

**NR 5**  
**2007**

3 września 2007

**BIULETYN**  
**URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**

NR 5 (55) 3 września 2007 ISSN 1506-090X cena zł 12 (w tym 0% VAT)

w numerze m.in.:

- Raport z badania działań spółek dystrybucyjnych
- Taryfy socjalne
- Zmiany w taryfowaniu ciepła
- Walka konkurencyjna o odbiorcę

## SPIS TREŚCI

OSD przed 1 lipca 2007 r. – stan przygotowań .....	2
Transeuropejskie sieci energetyczne .....	5
Regionalne Inicjatywy Gazowe – przegląd wybranych problemów .....	9
Reguły prowadzenia walki konkurencyjnej o pozyskanie i utrzymanie odbiorców w świetle regulacji wspólnotowych z zakresu energetyki .....	12
Taryfy socjalne i inne formy pomocy odbiorcom „słabym ekonomicznie” – doświadczenia europejskie .....	21
System oceny zgodności przyrządów pomiarowych z zasadniczymi wymaganiami oraz system kontroli wytwarzanych do obrotu .....	26
Taryfa dla ciepła – ostatnie zmiany .....	31
Uwarunkowania prawne wstrzymania dostaw paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła z powodu zwłoki w zapłacie .....	36
Obwieszczenie Ministra Gospodarki .....	39
Ustawa o zmianie ustawy – Prawo energetyczne .....	56
Rozporządzenie Ministra Gospodarki .....	58
Rozporządzenie Rady Ministrów .....	74
Energetyka ciepła w liczbach – 2006 .....	77
Dwutlenek węgla – wróg czy przyjaciel? .....	82
Informacje i komunikaty .....	92

## Urząd Regulacji Energetyki

00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64

<b>Prezes</b>	tel. 66-16-302 fax 66-16-300
<b>Wiceprezes</b>	tel. 66-16-202 fax 66-16-200
<b>Dyrektor Generalny</b>	tel. 66-16-102 fax 66-16-106
<b>Gabinet Prezesa</b>	tel. 66-16-302 fax 66-16-300
<b>Departament Przedsiębiorstw Energetycznych</b>	tel. 66-16-238 fax 66-16-319
<b>Departament Taryf</b>	tel. 66-16-210 fax 66-16-219
<b>Departament Promowania Konkurencji</b>	tel. 66-16-233 fax 66-16-225
<b>Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych</b>	tel. 66-16-315 fax 66-16-321
<b>Biuro Prawne</b>	tel. 66-16-130 fax 66-16-134
<b>Biuro Obsługi Urzędu</b>	tel. 66-16-155 fax 66-16-177
<b>Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii</b>	tel. 66-16-305 (220) fax 66-16-225 (300)

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 20 sierpnia 2007 r. Nakład: 1500 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 581010100028732231000000, Urząd Regulacji Energetyki (Biuletyn URE)

www.ure.gov.pl

## Powołanie nowego Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki

Z dniem 1 sierpnia 2007 r., w wyniku powołania przez Prezesa Rady Ministrów, dr Adam Szafrąński objął stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Dr Adam Szafrąński jest absolwentem Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego, gdzie również uzyskał tytuł doktora nauk prawnych. Praca doktorska została przygotowana pod kierunkiem prof. Mirosława Wyrzykowskiego. Tematem dysertacji były „Ograniczenia wolności gospodarczej przedsiębiorcy publicznego”.

Pracował naukowo w Zakładzie Prawa Administracyjnego Porównawczego i Gospodarczego oraz Zakładzie Praw Człowieka UW. Studiował także na Uniwersytecie w Ratybonie. Ponadto pracował w kancelariach prawnych oraz w Biurze Analiz Sejmowych jako ekspert ds. legislacji.

Obecnie jest adiunktem w Zakładzie Administracyjnego Prawa Gospodarczego i Bankowego UW. Naukowo zajmuje się prawem europejskim oraz prawem gospodar-



czym. Jego liczne publikacje poświęcone były głównie wolności gospodarczej oraz działalności gospodarczej państwa.

W ramach aktywności społecznej jest jednym z opiekunów Koła Naukowego „Utriusque Iuris” na WPiA UW.

**Szanowni Państwo,**

oddajemy w Państwa ręce kolejny numer Biuletynu URE, w którym proponujemy lekturę sporej dawki tekstów istotnych dla regulacyjnej praktyki.

Na przełomie maja i czerwca br. urząd przeprowadził badanie spółek dystrybucyjnych mające na celu dokonanie oceny stanu wdrożenia rozwiązań i procedur zawartych w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych, opracowanych przez te spółki i zatwierdzonych przez Prezesa URE. W pytaniach skierowanych do spółek poruszono także kwestie dotyczące jakości usług, sposobów kontaktowania się OSD z odbiorcami i ich obsługi, procedur i przygotowania OSD do przeprowadzenia procesu zmiany sprzedawcy. Badanie objęło okres styczeń-kwiecień br., tj. po wejściu w życie IRiESD i przed wyodrębnieniem ze spółek działalności dystrybucyjnej. Zachęcamy do zapoznania się z wynikami ankiety – zawartymi w materiale Michała Koziola – przybliżającymi m.in. podejście operatorów systemów dystrybucyjnych do zagadnienia obsługi odbiorcy, czyli każdego z nas.

