, ul. Armii Krajowej 68 B |
| 72 | MOTO GAZ Andrzej Łukaszewicz | 42-300 Myszków, ul. Jana Pawła II 99 |
| 73 | Fabryka Papieru Myszków Sp. z o.o. | 42-300 Myszków, ul. Pułaskiego 6 |
| 74 | FPHU „NOBA” Bartosz Nowak | 42-460 Mierzęcice, ul. Zarzeczna 30 |
| 75 | Zakład Wielobranżowy „SZKLINBUD” Bogusław Szkliniarz | 42-680 Tarnowskie Góry, ul. Laryszowska 1/A |
| 76 | PHU „MALTA” Zygmunt Tymkiewicz | 43-220 Bojszowy, Gościńska dz. nr 827/3 |
| 77 | AQUA SA | 43-300 Bielsko-Biała, ul. 1 Maja 23 |
| 78 | Białas Maciej FPHU „MAR-KAL-PLAST” | 43-603 Jaworzno, ul. Źródłana 3 |
| 79 | Stawomir Babczuk Stacja Auto-Gaz KAMI-GAZ | 44-190 Knurów, ul. Dworcowa 44 |
| 80 | „DORAND” Dorota Błądek | 44-240 Żory, Os. Sikorskiego 35D/2 |
| 81 | Morcinek Wojciech | 44-240 Żory, ul. Wyzwolenia 43 |
| 82 | Cukrownia Cerekiew SA | 47-260 Polska Cerekiew, Ciężkowice, ul. Fabryczna 13 |
| 83 | PHO „TERM” Makielak Grzegorz | 50-236 Wrocław, ul. Franklina Delano Roosevelta 25/17 |
| 84 | Tadeusz Błaszczak EKO-BEST | 54-058 Wrocław, ul. Stabłowicka 36/1 |
| 85 | „POL-TECH MFG. CORP. POLSKA” Sp. z o.o. | 56-200 Góra, ul. Sosnowa 2 |
| 86 | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe LANT Henryk Wilkiel | 59-706 Gromadka Krzyżowa, Krzyżowa |
| 87 | „MIRON OIL” Sp. z o.o. | 60-425 Poznań, ul. Dąbrowskiego 381A |
| 88 | Szymon Atraszkiewicz PHU PROBUD | 62-052 Komorniki, ul. Poznańska 152 |
| 89 | Artur Stolarczyk Firma Usługowo-Handlowa „ART – POL” | 62-510 Konin, ul. Karłowicza 4/63 |
| 90 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „SERVIS-TIR” Podlasiński i Spółka Jan Podlasiński i Łukasz Podlasiński SC | 62-571 Stare Miasto, Modła Kolonia 5F |
| 91 | „EKO-JAZ BIS” Sp. z o.o. | 62-700 Turek, ul. Hubala 1 |
| 92 | OPTIMAL-OIL Sp. z o.o. | 63-400 Ostrów Wielkopolski, ul. Sobieskiego 5 |
| 93 | METRO-OIL Sp. z o.o. | 63-430 Odolanów, Nabyszyce 22 |
| 94 | „GO-BI” Sp. z o.o. | 64-010 Krzywiń, Jerka, Os. Brzozowiec 37 |
| 95 | Maciej Neumann i Piotr Maniecki Firma Handlowa „NOMA” SC | 64-330 Opalenica, ul. Łąkowa 3 |
| 96 | Firma Handlowo-Usługowa „OPALTRANS” Barbara Drzewiecka | 64-920 Piła, ul. Hutnicza 23 |
| 97 | Pro – Consult Jakub Włosiński | 65-120 Zielona Góra, ul. Kokosowa 39/5 |
| 98 | JAKOB International Tadeusz Kucera | 66-304 Brójce Latol Suchy, Latol Suchy 74 A |
| 99 | Jarosław Grabas Stacja Paliw JARO | 66-320 Trzciel, Mostki 15 |
| 100 | Ryszard Piętał Stacja Paliw | 67-124 Nowe Miasteczko, ul. T. Kościuszki 35 |
| 101 | SCHIZMA Krzysztof Owoc | 67-400 Wschowa, ul. Obrońców Warszawy 20/3 |
| 102 | Waldemar Piękarczyk Handel Hurtowy i Detaliczny Import-Export | 68-200 Żary, ul. Zwycięzców 26 c/28 |
| 103 | FLOCK BEST Sp. z o.o. | 70-451 Szczecin |
| 104 | Mariusz Essen, Dariusz Urbański MADAR SC | 70-754 Szczecin, ul. Piwna 19 |
| 105 | RAM Sp. z o.o. | 70-781 Szczecin, ul. Fioletowa 51/10 |
| 106 | CHROM Emilia Chromicz | 70-792 Szczecin, ul. Zajęcza 14 d |
| 107 | TRANSPOL Sp. z o.o. | 70-888 Szczecin, ul. Bryczkowskiego 24/1a |
| 108 | WIP Sp. z o.o. | 71-001 Szczecin, ul. Południowa 25 |
| 109 | ELECTRA TRADEING Sp. z o.o. | 71-050 Szczecin, ul. Generała Stanisława Maczka 28 |
| 110 | Kappa Sp. z o.o. | 71-324 Szczecin, Al. Wojska Polskiego 156 |
| 111 | Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. | 71-533 Szczecin, ul. Dembowskiego 6 |
| 112 | Ewa Fijałkowska | 72-300 Gryfice, ul. Grudziądzka 3/2 |
| 113 | Mała Elektrownia Wodna Władysława Wojnarowska | 72-314 Radowo Małe, Troszczyno Dolne |
| 114 | STAMIR II Mirosław Bielański | 73-110 Stargard Szczeciński, ul. Spokojna 18/2 |
| 115 | Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe Jarosław Nalepa | 76-009 Bonin, Bonin 13G |