Skoro mowa o odbiorcy na rynku energii, warto także zwrócić Państwa uwagę na artykuł Piotra Staregi, w którym poruszone zostały tematy związane z pozyskaniem i utrzymaniem odbiorcy końcowego przez konkurencyjne przedsiębiorstwa energetyczne działające na zliberalizowanym rynku energii. Autor przybliży głównie: prezentowanie oferty danego przedsiębiorstwa z uwzględnieniem informacji nt. cen, proces zmiany sprzedawcy, zakres uprawnień przysługujących pozyskanym odbiorcom, procedury konieczne do wdrożenia w celu zaoferowania odbiorcom sprawnej obsługi, działania regulacyjne mające na celu ochronę istotnych interesów ekonomicznych odbiorców.

Pod koniec ub.r. weszło w życie rozporządzenie Ministra Gospodarki określające szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło. Wprowadziło ono nowe elementy w sposobie kształtowania taryf dla ciepła, sprawiające często trudności przedsiębiorstwom energetycznym w prawidłowym ustaleniu taryfy i przedstawieniu jej do zatwierdzenia Prezesowi URE. O problemach zaistniałych w procesie taryfowania ciepła po zmianach regulacji, z jakimi borykają się przedsiębiorstwa działające na obszarze właściwym terytorialnie dla Wschodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Lublinie, pisze Paweł Bogusławski.

Trudno nie zauważyć, jak w ciągu kilkadziesiąt lat zmienił się klimat. Przyczyny tych zmian są tematem wielu intensywnych badań. Potwierdzają one jednoznacznie zachodzący proces ewolucji systemu klimatycznego. „Z empirycznych badań wynika, że w ostatnim 40-leciu wzrost średniej temperatury ziemskiej jest jednoznacznie związany ze wzrostem koncentracji CO<sub>2</sub> w atmosferze, a zatem poziom dwutlenku węgla w atmosferze wpływa na zmiany klimatyczne.” Jak zatem powinniśmy prawidłowo postrzegać dwutlenek węgla? Na te i inne pytania związane ze zmianami klimatu na Ziemi odpowiada Leszek Szczygiel.

Państwa uwadze polecamy także artykuły poświęcone rynkowi energii elektrycznej i gazu w Unii Europejskiej: infrastrukturze energetycznej łączącej poszczególne państwa członkowskie, Regionalnym Inicjatywom Gazowym ERGEG, problemowi pomocy odbiorcom słabym ekonomicznie.

Redakcja



## OSD PRZED 1 LIPCA 2007 R. – STAN PRZYGOTOWAŃ

Michał Koziol

Na uwalnianym obecnie rynku energii elektrycznej kształtują się na nowo prawa i obowiązki poszczególnych jego uczestników oraz ich wzajemne relacje. Wiele z tych nowych zjawisk pozostać może poza obszarem zainteresowania regulatora, oczywiście o ile nie ujawniają one dysfunkcji w innych, objętych regulacją obszarach. Jest jednak sfera pozostająca jakby na granicy rynku, poddana regulacji zarówno ze względu na monopolistyczny ze swej natury charakter działalności jak i z powodu kluczowej roli dla zdrowych relacji rynkowych – jest to obszar działania operatorów systemów sieciowych. Szczególnie interesującym z punktu widzenia perspektyw rozwoju rynku jest stan przygotowania Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD) do prowadzenia działalności w zakresie świadczenia usług dystrybucji w sposób przejrzysty i zapewniający równoprawne traktowanie takich samych podmiotów na liberalizowanym rynku energii.

W związku z powyższym w Urzędzie Regulacji Energetyki została opracowana ankieta mająca na celu przede wszystkim ocenę stanu wdrożenia rozwiązań i procedur zawartych w opracowanych przez spółki dystrybucyjne i zatwierdzonych przez Prezesa URE instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych (w części dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi). Dodatkowo w ankiecie zawarto pytania dotyczące jakości usług, sposobów kontaktowania się OSD z odbiorcami energii elektrycznej i zagadnień związanych z obsługą tych odbiorców, tj. ilości punktów obsługi klienta oraz wzorów umów. Szczególne miejsce w badaniu zajęła procedura zmiany sprzedawcy i przygotowanie OSD do przeprowadzenia procesu zmiany sprzedawcy w sposób sprawny i nieuciążliwy dla odbiorcy.

Ankieta została przeprowadzona na przełomie maja i czerwca 2007 r. Badaniem objęto okres od stycznia do kwietnia 2007 r., czyli tuż po wejściu w życie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych, zatwierdzonych przez Prezesa URE w części dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi – ale jeszcze przed wyodrębnieniem działalności dotyczącej świadczenia usługi dystrybucji ze spółek dystrybucyjnych – przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo<sup>1)</sup>.

1) Zgodnie z art. 9d ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 z późn. zm.), operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego i operator systemu połączonych, będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowa-

W niniejszej publikacji przedstawiono krótkie podsumowanie wyników tej ankiety. Ze względu na fakt, że badanie obejmowało dość krótki okres, a także mając na względzie liczbę zmian organizacyjnych mających miejsce w sektorze dystrybucji od czasu zakończenia badania, w artykule zostały omówione jedynie najistotniejsze zagadnienia.

W celu właściwej prezentacji uzyskanych danych, wyniki przedstawiono w podziale na poszczególne poddane badaniu zagadnienia.

### Kanały przekazywania informacji nt. zmiany sprzedawcy

Wynik badania wskazuje, że liczba punktów obsługi klienta w poszczególnych OSD jest bardzo zróżnicowana oraz zmienia się w zależności od liczby przyłączonych odbiorców i obszaru działania danego OSD. Bardzo miarodajnym wskaźnikiem byłaby jednak liczba odbiorców przypadających na 1 punkt obsługi klienta (od kilkuset – Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o. do ponad 250 tys. – Vattenfal Distribution Poland SA), jednakże również i ta informacja nie pozwala na jednoznaczną ocenę poziomu świadczonych usług, gdyż nie uwzględnia czynników jakościowych takich jak stosowane procedury, sprawności organizacyjnej oraz efektywności pracy. Z dodatkowych wyjaśnień przedstawionych przez OSD wynika, że część operatorów posiada punkty obsługi klienta obsługujące odbiorców zmieniających sprzedawcę. Szczegółowe dane dotyczące pracy punktów obsługi klienta przedstawia tabela 1.

To ilościowe zestawienie nie upoważnia do wyciągania wniosków o jakości obsługi odbiorców, co jest de facto znacznie istotniejsze dla perspektyw rozwoju rynku. Przykładowo nawet duża liczba linii telefonicznych przeznaczonych do informowania o możliwości i procedurze zmiany sprzedawcy nie zapewnia sprawnej i rzetelnej informa-

nego pionowo, powinni pozostawać pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od innych działalności niezwiązanych z przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych lub skraplaniem gazu ziemnego albo przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.

Stosownie do art. 22 pkt 2 ustawy z 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2005 r. Nr 62, poz. 552), przepisy art. 9d, w zakresie dotyczącym obowiązku uzyskania niezależności, pod względem formy prawnej operatorów systemów dystrybucyjnych, stosuje się od 1 lipca 2007 r.

Tabela 1. Zestawienie danych dotyczących punktów obsługi klienta w okresie od stycznia do kwietnia 2007 r.

Lp.	Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba punktów obsługi klienta	Liczba odbiorców przypadających na jednego pracownika w punktach obsługi klienta	Liczba linii telefonicznych przeznaczonych do udzielania informacji odbiorcom na temat zmiany sprzedawcy	Średniomiesięczna liczba przychodzących do punktów obsługi klienta rozmów telefonicznych od odbiorców końcowych grup C i G na 1000 odbiorców tych grup	Średniomiesięczna liczba przychodzących do punktów obsługi klienta e-maili od odbiorców końcowych grup C i G na 1000 odbiorców tych grup
1	Zakład Energetyczny Białystok SA	12	10 417	12	3 (bez przeliczenia na 1000 odbiorców)	0,00
2	LUBZEL SA	20	7 752	53	15	0,03
3	ENION SA	56	5 000	65	42	0,16
4	Vattenfal Distribution Poland SA	4 (3-bezpośrednia obsługa klientów, 1-telefoniczna obsługa klientów)	33 333	2	44	4,00
5	Rzeszowski Zakład Energetyczny SA	24	10 000	29	12	0,27
6	EnergiaPro Koncern Energetyczny SA	29	10 000	5	0 (1 rozmowa tel.)	0,00 (3 zapytania e-mail)
7	Łódzki Zakład Energetyczny SA	10	4 000	28	28	0,40
8	Koncern Energetyczny ENERGA SA	186	4 545	113	19	0,14
9	Zamojska Korporacja Energetyczna SA	10	10 000	11	bd.	bd.
10	ZEORK SA	12	14 286	36	0	0,00
11	ENEA SA	37	10 000	50	13	0,25
12	Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA	30	5 000	130	4	0,01
13	RWE STOEN SA	11	4 000	90	50	2,40
14	ZE Warszawa-Teren SA	14	9 091	59	31	1,49
15	Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o.	2	142	2	0	0,00

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD

cji na ten temat, a z praktyki znane są przypadki dezinformowania odbiorców, nawet w sprawie tak podstawowej jak przystępowanie prawa do zmiany sprzedawcy (przykładowo powszechnie znany cytat pracownika punktu obsługi klienta: „u nas nie można zmienić sprzedawcy”).

## Wzory wniosków i umów

Standaryzacja polegająca na opracowywaniu i wykorzystaniu wzorów czy formularzy stworzyć ma odbiorcy możliwość łatwego i skutecznego przedstawienia przedsiębiorcy swoich oczekiwań czy żądań, lecz przede wszystkim zapewnić ma równoprawne traktowanie – wypełnienie wniosku zgodnie z wymaganiami skutkować powinno automatycznym (szybkim i zo-

biektywizowanym) podjęciem decyzji (pozytywnej lub negatywnej) i dalszych działań, będących skutkiem tejże decyzji. Tymczasem, jak dowodzi wynik badania, jedynie dwóch<sup>2)</sup> OSD opracowało wzór wniosku o rozdzielenie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, który został udostępniony w punktach obsługi klienta. Trzech OSD podało, że wniosek taki jest w trakcie opracowywania. W pozostałych przypadkach stwierdzono, że każde

2) Nie licząc OSD, który zapisy dot. rozdzielenia umowy sprzedaży od umowy o świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej zawarł we wniosku zgłoszenia zmiany sprzedawcy, będącego załącznikiem do IRiESR – udostępnionej na stronie internetowej.

wystąpienie klienta traktowane jest jako wniosek. Jednocześnie wzór wniosku o zmianę sprzedawcy opracowało siedem OSD, udostępniając go najczęściej w punktach obsługi klienta oraz na swoich stronach internetowych. Natomiast wzór umowy o świadczenie usług dystrybucji stosowany w przypadku zmiany sprzedawcy opracowało dwunastu OSD. Pozostali operatorzy podali informację, że wzór ten jest w trakcie opracowywania. W tym wstępnym badaniu ograniczono się do oceny ilościowej (jest wzór czy go nie ma), jednakże w kolejnych edycjach badania zostanie poddana ocenie także kwestia jakościowa – np. ilość i zasadność wymaganych informacji, jasność sformułowań, dostępność wniosków.