| | | |
|-----|--|--|
| 116 | „OKTAN-BG” Józef Grzenkiewicz, Ryszard Brzeski, Beata Brzeska, Anna Grzenkiewicz Sp.j. | 76-230 Potęgowo, Nowa Dąbrowa 1 B |
| 117 | Fabryka Farb i Lakierów Matfarb | 76-251 Widzino, ul. Główna 2 |
| 118 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe Siecino – Dobrzany WIT CZMIELEWSKI Renata Rogowska | 78-506 Ostromice Siecino, Siecino 4 |
| 119 | Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe Marian Seydak | 78-540 Kalisz Pomorski, ul. Szczecińska 39 |
| 120 | Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe MAKAR Barbara Makarosińska | 78-600 Wałcz, ul. Kołobrzaska 39 |
| 121 | Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe STAKOS SC Mieczysław Stańczyk, Marek Kosowiec | 78-640 Tuczno |
| 122 | „JANTAR” Bogdan Chyła | 80-758 Gdańsk, ul. Siennicka 30/40 |
| 123 | Tomasz Sienkiewicz TOM-OIL | 81-153 Gdynia, ul. Adm. J. Unruga 111 |
| 124 | „FLORET” Sp. z o.o. | 82-200 Malbork, ul. Kotarbińskiego 14 |
| 125 | Spółdzielnia Kótek Rolniczych z/s w Mokrym Dworze | 83-021 Wiślina, ul. Mokry Dwór 21 |
| 126 | Marcin Eggert „MARTIS” | 83-200 Starogard Gdański, ul. Zielona 29 |
| 127 | Krzysztof Krotoszyński „CJS” Firma Handlowa | 85-163 Bydgoszcz, ul. Słowiańska 19/39 |
| 128 | Michał Pelka KAMPEL | 87-100 Toruń, ul. Hallera 2/4 |
| 129 | Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej CONNEX Toruń Sp. z o.o. | 87-100 Toruń, ul. Poznańska 290 |
| 130 | Grażyna Biestek Firma Hotelarsko-Gastronomiczna „OAZA” | 87-200 Wąbrzeźno, ul. 1 Maja 37A |
| 131 | PHU „SOJAR” SC A. J. Romanowscy | 87-510 Skrwilno, Okalewo 133 |
| 132 | Aleks-Fruit Sp. z o.o. | 87-700 Aleksandrów Kujawski, ul. Przemysłowa 8 |
| 133 | Mariusz Suchomski „VENITE” | 88-100 Inowrocław, ul. Kościelna 6 |
| 134 | Henryk Piróg MAG-BENZ Stacja Paliw Barbara i Henryk Piróg | 88-190 Barcin, Barcin Wieś 1 |
| 135 | FHU FROST Dariusz Kurkiewicz | 88-200 Radziejów, Skibin 26A |
| 136 | „Enea” Piotr Usielski | 91-342 Łódź, ul. Zbąszyńska 5 |
| 137 | W.S. Szwed „RAIDER” SC Stanisław Szwed, Wiesława Szwed | 92-601 Łódź, ul. Rokicińska 228/230 |
| 138 | Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Transportowo-Usługowe „ADWA” Sp. z o.o. | 93-704 Łódź, ul. Trzykrotki 14 |
| 139 | Sylwester Sokół PPHU „SOKÓŁ” | 95-015 Głowno, ul. Sikorskiego 3A |
| 140 | Jeziorski Michał „E-PROM” | 95-035 Ozorków, ul. Słoneczna 14 |
| 141 | Agnieszka Kruk „AGMAR” | 95-054 Ksawerów, Kolonia Wola Zaradzyńska, ul. Wschodnia 113 |
| 142 | Ireneusz Konc PPHU IRBATO | 95-200 Pabianice, ul. Armii Krajowej 25 |
| 143 | Miejski Zakład Komunikacji Sp. z o.o. | 96-100 Skierniewice, ul. Czerwona 7 |
| 144 | PPHU JOLANTA KRÓLAK | 96-214 Cielądz, Cielądz nr 180 |
| 145 | PPHU MODAWER Stanisław Wernik | 96-500 Sochaczew, ul. Reymonta 24 |
| 146 | BOT Kopalnia Węgla Brunatnego BELCHATÓW SA | 97-400 Bełchatów, Rogowiec |
| 147 | Piotr Wojtaszczyk Stacja Auto – Gaz | 98-235 Błaszki, ul. Przemysłowa 3 |
| 148 | Jadwiga Rosiak Stacja Paliw Sklep Spożywczo-Przemysłowy | 99-235 Pęczniew, Rudniki 53 |
| 149 | Stacja Paliw Irena i Jerzy Wieteska Sp.j. | 99-413 Chąśno, Goleńsko 72 a |
| 150 | Campa Energie GmbH & Co. KG | D-97199 Ochsenfurt, Jahnstraße 2 |

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZMIENIONO WARUNKI KONCESJI (stan na 2007.02.07)

| Lp. | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres | Data decyzji | Rodzaj działalności | Zakres zmiany |
|-----|--|---|--------------|---------------------|--|
| 1 | Komunalna Energetyka Ciepła KOMEC Sp. z o.o. | 11-400 Kętrzyn, ul. Górna 8 | 2006.12.08 | Wcc, Pcc | zmniejszenie mocy zainstalowanej |
| 2 | Erita Natalia Taylor, Ashot Nersisyan NATEL SC TAYLOR, NERSISYAN | 09-120 Nowe Miasto, ul. Ciechanowska 85 | 2006.12.11 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy |
| 3 | MEPAR Robert Parszowski, Tomasz Parszowski Sp.j. | 27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, Os. Ogrody 5/18 | 2006.12.11 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, zmiana pkt 1 na str. 2 |

| | | | | | |
|----|---|---|------------|----------|--|
| 4 | AGROTANK Ireneusz i Krystyna Jesionka Sp.j. | 28-500 Kazimierza Wielka, Skorczów 40A | 2006.12.11 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, REGON na NIP, zmiana pkt 1 na str. 2 |
| 5 | RZESZÓWDIS Sp. z o.o. | 35-959 Rzeszów, ul. Rejtana 69 | 2006.12.11 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP, zmiana pkt 1 na str. 2 |
| 6 | Angelika Mazurek OLEN | 01-354 Warszawa, ul. Synów Pułku 8/99 | 2006.12.12 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy |
| 7 | Zakład Energetyki Ciepłej (Gmina Miastko) | 77-200 Miastko, ul. Kowalska 2 | 2006.12.12 | Wcc; Pcc | zmniejszenie mocy zainstalowanej; rozbudowa i połączenie sieci ciepłowniczej |
| 8 | Mała Elektrownia Wodna Ludwika Ptach | 84-100 Puck, Smolno, ul. Młyńska 12 | 2006.12.12 | Wee | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana siedziby przedsiębiorcy |
| 9 | ELJOR Aleksander Jaworski, Elżbieta Jaworska, Wiktor Jaworski Sp.j. | 87-620 Kikół, ul. Rypińska 11 | 2006.12.12 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, REGON na NIP |
| 10 | EKO-ENERGIA Mirosław Barcik | 34-300 Żywiec, ul. Fabryczna 5 | 2006.12.13 | Opc | zmiana siedziby |
| 11 | Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Chełmie Sp. z o.o. | 22-100 Chełm, ul. Hutnicza 3 | 2006.12.14 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP, zmiana pkt 1 na str. 2 |
| 12 | Wacława Felisiak ARKA | 51-138 Wrocław, ul. Ks. N. Bończyka 12/8 | 2006.12.14 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana nazwiska przedsiębiorcy |
| 13 | EZPADA s.r.o. Sp. z o.o. | 00-078 Warszawa, Pl. Piłsudskiego 1 | 2006.12.15 | Oee | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu |
| 14 | Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM SA | 01-613 Warszawa, ul. Bohomolca 21 | 2006.12.15 | Ppg | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy |
| 15 | Grupa KĘTY SA | 32-650 Kęty, ul. Kościuszki 111 | 2006.12.15 | Dee | zmiana PEE na DEE, REGON na NIP i KRS |
| 16 | Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja SA | 50-220 Wrocław, ul. Łowiecka 24 | 2006.12.15 | Wcc; Wee | zmiana mocy osiągalnej; wyłączenie z eksploatacji turbozespołu TG-3 |
| 17 | Władysław Stefaniak PODGRODZIE | 87-820 Kowal, Przydatki Gołaszewskie | 2006.12.18 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, zmiana pkt 1 na str. 2, REGON na NIP |
| 18 | „JAR-2000” Sp. z o.o. | 03-285 Warszawa, ul. Kondratowicza | 2006.12.19 | Opc | zmiana adresu |
| 19 | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 21-400 Łuków, ul. Świdrska 42 | 2006.12.19 | Wcc | ZPIZPD, REGON na NIP i KRS |
| 20 | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 77-100 Bytów, ul. Przemysłowa 5 | 2006.12.19 | Wcc | zmniejszenie mocy zainstalowanej |
| 21 | ARMA Sp. z o.o. | 00-680 Warszawa, ul. Wilcza 3 lok. 12 | 2006.12.20 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu przedsiębiorcy, REGON na NIP |
| 22 | POLIMEX-MOSTOSTAL SA | 00-950 Warszawa, ul. Czackiego 15/17 | 2006.12.20 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy oraz zmiana adresu |
| 23 | Ewa Kulma, Małgorzata Sadoch PW MEGA SC | 05-300 Mińsk Mazowiecki, Janów, ul. Osiedlowa 2 b | 2006.12.20 | Opc | decyzja na podst. art. 113 KPA, oczywista omyłka |
| 24 | Zbigniew Olszewski AUTO-SERVICE | 10-687 Pruda, Szczęsne 130 | 2006.12.20 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana siedziby |
| 25 | Irena Puławska, Roman Puławski PPHU OPAL Sp.j. | 17-200 Hajnówka, ul. Górna 19 | 2006.12.20 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy |

| | | | | | |
|----|---|--|--|------------------------------------|--|
| 26 | Maria Krakowińska PHU | 34-331 Świnna, Pewel Mała, ul. Żuwiecka 15 | 2006.12.20 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu siedziby, REGON na NIP |
| 27 | Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 88-100 Inowrocław, ul. Torowa 40 | 2006.12.20 | Wcc, Pcc | przedłużenie ważności koncesji, zmiana warunków działalności |
| 28 | FENICE Poland Sp. z o.o. | 43-300 Bielsko-Biała, ul. Komorowicka 79A | 2006.12.21 2006.12.29 2007.01.10 | Pee, Oee; Ppg, Opg; Wcc, Pcc | ZPiZPD, REGON na NIP |
| 29 | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 87-500 Rypin, ul. Mławska 46 b | 2006.12.21 | Wcc, Pcc | przedłużenie terminu ważności koncesji, zmiana warunków prowadzenia działalności, REGON na NIP i KRS |
| 30 | Miejski Zakład Użyteczności Publicznej | 86-300 Grudziądz, ul. Ratuszowa 1 | 2006.12.22 | Wee | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2 |
| 31 | Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe | 09-140 Raciąż, ul. Płocka 58 | 2006.12.27 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia i adresu przedsiębiorcy, zmiana pkt 1 na str. 2 |
| 32 | VATTENFALL WOLIN-NORTH Sp. z o.o. | 71-324 Szczecin, Al. Wojska Polskiego 156 | 2006.12.27 | Wee, Oee | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy |
| 33 | BRENT-TRADE Sp. z o.o. | 00-876 Warszawa, ul. Ogrodowa 58 | 2006.12.28 2007.01.17 | Opc; Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu przedsiębiorcy; decyzja na podst. art. 113 KPA, oczywista omyłka – zmiana adresu |
| 34 | Mieczysław Kania Stacja Paliw „Na rozdrożu” | 32-590 Libiąż, ul. Krakowska 86 | 2006.12.28 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP, zmiana pkt 1 na str. 2 |
| 35 | BIOCOL SA | 41-503 Chorzów, ul. Narutowicza 15 | 2006.12.28 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia oraz siedziby przedsiębiorcy |
| 36 | Aneta Dobrzańska, Sławomir Bednarek BEST A. Dobrzańska, S. Bednarek | 74-106 Stary Czarnów, ul. Szczecińska 46 | 2006.12.28 | Opc | zmiana nazwy i siedziby |
| 37 | Energetyka Ciepła Sp. z o.o. | 78-230 Karłino, ul. Pełki 6 | 2006.12.28 | Wcc | ZPiZPD |
| 38 | POLENERGIA SA | 00-805 Warszawa, ul. Chmielna 85/87 | 2006.12.29 | Dee | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2 |
| 39 | „CANARDPOL” Sp. z o.o. | 21-500 Biała Podlaska, ul. Narutowicza 20 | 2006.12.29 | Opc | zmiana adresu |
| 40 | PW GALARDOS Janusz Galardos | 26-600 Radom, ul. Kłwatecka 12 C m.1 | 2006.12.29 | Opc | decyzja na podst. art. 113 KPA, oczywista omyłka |
| 41 | LIDMAN ENERGETYKA CIEPLNA Sp. z o.o. | 42-520 Dąbrowa Górnicza, Al. Zwycięstwa 97 | 2006.12.29 | Wcc | ZPiZPD |
| 42 | Zgorzeleckie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Zgorzelcu Sp. z o.o. | 59-900 Zgorzelec, ul. Groszowa 1 | 2006.12.29 | Wcc | zmniejszenie mocy zainstalowanej |
| 43 | Sebastian Zyga GAZ-EXPERSS | 74-300 Myślibórz, Grażyno 4 | 2006.12.29 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy |
| 44 | Wojciech Czajka Przedsiębiorstwo Wielobranżowe MAGNUM | 88-400 Żnin, ul. Spadowa 13 | 2006.12.29 | Opc | REGON na NIP, ZPiZPD |
| 45 | Ireneusz Żmuda, Halina Żmuda, Dariusz Żmuda ŻMUDA SC H.I.D. ŻMUDA | 42-258 Moskarczew, Lubachowy 68 | 2006.12.29 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, zmiana siedziby |
| 46 | PEGAZ Sp. z o.o. | 21-050 Piaski, Kol. Siedliszczki 5 B | 2007.01.03 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu przedsiębiorcy |
| 47 | Roman Pasoń, Stanisław Wiktorek, Jan Rajwa, Dariusz Rak PHU PETROMA Sp.j. | 40-067 Katowice, ul. Kamienna 7 | 2007.01.03 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy |

| | | | | | |
|----|---|--|--------------------------|-------------|--|
| 48 | Krzysztof Antczak Zakład Transportowo-Uslugowo-Handlowy | 64-000 Kościan, Sierakowo, ul. Długa 41 | 2007.01.03 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, REGON na NIP |
| 49 | WEKTOR SA | 02-592 Warszawa, ul. Stanisława Żaryna 5 lok. 73 | 2007.01.04 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana siedziby przedsiębiorcy |
| 50 | Hanna Kioch KIOCH | 09-460 Wyszogród, Kobylniki 29a | 2007.01.04 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia i siedziby przedsiębiorcy |
| 51 | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 22-500 Biała Podlaska, ul. Pokoju 26 | 2007.01.04 | Wcc | ZPIZPD |
| 52 | STATION Sp.j. Gołojuch, Kamiński, Letner, Marszałek | 30-633 Kraków, ul. Walerego Sławka 10 | 2007.01.04 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, REGON na NIP |
| 53 | PIAST Sp. z o.o. | 31-983 Kraków, ul. Igołomska 29 b | 2007.01.04 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, REGON na NIP |
| 54 | Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszaniowej (Gmina Słomniki) | 32-090 Słomniki, ul. Żeromskiego 2 | 2007.01.04 | Wcc | zmiana mocy zainstalowanej |
| 55 | Małgorzata Szfraniec, Renata Szuszkiewicz MAREO SC | 40-062 Katowice, ul. Połomińska 16 | 2007.01.04 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy |
| 56 | Katarzyna Mańkowska KJM Grupa Handlowa | 64-630 Ryczywół, ul. Obornicka 1 b | 2007.01.04 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy |
| 57 | Okręgowe Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 81-213 Gdynia, ul. Opata Hackiego 14 | 2007.01.04 | Wcc, Pcc | zmiana mocy zainstalowanej |
| 58 | Przedsiębiorstwo Obsługi Podróżnych OKTAN R. Gruba i B. Gruba Sp.j. | 84-240 Reda, ul. Harcerska | 2007.01.04 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia i siedziby przedsiębiorcy |
| 59 | PPU STOREM Sp. z o.o. | 32-340 Wolbrom, ul. 1-go Maja 100 | 2007.01.05 | Dee; Oee | zmiana koncesji PEE na DEE, REGON na NIP i KRS; REGON na NIP i KRS |
| 60 | Krzysztof Szeithauer, Barbara Szeithauer KONCEPT SC K.B. Szeithauer | 41-808 Zabrze, ul. Pomorska 5a/1 | 2007.01.05 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy |
| 61 | AVRIO MEDIA Sp. z o.o. | 61-248 Poznań, ul. Dziadoszańska 10 | 2007.01.05 2007.01.08 | Opc; Dpg | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana siedziby przedsiębiorcy, zmiana pkt 1 na str. 2; decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu przedsiębiorcy |
| 62 | ZADOIL Sp.j. Zadora | 34-220 Maków Podhalański, Białka | 2007.01.08 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP, zmiana pkt 1 na str. 2 |
| 63 | BALTCHEM SA Zakłady Chemiczne w Szczecinie | 70-605 Szczecin, ul. Ks. Kujota 9 | 2007.01.08 | Mpc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2 |
| 64 | Jan Szudy, Wojciech Szudy ENERGOPAL Produkty Naftowe Sp.j. | 38-200 Jasło, ul. 3-go Maja 60 | 2007.01.10 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2 |
| 65 | PETROPEK Sp. z o.o. | 00-845 Warszawa, Al. Solidarności 129/131 | 2007.01.12 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu przedsiębiorcy |
| 66 | GAZGROD PLUS Sp.j. Rzeski, Piasecki, Osiał | 05-825 Grodzisk Mazowiecki, ul. Chełmońskiego 33 | 2007.01.12 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy |
| 67 | BTB Polska Sp. z o.o. | 30-034 Kraków, Plac Axentowicza 6 | 2007.01.12 | Wcc, Pcc | zmiana zakresu |
| 68 | ARTEL Czarniecki Sp.j. | 37-500 Jarostaw, Szówsko, ul. Książąt Czartoryskich 27 | 2007.01.12 | Opc | - |
| 69 | Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. | 38-400 Krosno, ul. Fredry 12 | 2007.01.12 2006.12.14 | Wcc; Pcc | zmiana mocy zainstalowanej; REGON na NIP i KRS |

| | | | | | |
|----|---|--|------------|------------------|---|
| 70 | EB Bodziony Edyta | 39-300 Mielec, ul. Kardynała Wyszyńskiego 6B/6 | 2007.01.12 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, REGON na NIP |
| 71 | Spółdzielnia PHU WIATRAK Włoszakowice | 64-140 Włoszakowice, ul. Karola Kurpińskiego 33 | 2007.01.12 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy |
| 72 | Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej w Rzeszowie SA | 35-959 Rzeszów, Al. Wyzwolenia 6 | 2007.01.15 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP, zmiana pkt 1 na str. 2 |
| 73 | Grupa Lotos SA | 80-718 Gdańsk, ul. Elbląska 135 | 2007.01.15 | Wpc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2 |
| 74 | Adam Bugajski Firma Handlowo- Usługowa A.B. | 84-360 Łeba, ul. Wybrzeże 11 | 2007.01.15 | Opc | decyzja na podst. art. 113 KPA, oczywista omyłka |
| 75 | Energetyka Ciepła Sp. z o.o. | 98-300 Wieluń, ul. Ciepłownicza 26 | 2007.01.15 | Wcc | ZPIZPD |
| 76 | HEDESELSKABET Sp. z o.o. | 00-131 Warszawa, ul. Grzybowska 2/80 | 2007.01.16 | Wee | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu przedsiębiorcy |
| 77 | „TOMGAZ” Sp. z o.o. | 27-500 Opatów, Okolina Kolonja nr 52 | 2007.01.16 | Opc | zmiana warunków koncesji z uwagi na rozszerzenie zakresu działalności |
| 78 | GIGA-THERM Cecylia Wałaszewska | 83-400 Kościerzyna, ul. Klasztorna 39 | 2007.01.16 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu przedsiębiorcy |
| 79 | H.U.B. – GAZ Tadeusz Krzysiak | 21-077 Spiczyn, Kijany Kościelne 29 B | 2007.01.17 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu przedsiębiorcy |
| 80 | Zofia Czop FHU GRÓD | 33-386 Podegrodzie 210A | 2007.01.17 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2 |
| 81 | Mariusz Jankiewicz, Wojciech Dudziak PHU M&W SC | 64-840 Budzyl, Dziewoklucz | 2007.01.17 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu przedsiębiorcy |
| 82 | Jerzy Meyer MEYERGAZ | 77-300 Człuchów, ul. Traugutta 9 b | 2007.01.17 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu przedsiębiorcy, zmiana pkt 1 na str. 2 |
| 83 | FORTUM Częstochowa SA | 42-200 Częstochowa, ul. Brzeźnicka 32/34 | 2007.01.18 | Wcc, Pcc, Occ | ZPIZPD |
| 84 | Elektrownia Połaniec SA – Grupa Electrabel | 28-230 Połaniec, Zawada 26 | 2007.01.19 | Wee | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2 |
| 85 | Władysław Pitoń FPHU NOTIP-GAZ | 34-511 Kościelisko, ul. Pitoniówka 27 | 2007.01.19 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy |
| 86 | Federal-Mogul Gorzyce | 39-432 Gorzyce, ul. Odlewników 52 | 2007.01.19 | Dpg | – |
| 87 | Anna Będlin FHU NOK | 43-400 Cieszyn, ul. A. Milaty 6/9 | 2007.01.19 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy |
| 88 | Gewert M., Piętrzyński J. ENERGETYKA SC | 59-921 Sieniawka, Porajów, Os. Piastowskie 5/3 | 2007.01.19 | Wee | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy |
| 89 | EKOPRAĆ Piotr Budzyński | 66-010 Nowogród Bobrzański, Urzuty, ul. Łąkowa 2 | 2007.01.19 | Wee | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, zmiana pkt 1 na str. 2 |
| 90 | Jerzy Sułkowski, Helena Maćkowiak HYDROBIOWAT SC | 09-409 Płock, ul. Szarych Szeregów 4 m. 39 | 2007.01.22 | Wee | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy |
| 91 | UNIPETROLIUM Sp. z o.o. | 51-351 Wrocław, ul. Kowieńska 8 | 2007.01.22 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu przedsiębiorcy |
| 92 | Zakład Energetyki Ciepłej Prudnik Sp. z o.o. | 48-231 Lubrza, ul. Zielona 1 | 2007.01.23 | Wcc | zmiana mocy zainstalowanej |
| 93 | EGO – ODRA SA | 00-876 Warszawa, ul. Ogrodowa 59A | 2007.01.25 | Wee | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2 |

| | | | | | |
|-----|---|--|------------|----------|--|
| 94 | Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA | 45-158 Opole, ul. Harcerska 15 | 2007.01.25 | Pcc | połączenie dwóch sieci w jedną |
| 95 | Rafał Oracz RAFGAZ | 41-300 Dąbrowa Górnicza, ul. Norwida 7/23 | 2007.01.26 | Opc | zmiana adresu |
| 96 | Miejska Energetyka Ciepła Jednoosobowa Spółka Gminy Miejskiej w Kołobrzegu Sp. z o.o. | 78-100 Kołobrzeg, ul. Kółkająca 3 | 2007.01.26 | Wcc, Pcc | zmiana nazwy |
| 97 | Wspólne Przedsiębiorstwo „PROMEX” T. Ciarkowski, M. Czechowski Sp.j. | 83-000 Pruszcz Gdański, ul. Zastawna 1 | 2007.01.29 | Wcc, Pcc | zmniejszenie mocy zainstalowanej |
| 98 | FORTUNA OIL Sp. z o.o. | 02-965 Warszawa, ul. Dzieci Warszawy 48 lok. 210 | 2007.01.30 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu przedsiębiorcy, REGON na NIP |
| 99 | GOREX Sp. z o.o. | 11-220 Górowo Iławeckie, ul. Armii Czerwonej 7 | 2007.01.30 | Wcc | zmniejszenie mocy zainstalowanej |
| 100 | Elektrociepłownia Lublin-Wrotków Sp. z o.o. | 20-484 Lublin-Wrotków, ul. Inżynierska 4 | 2007.01.30 | Wcc | przedłużenie okresu ważności koncesji o kolejne 10 lat, REGON na NIP i KRS |
| 101 | Przedsiębiorstwo Komunikacji Samochodowej RATRANS Sp. z o.o. | 26-612 Radom, ul. 1905 r. nr 49 | 2007.01.30 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2 |
| 102 | PHUH KUCHARSCY Sp.j. Jarosław Kucharski, Katarzyna Kucharska-Orczyk | 27-230 Brody, Lubienia, ul. Iłżecka 5 | 2007.01.30 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy |
| 103 | J.S. Stacja Paliw Jan Sowa | 38-542 Rzepedź, Kulaszne 34 | 2007.01.30 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 2.1.2 na str. 2 |
| 104 | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 39-200 Dębica, ul. Rzeszowska 83 | 2007.01.30 | Wcc | zmiana mocy zainstalowanej |
| 105 | INTERCARD SA | 60-003 Poznań, ul. Wołczyńska 18 | 2007.01.30 | Opc | zmiana adresu przedsiębiorcy |
| 106 | Zespół Elektrowni Dolna Odra SA | 74-105 Nowe Czarnowo, Nowe Czarnowo 76 | 2007.01.30 | Wee | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2 |
| 107 | Tadeusz Żelazek | 78-331 Rąbino, Rąbino 1c | 2007.01.30 | Opc | decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2, REGON na NIP |
| 108 | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gnieźnie Sp. z o.o. | 62-200 Gniezno, ul. Staszica 13 | 2007.02.01 | Wcc | ZPIZPD |
| 109 | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 18-400 Łomża, ul. Kopernika 9 a | 2007.02.02 | Pcc | zmiana parametrów sieci ciepłowniczej, REGON na NIP i KRS |
| 110 | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 64-100 Leszno, ul. Spółdzielcza 12 | 2007.02.02 | Wcc | ZPIZPD |
| 111 | ANIN SOKOŁOWSCY Sp.j. | 16-001 Kleosin, ul. Zdrojowa 20 | 2007.02.05 | Opc | zmiana z art. 155 KPA, zmiana nazwy przedsiębiorcy, zmiana NIP-u |
| 112 | REM-MAR R. Z. Sygitowicz Sp.j. | 44-290 Jejkowice, ul. Poprzeczna 16A | 2007.02.05 | Opc | zmiana na podst. art. 155 KPA, zmiana nazwy i NIP-u |
| 113 | Kamila Held i Mariusz Held TANK GAZ SC | 62-020 Swarzędz, ul. Kirkora 5 | 2007.02.05 | Opc | zmiana współników spółki cywilnej |
| 114 | Marcin Ignatowski EKO-OIL | 98-320 Dąbrówka Kobylańska 8, gm. Rusiec | 2007.02.05 | Opc | zmiana na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu i NIP-u |
| 115 | Stacja Paliw MADZBI SC Maria Konarska, Zbigniew Konarski | 59-225 Chojnów, Gołaczów 31 | 2007.02.06 | Opc | zmiana na podst. art. 155 KPA, zmiana nazwy |
| 116 | „Gaslinia” Sp. z o.o. | 78-230 Karlino, Krzywopłaty 42 | 2007.02.06 | Dpg, Opg | zmiana na podst. art. 155 KPA |