### Procedury

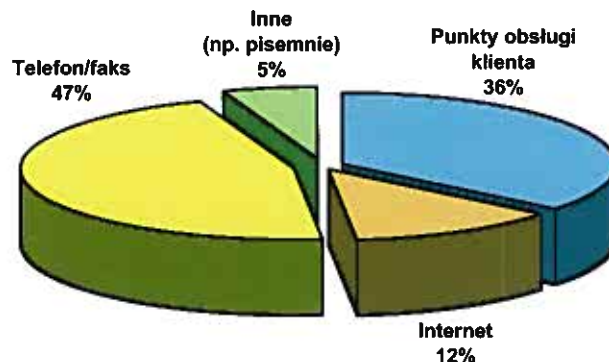
Trzech operatorów systemów dystrybucyjnych przyznało, że nie wdrożyło jeszcze procedur przyjmowania, rozpatrywania i udzielania odpowiedzi na zapytania odbiorców o zmianę sprzedawcy. Z przedstawionych danych wynika, że najczęściej wykorzystywanym przez odbiorców środkiem kontaktowania się z operatorem jest telefon i/lub faks. Sposoby udzielania informacji przez operatorów spółek dystrybucyjnych zestawiono na rys. 1.

Podobna sytuacja ma miejsce w przypadku procedury rozpatrywania wniosków o zmianę sprzedawcy. Trzech operatorów podało, że nie wdrożyło jeszcze takiej procedury, gdyż jest ona w trakcie opracowywania (w jednym przypadku OSD podał, że „przedmiotowa procedura będzie wdrożona w projektowanym obecnie systemie informatycznym”).

Odnotowano dwa przypadki odmowy rozdzielenia umowy kompleksowej. Operator systemu dystrybucyjnego w uzasadnieniu stwierdził, że wnioskujący odbiorcy nie podpisali koniecznych umów sprzedaży z nowym sprzedawcą oraz umowy z podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe.

### Podsumowanie

Dane przedstawione przez operatorów systemów dystrybucyjnych wskazują, że podejście do zagadnienia obsługi odbiorcy jest zróżnicowane. Choć część operatorów wykonała już zaawansowane działania, to jednak większość operatorów zrobiła w tym celu niewiele. Ponadto, duża część OSD – jako źródło informacji dla odbiorcy wciąż wskazuje instrukcję ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych, która jest dokumentem złożonym, obszernym, napisanym specjalistycznym językiem i dla przeciętnego odbiorcy mało zrozumiałym.



Rysunek 1. Sposoby udzielania informacji przez OSD na temat zmiany sprzedawcy

Przeprowadzone badanie wykazało słaby poziom wdrożenia przez operatorów sieci dystrybucyjnych zapisów instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej w monitorowanym zakresie, a w szczególności wdrożenia uproszczonej procedury zmiany sprzedawcy dla indywidualnego odbiorcy lub małego przedsiębiorstwa. Zgodnie z przedstawionymi informacjami część OSD jest w trakcie wprowadzania zmian, które dotyczą przede wszystkim opracowania wzorów wniosków i procedur. Wyniki tych zapowiedzi zostaną zweryfikowane w kolejnej ankiecie, obejmującej okres po całkowitym uwolnieniu rynku energii elektrycznej.

Weryfikacji zostanie poddany także sposób działania OSD po dokonaniu wyodrębnienia działalności w zakresie świadczenia usług dystrybucji, w aspekcie zapewnienia równoprawnego traktowania sprzedawców działających na obszarze OSD oraz kontaktu z odbiorcami i udzielania im informacji.

Na niektóre z zadawanych pytań OSD nie udzielili odpowiedzi z powodu braku danych. Uznając, że jest to pierwsze z cyklu badań, w chwili obecnej nie podjęto dalszych działań wyjaśniających, ponieważ wydaje się, że znając wymagania informacyjne do następnych badań OSD będą lepiej przygotowani.