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie ciepła

Opc – obrót ciepłem

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

Dpg – dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

ZPIZPD – zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM COFNIĘTO KONCESJE

(stan na 2007.02.07)

| Lp. | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres | Data decyzji | Rodzaj działalności | Uzasadnienie |
|-----|--|---|--------------|---------------------|-------------------------------------|
| 1 | ENERGIA SA | 00-526 Warszawa, ul. Krucza 24/26 | 2006.12.11 | Ogz | niepodjęcie działalności |
| 2 | PETRO CARBO CHEM SA | 44-117 Gliwice, ul. Gajowa 44 | 2006.12.11 | Ogz | niepodjęcie działalności |
| 3 | Wioletta Anna Homola CENTER-GAZ | 44-200 Rybnik, ul. Rybacka 1 B | 2006.12.11 | Opc | zaprzestanie działalności |
| 4 | ŚLAŚKA GRUPA INWESTYCYJNA Sp. z o.o. | 60-047 Katowice, ul. Kamienna 7 | 2006.12.11 | Ogz | niepodjęcie działalności |
| 5 | Piotr Markiewicz CENTRO | 95-100 Zgierz, ul. Ozorkowska 103 | 2006.12.11 | Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 6 | PHU RYWAMIX Sp.j. Wacław Jarek, Leszek Jarek, Mirosław Jarek | 22-335 Żółkiewka, ul. Różki 26 | 2006.12.12 | Opc | zaprzestanie działalności |
| 7 | Machulik Mirosław Usługi Transportowe | 43-178 Ormontowice, ul. Zamkowa 105 | 2006.12.12 | Opc | zaprzestanie działalności |
| 8 | LOCO Sp. z o.o. | 70-201 Szczecin, ul. Wyszyńskiego 14 | 2006.12.12 | Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 9 | BALTPOL Sp. z o.o. | 75-124 Koszalin, ul. Mieszka 1-go nr 6 | 2006.12.12 | Mpc, Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 10 | Stanisław Piersiala PHU STANLEJ | 62-400 Słupca, ul. Wspólna 1 | 2006.12.15 | Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 11 | Jastrząb Andrzej | 38-400 Krosno, ul. Popiełuszki 105/6 | 2006.12.18 | Opc | zaprzestanie działalności |
| 12 | Krzysztof Iciachowski MET-GAZ PPHU | 95-050 Konstancinów Łódzki, ul. Nasienna 40 | 2006.12.18 | Opc | zaprzestanie działalności |
| 13 | PETROOKTAN Sp. z o.o. | 21-040 Świdnik, ul. Kusocińskiego 4 | 2006.12.19 | Opc | zaprzestanie działalności |
| 14 | Rafał Jerzy Radziszewski EUROPALIWA | 54-610 Wrocław, ul. Mińska 38 | 2006.12.20 | Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 15 | BIJARO Sp. z o.o. | 40-156 Katowice, Al. Korfańskiego 125 a | 2006.12.21 | Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 16 | JARO Sp. z o.o. | 90-722 Łódź, ul. Więckowskiego 18 | 2006.12.27 | Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 17 | PTL Bracia Langier Sp. z o.o. | 42-262 Poczesna, Nowa Wieś, ul. Kopalniana 17 | 2006.12.28 | Wpc, Mpc, Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 18 | Wiesław Borucki | 66-400 Gorzów Wielkopolski, ul. Mieszka I 52 | 2006.12.28 | Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 19 | Heat Engineering Technology Europe Sp. z o.o. | 02-025 Warszawa, ul. Płowiecka 109 A | 2006.12.29 | Oee | - |
| 20 | Portowy Zakład Zaopatrzenia Sp. z o.o. | 81-337 Gdynia, ul. Celna 5 | 2006.12.29 | Opc | - |
| 21 | Damian Szokalski, Sławomir Marcinkowski PW PROPAN SC | 98-300 Wieluń, ul. Sieradzka 67 | 2006.12.29 | Opc | - |
| 22 | SASOIL Sp. z o.o. | 00-347 Warszawa, ul. Wybrzeże Kościuszkowskie 43 | 2007.01.03 | Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 23 | J.M.B. BARYŁA Sp.k. | 02-777 Warszawa, ul. Chłodna 39 paw. 5 | 2007.01.03 | Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 24 | Józef Czopik, Anna Stankowska, Piotr Piórkowski PALBUD FHPU SC | 31-564 Kraków, Al. Pokoju 81 | 2007.01.03 | Opc | zaprzestanie działalności |
| 25 | NAFT – TRANS Sp. z o.o. | 38-400 Krosno, ul. Lotników 2 | 2007.01.03 | Opc | zaprzestanie działalności |
| 26 | PAPOL International Sp. z o.o. | 41-503 Chorzów, ul. Kościuszki 63 | 2007.01.03 | Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 27 | Huta Andrzej SA w upadłości | 46-059 Zawadzkie, ul. Ks. Wajdy 1 | 2007.01.03 | Pee, Oee | - |
| 28 | Henryk Bazylak PUH ŻAK | 22-400 Zamość, ul. Peowików 6 | 2007.01.04 | Opc | zaprzestanie działalności |
| 29 | Teresa Kaźmierczak ANTER | 53-609 Wrocław, ul. Fabryczna 10 | 2007.01.04 | Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 30 | PUH A-Z Sp. z o.o. | 85-212 Bydgoszcz, ul. Łęczycza 8 | 2007.01.04 | Opc | - |