Autor jest pracownikiem Departamentu Promowania Konkurencji URE



# TRANSEUROPEJSKIE SIECI ENERGETYCZNE

Aleksandra Gawlikowska-Fyk

1 lipca 2007 r. nastąpiło długo oczekiwane otwarcie rynku energii. Oznacza to, że obecnie wszyscy odbiorcy – w tym gospodarstwa domowe – mają prawo zakupu energii od wybranego przez siebie sprzedawcy. Formalna liberalizacja rynku energii elektrycznej i gazu w Unii Europejskiej stała się faktem. Abstrahując w tym momencie od trudności związanych ze zmianą sprzedawcy (np. czasu takiej „operacji” oraz przygotowania do niej ze strony przedsiębiorstw energetycznych), należy podkreślić, że od obowiązywania odpowiedniego prawa do rzeczywistej liberalizacji rynku droga trudna i daleka. Wśród przyczyn takiego stanu rzeczy można wymienić choćby opór tzw. zasiedziałych przedsiębiorstw (zazwyczaj zintegrowanych pionowo monopolistycznych firm), które dopiero rozpoczynają działalność w warunkach rozwijającej się konkurencji, brak doświadczeń we wprowadzaniu zasad rynkowych w sektorze energetycznym, a także – niejednokrotnie spotykany – brak poparcia państw członkowskich niechętnych wobec oddania sektora, w którym państwo od zawsze miało głos decydujący. Jednakże, poza czynnikami organizacyjno-politycznymi, niezwykle istotną przeszkodą w tworzeniu wspólnotowego rynku energii są po prostu bariery fizyczne – brak odpowiedniej infrastruktury, w tym połączeń międzysystemowych. Propozycje dotyczące wdrażania wewnętrznego rynku energii, zmierzające m.in. do ułatwienia wymiany transgranicznej, nie przyniosą oczekiwanych efektów w zakresie handlu energią, jeżeli nie będą istniały fizyczne możliwości ku temu. Wiele państw i regionów w Unii Europejskiej jest nadal „wypami energetycznymi”, odizolowanymi od rynku wspólnotowego (np. państwa Europy Środkowej i Wschodniej)<sup>1)</sup>. Niedostateczna sieć połączeń międzysystemowych łączących poszczególne państwa członkowskie znacznie ogranicza handel transgraniczny energią elektryczną oraz gazem. Niski poziom handlu z kolei opóźnia proces wyrównywania cen energii, a w konsekwencji faktyczną integrację europejskiego rynku energii. Brak integracji rynku wpływa nie tylko na różnice w poziomach cen energii, których skutkiem są zróżnicowane warunki konkurencji w poszczególnych krajach członkowskich, ale także ogranicza korzyści, które niesie za sobą rynek konkurencyjny: lepsza jakość świadczonych usług, dostęp do różnorodnych nośników energii (głównie poprzez możliwość wykorzystania odnawialnych źródeł), perspektywa niższych cen.

1) *Plan priorytetowych połączeń międzysieciowych*, Komunikat Komisji dla Rady i Parlamentu Europejskiego, KOM(2006) 846, Bruksela 2007, str. 5.

Tak więc infrastruktura elektroenergetyczna i gazowa stanowi warunek *sine qua non* integracji narodowych i regionalnych rynków. Transeuropejskie sieci energetyczne (*Trans-European Energy Networks, TEN-E*)<sup>2)</sup> są aktualnie priorytetem polityki energetycznej w Unii Europejskiej ze względu na podstawową rolę w tworzeniu wewnętrznego rynku energii, a także ze względu na dywersyfikację (geograficzną i produktową) oraz zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii w Unii<sup>3)</sup>. Celem polityki wobec sieci transeuropejskich jest stworzenie w tym specyficznym, a jednocześnie strategicznym sektorze, warunków konkurencji i zagwarantowanie równego dostępu przedsiębiorstw do wspólnotowego rynku. Należy także zauważyć, że rozwój sieci transeuropejskich wpływa również na przyspieszenie tempa rozwoju regionów słabiej rozwiniętych, przyczynia się do zwiększenia spójności społecznej i ekonomicznej, a więc w konsekwencji do faktycznej integracji krajów członkowskich.

Wskazane znaczenie infrastruktury sieciowej, a także wielkość nakładów inwestycyjnych niezbędnych do jej wybudowania i utrzymania oraz przyjęcie do UE słabiej rozwiniętych krajów członkowskich, wpłynęły na podjęcie działań na poziomie wspólnotowym. Formalne kompetencje w zakresie sieci transeuropejskich Wspólnota uzyskała dopiero wraz z wejściem w życie Traktatu z Maastricht w dniu 1 listopada 1993 r. Pewne pośrednie uprawnienia związane z tworzeniem wewnętrznego rynku europejskiego zostały jednak zawarte już w pierwszym dokumencie modyfikującym traktaty założycielskie – tj. w Jednolitym Akcie Europejskim (JAE) z 1986 r., który wszedł w życie 1 lipca 1987 r. JAE wprowadził niezbędne dostosowania mające na celu urzeczywistnienie wspólnego rynku europejskiego (tzw. Program budowy jednolitego rynku wewnętrznego 1992). W tym czasie nie było woli politycznej, by energetyka została włączona do zakresu polityk wspólnotowych. Nie udało się to również przy okazji negocjowania Traktatu z Maastricht. Pomimo propozycji Komisji Europejskiej, część państw członkowskich sprzeciwiła się przeniesieniu kompetencji w dziedzinie energetyki na szczebel wspólnotowy. Traktat z Maastricht, o czym już była mowa, włączył natomiast sieci transeuropejskie do polityk UE. Tak więc uprawnienia w tym zakresie (obok szerokich kompetencji na

2) Sieci transeuropejskie (*Trans-European Networks, TEN*) to nie tylko infrastruktura energetyczna. Nazwa ta obejmuje również sieci transportowe oraz telekomunikacyjne.

3) *Finansowanie sieci transeuropejskich przez EIB*, Europejski Bank Inwestycyjny, Luksemburg 2006, str. 4.

polu polityki konkurencji), aż do wejścia w życie Traktatu Amsterdamskiego (który w art. 3(1)(u) włączył energetykę do wspólnotowych polityk), stanowiły formalną podstawę do tworzenia elementów wspólnej polityki energetycznej w UE.