COFNIĘTE KONCESJE

| | | | | | |
|----|--|--|------------|------------------|---|
| 31 | Andrzej Korzeniowski STAKO | 95-060 Brzeziny, ul. Przedwiośnie 1/6 | 2007.01.04 | Opc | zaprzestanie działalności |
| 32 | Strategia-Electra Sp. z o.o. | 02-025 Warszawa, ul. Płowicka 109A | 2007.01.05 | Pee | zaprzestanie działalności |
| 33 | PORTA PETROL SA | 71-332 Szczecin, ul. Skłodowskiej 7 | 2007.01.05 | Wpc, Mpc, Opc | zaprzestanie działalności |
| 34 | Olsztyndis Sp. z o.o. | 10-685 Olsztyn, ul. Krasickiego 1B | 2007.01.08 | Opc | zaprzestanie działalności |
| 35 | JUR-GAZ Modras Jerzy | 27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Las Rzeczeki 4 | 2007.01.08 | Opc | zaprzestanie działalności |
| 36 | CZM SPECTRATOR Sp. z o.o. | 31-354 Kraków, ul. Pasternik 94a | 2007.01.08 | Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 37 | PW EUROTAX Jadwiga Wiktoria Wójcik | 31-831 Kraków, ul. Dmowskiego 29 | 2007.01.08 | Opc | zaprzestanie działalności |
| 38 | PPHU BARTEK | 38-250 Biecz, ul. Reformacka 4 | 2007.01.08 | Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 39 | PHUT METEOR Sp. z o.o. | 40-028 Katowice, ul. Francuska 70 | 2007.01.08 | Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 40 | AGROMARK Sp. z o.o. | 40-082 Katowice, ul. Sobieskiego 27 | 2007.01.08 | Wpc, Mpc, Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 41 | INPOL Sp. z o.o. | 40-668 Katowice, ul. Bażantów 35 | 2007.01.08 | Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 42 | ARTMITTEL Mariusz Białas, Jerzy Białas Sp.j. | 40-833 Katowice, ul. Obroki 130 | 2007.01.08 | Opc | rażące naruszenie warunków koncesji, |
| 43 | EXICO CHEMICALS Sp. z o.o. | 40-860 Katowice, ul. Chorzowska 108 | 2007.01.08 | Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 44 | Śląskie Centrum Kapitałowe – Ecomex Sp. z o.o. | 47-491 Pawłów, ul. Pietrowicka 3 | 2007.01.08 | Mpc, Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 45 | FDF Sp. z o.o. | 70-101 Szczecin, ul. Madalińskiego 8 | 2007.01.08 | Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 46 | EKO-OIL Sp. z o.o. | 01-922 Warszawa, ul. Conrada 30 | 2007.01.10 | Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 47 | Fabryka Sukna TRADE Sp. z o.o. | 37-111 Rakszawa 334 | 2007.01.10 | Wcc | – |
| 48 | TKT Polska SA | 03-994 Warszawa, ul. Wał Miedzeszyński 630 | 2007.01.12 | Wcc | – |
| 49 | SUPER KRAK SA | 31-231 Kraków, ul. Bociana 6 | 2007.01.12 | Pee, Oee | zaprzestanie działalności |
| 50 | Jerzy Pluciński | 98-330 Pajęczno, ul. Źródlna 99 | 2007.01.15 | Opc | zaprzestanie działalności |
| 51 | EKO-BUD Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Henryka Kasprzyk | 30-133 Kraków, ul. Lea 210 | 2007.01.17 | Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 52 | MEW OŁAWA II SC | 60-461 Poznań, ul. A. Czechowa 14 | 2007.01.17 | Wee | zaprzestanie działalności |
| 53 | GAZ-ZAW Sp. z o.o. | 46-059 Zawadzkie, ul. Świerkłańska 2 | 2007.01.19 | Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 54 | PH PIASTA Stefan Kołodziejczyk | 08-110 Siedlce, ul. Brzeska 179 | 2007.01.26 | Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 55 | FENIX Sp. z o.o. | 43-382 Bielsko-Biała, ul. Zapora 29A/8 | 2007.01.26 | Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 56 | H. CEGIELSKI – ENERGOCENTRUM Sp. z o.o. | 61-485 Poznań, ul. 28 Czerwca 1956 r. nr 223/229 | 2007.01.26 | Wcc, Pcc | – |
| 57 | ECO RUD Firma Handlowa Gabriela Rudowska | 91-342 Łódź, ul. Swojska 4 | 2007.01.26 | Opc | zaprzestanie działalności |
| 58 | PHU „PAROL” Sp. z o.o. | 63-860 Pogorzela, ul. Krotoszyńska 67 | 2007.01.27 | Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 59 | ZACH-CIECH Sp. z o.o. | 41-503 Chorzów, ul. Narutowicza 15 | 2007.01.30 | Wpc, Mpc, Opc | zaprzestanie działalności |
| 60 | JAR – 2003 Sp. z o.o. | 02-690 Warszawa, ul. Kondratowicza 18/158 | 2007.01.31 | Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |
| 61 | CITY AIR SA | 30-704 Kraków, ul. Na Dołach 4 | 2007.01.31 | Opc | połączenie w trybie kodeksu spółek handlowych |
| 62 | PPHU PROMESSA Sp. z o.o. | 40-486 Katowice, ul. Kolistka 25 | 2007.01.31 | Opc | rażące naruszenie warunków koncesji |

| | | | | | |
|----|--|---|------------|-----|---|
| 63 | Przedsiębiorstwo RDH Sp. z o.o. | 20-112 Lublin, ul. Grodzka 23 | 2007.02.05 | Opc | - |
| 64 | ER STACJA PALIW SC Edward Koszałka, Jolanta Michna | 46-050 Tarnów Opolski, ul. Cmentarna 5 | 2007.02.05 | Opc | - |
| 65 | KFK-OIL Sp. z o.o. | 64-920 Piła, ul. Wawelska 106 | 2007.02.06 | Opc | - |

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie ciepła

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Ogz – obrót gazem z zagranicą

**WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM UMORZONO POSTĘPOWANIE
KONCESYJNE, UCHYLONO DECYZJE KONCESYJNE, POZOSTAWIONO
WNIOSKI KONCESYJNE BEZ ROZPATRZENIA LUB ROZPOZNANIA,
ODMÓWIONO UDZIELENIA KONCESJI**

(stan na 2007.02.07)

| Lp. | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres | Data decyzji |
|-----|---|--|--------------|
| 1 | „KULJASZ” Sp.j. Wojciech Kuliński, Szymon Kuliński | 26-110 Skarżysko-Kamienna, ul. Rzeźniana 9 | 2006.12.08 |
| 2 | Przedsiębiorstwa Chemiczne CHEMAN SA | 01-728 Warszawa, ul. Powązkowska 46/50 | 2006.12.11 |
| 3 | LOOK-OIL Sp. z o.o. | 09-400 Płock, ul. 3 Maja 16 lok. 108 | 2006.12.11 |
| 4 | Jan Szatkowski ZUG FELIX-GAZ | 41-907 Bytom, ul. Puszkina 1 | 2006.12.11 |
| 5 | VECTA OIL Sp. z o.o. | 40-085 Katowice, ul. Mickiewicza 29 | 2006.12.12 |
| 6 | Materiały Termoizolacyjne i Ogniotrwałe JAMAR Sp. z o.o. | 42-200 Częstochowa, ul. Morsztyna 6 | 2006.12.12 |
| 7 | Przedsiębiorstwo-Handlowo-Usługowe „EKO-TANK” SC Katarzyna Michalak, Jan Kusiński | 98-290 Warta, Ustków 27 | 2006.12.14 |
| 8 | EI Zulana Sp. z o.o. | 41-707 Ruda Śląska, ul. Oświęcimska 115 | 2006.12.15 |
| 9 | Sławomir Babczuk Stacja Auto-Gaz KAMI-GAZ | 44-190 Knurów, ul. Dworcowa 44 | 2006.12.15 |
| 10 | Marian Miś FHU „NICO” | 44-280 Rydułtowy, ul. Sikorskiego 11 | 2006.12.15 |
| 11 | ROKO SC Konrad i Roland Podpirka | 68-120 Iłowa, ul. Czerna 39 A | 2006.12.15 |
| 12 | FHU SAN DIEGO Patrycja Brzezińska | 13-100 Nidzica, Litwinki | 2006.12.18 |
| 13 | „STANOIL” Sp. z o.o. | 98-338 Sulmierzyce, Ostrołęka 6 | 2006.12.18 |
| 14 | Widz Artur | 23-302 Godziszów, Zdziłowice Drugie 65 | 2006.12.19 |
| 15 | Skrzeła Zdzisława FUD | 28-512 Bejsce, Sędziszowice 88 | 2006.12.19 |
| 16 | Artur Dyląg, Kazimierz Dyląg PHU ART-KAR SC | 34-120 Andrychów, ul. Krakowska 13 | 2006.12.19 |
| 17 | OIL SYSTEM Sp. z o.o. | 41-500 Chorzów, ul. Hajducka 15 | 2006.12.19 |
| 18 | Bernard Pietrzyk „Omega” | 97-512 Kodrąb, ul. Piotrkowska 4 | 2006.12.20 |
| 19 | Piotr Wojtaszczyk Stacja Auto – Gaz | 98-235 Błaszki, ul. Przemysłowa 3 | 2006.12.20 |
| 20 | PPHU BK-W Beata Kroll | 62-067 Rakoniewice, ul. Gen. W. Sikorskiego 9 | 2006.12.21 |
| 21 | MISTRAL Sławomir Dąbrowski i Krzysztof Dąbrowski Sp.j. | 22-600 Tomaszów Lubelski, ul. Ściegiennego 58 | 2006.12.22 |
| 22 | Andrzej Warchocki Handel Detaliczny Stacjonarny Paliwami Ciekłymi AUTO-GAZ | 20-246 Lublin, ul. Niepodległości 8/71 | 2006.12.27 |
| 23 | Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „Hutnik” Sp. z o.o. | 27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Gulińskiego 23 | 2006.12.28 |
| 24 | Tomasz Maciołek PPHU „ŚMIESZNE CENY” | 97-300 Piotrków Trybunalski, ul. Zamenhofska 1 m. 89 | 2006.12.28 |
| 25 | PHU KORONA SC Bożena i Leszek Król | 75-627 Koszalin, ul. Wyspiańskiego 11A/11 | 2006.12.29 |
| 26 | ITG Polska Sp. z o.o. | 32-864 Gnojnik, Biesiadki 82 | 2007.01.02 |
| 27 | PHU RADOX Radosław Tudek | 59-700 Bolesławiec, ul. Zaulek Sasanek 6 A | 2007.01.02 |
| 28 | Auto-Gaz Magdalena Truszkowska | 05-110 Jabłonna, ul. Modlińska 103 | 2007.01.05 |
| 29 | Firma Handlowo-Usługowa „AIR” Iwanicka Aniela | 43-400 Cieszyń, ul. ks. Tomanka 7/11 | 2007.01.05 |
| 30 | Przedsiębiorstwo „HEXAN” | 44-323 Połomia, ul. Szkolna 40 | 2007.01.05 |
| 31 | Damian Karłyk Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „DAMKAR” | 62-080 Tarnowo Podgórne, ul. Słoneczna 9 | 2007.01.05 |
| 32 | MABER Sp. z o.o. | 10-165 Olsztyn, ul. Artyleryjska 39 | 2007.01.08 |