Polityka w zakresie TEN-E realizuje trzy główne priorytety, na których opiera się koncepcja wspólnej polityki energetycznej – zapewnienie konkurencyjnej, bezpiecznej i zrównoważonej energii. Po pierwsze, odpowiednia infrastruktura energetyczna jest warunkiem koniecznym dla prawidłowego funkcjonowania wewnętrznego rynku energetycznego. Nowe inwestycje warunkują handel energią, w przypadku braku sieci przesyłowych, lub zwiększają jego rozmiary poprzez poprawę przepustowości istniejących połączeń transgranicznych. Przyczyniając się do wzrostu handlu (zarówno na obszarze integracyjnym jak i z państwami trzecimi), umożliwiają więc zwiększenie konkurencji i ograniczenie działań monopolistycznych. Po drugie, połączenia sieciowe ułatwiają dywersyfikację źródeł, wpływając na zwiększenie bezpieczeństwa dostaw. Przykładowo budowa gazociągu *Nabucco* otworzy tzw. czwarty korytarz dostaw gazu ziemnego (z Azji Środkowej, regionu Morza Kaspijskiego i krajów Bliskiego Wschodu) i zwiększy zróżnicowanie kierunków importu gazu w porównaniu do stanu aktualnego (obecnie trzech główni dostawcy – Rosja, Norwegia i Algieria dostarczają ok. 50% tego surowca). Wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego może zostać osiągnięte także poprzez zacieśnianie współpracy z państwami trzecimi, w tym na bazie Traktatu Karty Energetycznej. Po trzecie, nowa infrastruktura jest konieczna by włączyć do systemu elektroenergetycznego energię produkowaną w źródłach odnawialnych (np. integracja dużych farm wiatrowych), a także by ograniczyć niekorzystny wpływ transportowania energii na środowisko naturalne<sup>4</sup>.

Osiągnięcie powyższych celów jest możliwe dzięki odpowiedniej polityce UE wspierającej rozwój infrastruktury energetycznej. Kompetencje w zakresie sieci transeuropejskich zawarte są w art. 154-156 (Tytuł XV) traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską. Polityka w tym zakresie opiera się ponadto na rozporządzeniu dotyczącym dofinansowania TEN<sup>5</sup> oraz decyzji w sprawie wytycznych dotyczących TEN-E, która określa główne osie dla projektów priorytetowych oraz projektów stanowiących przedmiot wspólnego zainteresowania. W ostatnim czasie UE wprowadziła odpowiednie regulacje prawne wspierające inwestycje w połączenia elektroenergetyczne i gazowe, tj. dyrektywę do-

4) *Plan...*, op. cit., str. 3.

5) Rozporządzenie Rady (WE) nr 2236/95 z 18 września 1995 r. ustanawiające ogólne zasady przyznawania pomocy finansowej Wspólnoty w zakresie sieci transeuropejskich (OJ L 228 z 23.09.1995 r.), ostatnio zmienione rozporządzeniem (WE) nr 1159/05 Parlamentu Europejskiego i Rady z 6 lipca 2005 r. (OJ L 191 z 22.07.2005 r.).



Projekty leżące w interesie Europy

**Rysunek 1.** Projekty leżące w interesie Europy – energia elektryczna (Źródło: *Plan...*, op. cit., str. 17)

tyczącą działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych<sup>6</sup> oraz dyrektywę dotyczącą środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu<sup>7</sup>.

Wytyczne Wspólnoty Europejskiej dotyczące TEN-E zostały przyjęte w 1996 r. i zawierały listę projektów stanowiących przedmiot wspólnego zainteresowania. Listę poddano czterokrotnej aktualizacji: w 1997, 1999, 2003 i 2006 r. Ostatnia nowelizacja wytycznych była konieczna ze względu na przyjęcie nowych członków do Unii. Zasadniczym jej celem jest włączenie nowych państw członkowskich do powstającego wspólnego rynku energii, a także wzmocnienie połączeń z krajami sąsiadującymi takimi jak Rosja i Ukraina. Eliminacja „starych ogniw łańcucha”, np. pomiędzy Polską a Litwą lub Francją a Hiszpanią, ma pomóc w realizacji założonego w 2002 r. przez Radę Europejską 10% poziomu połączeń sieciowych między państwami członkowskimi<sup>8</sup>. Przyjęta decyzja zawiera dwa kluczowe instrumenty wspomagające połączenia krajów członkowskich – możliwość zakwalifikowania inwestycji jako „projektu leżącego w interesie Europy” oraz prawo Komisji do powołania koordynatora europejskiego dla danego projektu.

6) Dyrektywa 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 18 stycznia 2006 r. dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych (OJ L 33/22 z 4.02.2006 r.).

7) Dyrektywa Rady 2004/67/WE z 26 kwietnia 2004 r. dotycząca środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego (OJ L 127/92 z 29.04.2004 r.).

8) *New guidelines for energy TENs*, Business Europe, Regulatory Watch, 8/01/2006, str. 10.





— Projekty leżące w interesie Europy  
 - - - - - Osie projektów priorytetowych

**Rysunek 2.** Projekty leżące w interesie Europy – gaz ziemny  
 (Zródło: *Plan...*, op. cit., str. 18)

Podczas, gdy jeszcze w 1994 r. na szczycie Rady Europejskiej w Essen za niezbędne uznano tylko 10 przedsięwzięć (tzw. „Projekty z Essen”), aktualne wytyczne wskazują aż na 314 takich projektów infrastrukturalnych. Spośród nich 42 uznano za „projekty leżące w interesie Europy”. Zgodnie z art. 7 decyzji projekty priorytetowe „są zgodne z zasadą zrównoważonego rozwoju oraz spełniają następujące kryteria:

- mają znaczący wpływ na funkcjonowanie rynku wewnętrznego w warunkach konkurencji; oraz/lub
- przyczyniają się do zwiększenia bezpieczeństwa dostaw we Wspólnocie; oraz/lub
- ich wynikiem jest zwiększenie wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych”.

Jak widać z przedstawionych rysunków, wśród projektów priorytetowych, w tym leżących w interesie Europy, wskazano również na inwestycje dotyczące Polski. Przede wszystkim jest to zamknięcie tzw. Pierścienia Bałtyckiego obejmującego Norwegię, Szwecję, Finlandię, Danię, Niemcy, Polskę, państwa bałtyckie i Rosję. Brakującym odcinkiem jest linia elektroenergetyczna Elk-Alitus. Połączenie Polski z Litwą wymaga budowy 150 km linii wysokiego napięcia, której koszt jest szacowany na 237 mln euro. W lipcu szefowie firm zainteresowanych inwestycją (PSE oraz Lietuvos Energija) ocenili, że most ma szansę powstać do 2012 r., jeżeli Unia Europejska pokryje większą część kosztów jego budowy<sup>9)</sup>.

9) *Most za unijne pieniądze*, Rzeczpospolita nr 708, 1.08.2007 r.

Komisja uznała ponadto, że na obszarze Polski znacznie europejskie mają nowe połączenia elektroenergetyczne i gazowe, które zwiększą możliwości przesyłowe z głównych kierunków dostaw do UE, jak również terminale skroplonego gazu ziemnego (LNG).

Wytyczne, choć nie mają charakteru wiążącego, wyznaczają zakres zwiększonej koordynacji, monitorowania postępów realizacji projektów, a także ewentualnego wsparcia finansowego ze strony UE (w tym pożyczek z Europejskiego Banku Inwestycyjnego).

W przypadku projektów leżących w interesie Europy, a mających znaczne opóźnienie lub inne przeszkody w realizacji, Komisja może wyznaczyć europejskiego koordynatora takiego przedsięwzięcia.

W styczniu 2007 r. Komisja w *Planie priorytetowych połączeń międzysieciowych* oceniła zaawansowanie projektów leżących w interesie Europy. W przypadku energii elektrycznej niewiele – 12 z 32 projektów jest realizowanych zgodnie z planem, a jedynie pięć zostało praktycznie zakończonych. W odniesieniu do gazu sytuacja wygląda lepiej – siedem z dziesięciu projektów powinno zostać oddanych do użytkowania w latach 2010-2013 (z tego tytułu dodatkowe zdolności przesyłowe wzrosną o ponad 15% szacowanego na 2010 r. zapotrzebowania UE na gaz). Z drugiej jednak strony opóźnia się realizacja 29 terminali LNG i magazynów gazu – zrezygnowano z dziewięciu, wstrzymano prace przy pięciu<sup>10)</sup>. Jako główną przyczynę opóźnień i niedociągnięć Komisja wymieniła złożoność planowania i procedur uzyskiwania zezwoleń. Inne to m.in. sprzeciw opinii społecznej, niedostateczne źródła finansowania, ukształtowana struktura zintegrowanych pionowo przedsiębiorstw energetycznych<sup>11)</sup>.

Zgodnie z posiadanymi uprawnieniami Komisja wskazała następujące projekty, dla których zostaną wyznaczeni europejscy koordynatorzy: połączenie elektroenergetyczne między Niemcami, Polską i Litwą; połączenie z morskimi elektrowniami wiatrowymi w Europie Północnej, połączenie elektroenergetyczne między Francją a Hiszpanią oraz gazociąg Nabucco, którym kaspijski gaz będzie transportowany do Europy Środkowej. W strategii uwzględniono również terminalne LNG, pomimo tego, że nie są uznawane za projekty o znaczeniu europejskim. Pozostałe elementy planu to m.in. wsparcie polityczne, rozważenie zwiększenia finansowania (obecne fundusze na poziomie 20 mln rocznie są niewystarczające)<sup>12)</sup>, planowanie zgodnie z kryterium „interesu europejskiego” oraz skoordynowanie działań operatorów systemów przesyłowych.

UE będzie musiała zainwestować co najmniej 30 mld euro w infrastrukturę przed rokiem 2013 (6 mld w sieci

10) *Plan...*, op. cit., str. 6-8.

11) Niektórzy operatorzy systemów przesyłowych będący częścią spółek zintegrowanych pionowo niechętnie zwiększają istniejący poziom dostaw, gdyż mogłoby to osłabić stowarzyszone z nimi podmioty.

12) *Plan...*, op. cit., str. 15.



ZEC Poznań widok ogólny zakładu – bloków EC Karolin

elektroenergetyczne, 19 mld w gazociągi i 5 mld w terminale ciekłego gazu ziemnego (LNG), jeśli zaprezentowane priorytety mają zostać w pełni zrealizowane<sup>13)</sup>. Inwestycje są niezbędne nie tylko w zakresie połączeń transgranicznych, ale również w obszarze wytwarzania energii.