| | | | |
|----|--|--|------------|
| 33 | Urszula Lewandowska | 09-130 Baboszewo, Galominek Nowy 7 | 2007.01.09 |
| 34 | PETRO-MAR Sp. z o.o. | 09-400 Płock, ul. Kossobudzkiego 5 lok. 49 | 2007.01.09 |
| 35 | PPHU „ER-GAZ” SC Ewa Lewkowicz, Robert Stabiński | 16-500 Sejny, ul. Głowackiego 18A | 2007.01.09 |
| 36 | „DORAND” Dorota Błądek | 44-240 Żory, Os. Sikorskiego 35D/2 | 2007.01.10 |
| 37 | Norbert Wojtczak „WOJ-TRANS” | 26-600 Radom, ul. Klementyny 11 m. 1 | 2007.01.11 |
| 38 | FPHU „ALFA” Alicja Farbotko | 57-522 Domaszków, ul. Kolejowa 73 | 2007.01.11 |
| 39 | IUNCTIM Sp. z o.o. | 20-815 Lublin, ul. Igiatowskiego 6 | 2007.01.12 |
| 40 | EKOBUD-W Sp. z o.o. | 41-301 Dąbrowa Górnicza, ul. Perła 10 | 2007.01.12 |
| 41 | PLAN KM Sp. z o.o. | 70-237 Szczecin, ul. Kusocińskiego 12 | 2007.01.12 |
| 42 | Zbigniew Lenartowicz Bizuteria Srebrna | 26-700 Zwoleń, ul. Wojska Polskiego 164 | 2007.01.15 |
| 43 | „FIOMAX” Sp. z o.o. | 64-600 Oborniki Wielkopolskie, ul. Szarych Szeregów 8/52 | 2007.01.15 |
| 44 | Gryf-Pol Sebastian Świerczyński | 26-600 Radom, ul. Strzelecka 11 | 2007.01.16 |
| 45 | Kostrzewa Zbigniew Firma Handlowo-Usługowa „PSN - ENERGY” | 28-300 Jędrzejów, ul. Reymonta 22 | 2007.01.17 |
| 46 | Przedsiębiorstwo Techniczno-Handlowe „POLTERM” | 70-772 Szczecin, ul. Bagienna 36C | 2007.01.17 |
| 47 | Jan Bazyl | 01-646 Warszawa, ul. Jelinka 40 | 2007.01.18 |
| 48 | PPHU „MONREX” Robert Szymański Usługi Transportowo-Spedycyjne | 05-124 Skrzyszew, Krubin, ul. Nowodworska 26 | 2007.01.18 |
| 49 | AGATA SC Jacek Fic, Agata Fic | 08-400 Garwolin, ul. Ruda Talubska 1 | 2007.01.18 |
| 50 | SOBOS Sp.j. Bosek, Sobków | 03-301 Warszawa, ul. Jagiellońska 47 | 2007.01.22 |
| 51 | WODROPOL SA | 52-407 Wrocław, ul. Mokronoska 2 | 2007.01.22 |
| 52 | Mariusz Suchomski „VENITE” | 88-100 Inowrocław, ul. Kościelna 6 | 2007.01.29 |
| 53 | „BUDGAZ” Sp. z o.o. | 11-010 Barczewo, Łęgajny, ul. Wiązowa 4 A | 2007.01.30 |
| 54 | Marek Skoracki Przedsiębiorstwo Handlowe Marek Skoracki | 64-030 Śmigiel, Karśnice 87 | 2007.01.30 |
| 55 | „AB” Sp. z o.o. | 08-300 Sokółów Podlaski, ul. Repkowska 51 a | 2007.02.01 |
| 56 | Ewa Chojnowska Stacja Paliw | 06-231 Młynarze, Załęże Wielkie | 2007.02.02 |
| 57 | Zakład Usługowy METALOWIEC | 96-100 Skierniewice, ul. Mszczonowska 136 | 2007.02.06 |

WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM WYGASŁY DECYZJE KONCESYJNE

(stan na 2007.02.07)

| Lp. | Nazwa przedsiębiorstwa | Adres | Data decyzji | Rodzaj działalności | Uzasadnienie |
|-----|---|---|--------------|---------------------|---|
| 1 | Przedsiębiorstwo Usług Komunalnych KOMUNALNI Sp. z o.o. | 73-250 Dobiegniew, ul. Poznańska 8 | 2006.12.18 | Wcc, Pcc | – |
| 2 | Zakłady Tworzyw Sztucznych ERG-Bieruń SA | 43-150 Bieruń, ul. Chemików 133 | 2006.12.20 | Wcc, Pcc | zawiązanie nowej spółki |
| 3 | Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 87-720 Ciechocinek, ul. Polna 37 | 2006.12.20 | Wcc | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |
| 4 | PHU AD-BI Białek Krzysztof | 99-434 Domaniewice, ul. Kolejowa 1 | 2006.12.20 | Opc | – |
| 5 | ELEKTROBUDOWA SA | 40-246 Katowice, ul. Porcelanowa 12 | 2006.12.28 | Pcc, Occ | moc nie przekracza wielkości objętej koncesjonowaniem |
| 6 | Krzysztof Drabik Firma Handlowo-Usługowa HASTA | 84-230 Rumia, ul. Poznańska 10/17 | 2006.12.30 | Opc | wykreślenie z właściwego rejestru lub ewidencji |
| 7 | „EKO-PETROL” | 81-100 Nowy Dwór Gdański, ul. Warszawska 36 | 2007.01.01 | Opc | wykreślenie z właściwego rejestru lub ewidencji |
| 8 | Iwona Pakulska, Kazimiera Pakulska TRANSGAZ | 88-220 Osiecin, ul. Kruszwica 34 | 2007.01.16 | Opc | – |
| 9 | AUTOGAZ SC A. Wilimajtys, B. Murawski | 15-397 Białystok, ul. Kopernika 60 | 2007.01.17 | Opc | wykreślenie z ewidencji działalności gospodarczej |

| | | | | | |
|----|---|------------------------------------|------------|-----|---|
| 10 | PHU GAZPROM Urszula Elżbieta Cichewicz, Marek Stanisław Cichewicz, Małgorzata Maria Strzeszewska, Jan Strzeszewski SC | 87-500 Rypin, ul. Sportowa 29 | 2007.01.17 | Opc | – |
| 11 | Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Śremie SA | 63-100 Śrem, ul. Staszica 4 | 2007.01.22 | Wcc | – |
| 12 | Szymon Leonarski PERFEKT PLUS | 64-100 Leszno, ul. Młyńska 23 | 2007.02.05 | Opc | – |
| 13 | METRON-TERM Sp. z o.o. | 87-100 Toruń, ul. Targowa 12/22 | 2007.02.05 | Wcc | – |

Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie ciepła

Occ – obrót ciepłem

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Informujemy o obszarach działania Oddziałów Terenowych URE:

- Oddział Centralny w Warszawie
– woj. mazowieckie
- Oddział północno-zachodni z siedzibą w Szczecinie
– woj. zachodniopomorskie i lubuskie
- Oddział północny z siedzibą w Gdańsku
– woj. pomorskie i warmińsko-mazurskie
- Oddział zachodni z siedzibą w Poznaniu
– woj. wielkopolskie i kujawsko-pomorskie
- Oddział wschodni z siedzibą w Lublinie
– woj. lubelskie i podlaskie
- Oddział środkowozachodni z siedzibą w Łodzi
– woj. łódzkie i świętokrzyskie
- Oddział południowo-zachodni z siedzibą we Wrocławiu
– woj. dolnośląskie i opolskie
- Oddział południowy z siedzibą w Katowicach
– woj. śląskie
- Oddział południowo-wschodni z siedzibą w Krakowie
– woj. małopolskie i podkarpackie

Urząd Regulacji Energetyki

Oddziały Terenowe

- 1. Oddział Centralny w Warszawie**
(obszar działania – woj. mazowieckie)
ul. Canaletta 4
00-099 Warszawa
tel. (0-22) 828-02-31 (33)
fax (0-22) 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. (0-91) 424-16-30
fax (0-91) 424-16-31
e-mail: szczecin@ure.gov.pl
- 3. Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku**
(obszar działania – woj. pomorskie i warmińsko-mazurskie)
ul. Jana Pawła II 20
80-462 Gdańsk
tel. (0-58) 340-90-02 (03)
fax (0-58) 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. Wierzbęcice 1
61-569 Poznań
tel. (0-61) 833-12-64
fax (0-61) 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. (0-81) 743-85-09 (30)
fax (0-81) 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. (0-42) 639-24-40
fax (0-42) 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. (0-71) 780-38-29
fax (0-71) 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. (0-32) 258-76-91
fax (0-32) 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. (0-12) 638-80-90
fax (0-12) 637-55-47
e-mail: krakow@ure.gov.pl

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

Pobieranie ze strony internetowej URE tekstów taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych publikowanych w biuletynach branżowych

W celu pobrania opublikowanych taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych należy:

- 1) wejść na stronę internetową URE, adres www.ure.gov.pl, kliknąć pozycje zaznaczone na poniższym rysunku (w przypadku taryf dla paliw gazowych należy początkowo wybrać „Rynek paliw gazowych”);

The screenshot shows the homepage of the Urząd Regulacji Energetyki (URE). The left sidebar contains a navigation menu with categories like 'Urząd', 'Stanowiska i Komunikaty', 'Prawo', and 'Rynek energii elektrycznej'. The 'Rynek energii elektrycznej' menu is expanded, showing a dropdown with options such as 'Taryfy', 'Zaszczenia udzielonych koncesji', 'Zaszczenia taryf', 'Ceny energii', 'Przebiegowa posiadająca koncesje', 'Opłaty za koncesje', and 'Artykuły'. A secondary dropdown menu is also visible, listing 'Taryfy opublikowane w 2007 roku' through 'Taryfy opublikowane w 1900 roku'.

- 2) dla wybranego danego roku można pobrać plik z tekstem zatwierdzonej taryfy dla energii elektrycznej lub paliw gazowych.

The screenshot shows the 'Taryfy opublikowane w 2007 roku' page on the URE website. The page contains a table with the following columns: 'Pobierz plik', 'Data publikacji', and 'Zawartość pliku'. The table lists various tariff decisions and their publication dates.

| Pobierz plik | Data publikacji | Zawartość pliku |
|--------------|----------------------------------|--|
| (45 KB) | EE Nr 5/2007 7 lutego 2007 | Informacja o decyzji Prezesa URE z dnia 31 stycznia 2007 r. odmawiającej zatwierdzenia taryfy dla Towarzystwa Inwestycyjnego "ELEKTROWNIA - WSCHÓD" SA |
| (681 KB) | EE Nr 5/2007 7 lutego 2007 | Taryfa Grupy Kępy SA Decyzja Prezesa URE nr OKR-4211-26(15)/2006/2007/693MIJJP z dnia 1 lutego 2007 r. |
| (618 KB) | EE Nr 5/2007 7 lutego 2007 | Taryfa Kopalni i Zakładów Przetwórczych Siarko "Siarkopol" w likwidacji Decyzja Prezesa URE nr OKR-4211-25(12)/2006/2007/583M/H z dnia 2 lutego 2007 r. |
| (76 KB) | EE Nr 5/2007 7 lutego 2007 | Umożliwienie postępowania w sprawie zatwierdzenia zmiany taryfy dla Polenergia SA Decyzja Prezesa URE nr DTA-4211-131(11)/2005/2006/2007/1611/0DK z dnia 6 lutego 2007 r. |
| (422 KB) | EE Nr 5/2007 7 lutego 2007 | Taryfa HEAT ENGINEERING TECHNOLOGY EUROPE Sp. z o.o. Decyzja Prezesa URE nr DTA-4211-53(9)/2006/2007/8017/WJBM z dnia 6 lutego 2007 r. |
| (502 KB) | EE Nr 4/2007 2 lutego 2007 | Taryfa Fabryki Produkcji Specjalnej Sp. z o.o. Decyzja Prezesa URE nr OPO-4211-14(4)/2006/2007/1583M/H z dnia 29 stycznia 2007 r. |
| (129 KB) | EE Nr 3/2007 26 stycznia 2007 | Zmiana taryfy dla Mittal Steel Poland SA Decyzja Prezesa URE nr OKA-4211-1(3)/2007/4336/WC/WZM z dnia 17 stycznia 2007 r. |
| (120 KB) | EE Nr 3/2007 26 stycznia 2007 | Umożliwienie postępowania w sprawie zatwierdzenia taryfy dla Huty Balony SA w upadłości Decyzja Prezesa URE nr OKA-4211-20(19)/2006/2007/157580MM z dnia 18 stycznia 2007 r. |
| (803 KB) | EE Nr 2/2007 17 stycznia 2007 | Taryfa Kombinatu "PZL-HYDRAL" SA Decyzja Prezesa URE nr OWR-4211-17(2)/06/2007/634M-AMB z dnia 8 stycznia 2007 r. |
| (621 KB) | EE Nr 2/2007 17 stycznia 2007 | Taryfa Zakładu Instalacji Elektroenergetycznych Leszek Głak Decyzja Prezesa URE nr OPO-4211-12(16)/2006/2007/134M/WAg z dnia 9 stycznia 2007 r. |
| (92 KB) | EE Nr 2/2007 17 stycznia 2007 | Umożliwienie postępowania w sprawie wycofania wniosku o zatwierdzenie taryfy dla IUPER KRAK SA Decyzja Prezesa URE nr OKR-4211-16(11)/2006/2007/2806/WRW z dnia 12 stycznia 2007 r. |



URE

URZĄD REGULACJI ENERGETYKI