Inwestycje w infrastrukturę energetyczną podlegają zasadom rynkowym i są przedsięwzięciami komercyjnymi przynoszącymi zysk inwestorom. Dlatego łatwiej „przyciągają” kapitał prywatny niż projekty mające bardziej publiczny charakter (przykładowo – sieci transportowe). Ustawodawstwo – zarówno krajowe, jak i unijne – powinno natomiast tworzyć odpowiednie warunki dla realizacji projektów TEN-E. Wsparcie finansowe, które może być udzielane jedynie w szczególnych i ściśle uzasadnionych przypadkach, jest realizowane dla inwestycji TEN-E ze środków budżetowych Unii Europejskiej: jako linia budżetowa przeznaczona wyłącznie na finansowanie sieci transeuropejskich lub z funduszy strukturalnych i spójności. (Fundusze stanowią ponad jedną trzecią budżetu i przeznaczone są na finansowanie rozwoju regionalnego m.in. w zakresie sieci energetycznych.) W latach 1995-2006 z programu TEN-E przeznaczono 213,8 mln euro na dofinansowanie kilkudziesięciu różnych inwestycji, zazwyczaj na współfinansowanie studiów wykonalności inwestycji.

Finansowanie etapu związanego z realizacją inwestycji wspierane jest poprzez wykorzystanie innych instrumentów finansowych (funduszy, kredytów). Europejski Bank Inwestycyjny jest głównym źródłem finansowania dla sieci transeuropejskich. W okresie od 1993 r. do końca 2005 r. łączna suma wynikająca z umów kredytowych przeznaczonych na finansowanie wszystkich

sieci transeuropejskich wynosiła 69,3 mld euro, w tym 9,1 mld euro przeznaczono na sieci energetyczne<sup>14)</sup>.

Wnioski wynikające z opublikowanych przez Komisję dokumentów są jednoznaczne – obecne sposoby realizacji inwestycji infrastrukturalnych nie umożliwią stworzenia w Unii Europejskiej rzeczywistego jednolitego rynku energii<sup>15)</sup>. Inwestycje w infrastrukturę wymagają współdziałania wszystkich zainteresowanych podmiotów (operatorów systemów, regulatorów, rządów państw członkowskich oraz przedsiębiorstw). Konieczne jest ich pobudzanie (m.in. poprzez odpowiednie finansowanie), a także ułatwienie procedur uzyskiwania zezwoleń. Działania powinny być podejmowane na poziomie krajowym, jak również na szczeblu unijnym. W tym ostatnim przypadku Wspólnota powinna wykorzystać dostępne kompetencje – m.in. efektywniej wykorzystać instrumenty polityki sieci transeuropejskich<sup>16)</sup>.



*Autorka jest pracownikiem  
Wschodniego Oddziału  
Terenowego URE  
z siedzibą w Lublinie*

13) *Plan...*, op. cit., str. 5.

14) *Finansowanie...*, op. cit., str. 4.

15) *Plan...*, op. cit., str. 16.

16) *Zielona Księga. Europejska strategia na rzecz zrównoważonej, bezpiecznej i konkurencyjnej energii*, KOM(2006) 105, Bruksela 2006, str. 7.



# REGIONALNE INICJATYWY GAZOWE – PRZEGLĄD WYBRANYCH PROBLEMÓW

Piotr Seklecki

Podstawowym założeniem Regionalnych Inicjatyw Gazowych ERGEG<sup>1)</sup> (*ERGEG Regional Gas Initiatives*) jest połączenie wysiłków regulatorów, operatorów systemów przesyłowych oraz innych kluczowych uczestników rynku w celu zidentyfikowania dominujących problemów w funkcjonowaniu rynków gazu a następnie wypracowaniu odpowiednich rozwiązań, które usprawnią swobodny handel paliwami gazowymi w skali międzysystemowej i transgranicznej. Podstawowym determinantem sukcesu tego procesu jest i będzie aktywne zaangażowanie uczestników rynku, szczególnie tych niezależnych, próbujących upłynnić obrót i przełamać dotychczasowe schematy handlu gazem. Ich wizje i przemyślenia ukształtowane w wyniku doświadczeń, zebrane w toku prowadzonej działalności, są szczególnie cenne dla regulatorów.

Poniżej przedstawiam kilka interesujących zagadnień, które zostały zaprezentowane podczas dotychczasowych spotkań odbywających się w grupach zajmujących się funkcjonowaniem rynku północnego/północno-zachodniego (*Gas Regional Initiative North/North-West*) i południowo/ południowo-wschodniego (*Gas Regional Initiative South/South-East*), w których uczestniczą przedstawiciele Prezesa URE oraz eksperci polskiej branży gazowniczej.

## Transparency – przejrzystość działań OSP

W ramach inicjatywy regionalnej dla rynku południowo/ południowo-wschodniego (*South/South-East*), a później szerzej na wyższym szczeblu ERGEG, została przeprowadzona analiza wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych zobowiązań wynikających z Rozporządzenia 1775/2005, dotycząca udostępniania użytkownikom sieci przesyłowych niezbędnych informacji na temat funkcjonowania systemu. W wielu przypadkach ten monitoring pozwolił regulatorom na bardzo szybkie reakcje wobec operatorów, a także wskazał te zagadnienia, które powinny być wnikliwiej analizowane i szerzej ujmowane w zatwierdzanych przez regulatorów kodeksach sieci. W ocenie regulatorów większość operatorów wypełnia te zobowiązania w 80-100%, jednakże jest również grupa operatorów, która wypełnia zapisy rozporządzenia < 50%<sup>2)</sup>.

1) Geneza powstania *Regionalnych Inicjatyw Gazowych ERGEG* została przedstawiona w artykule Z. Janiszewskiej i P. Sekleckiego pt. *Regionalne rynki gazu – nowe inicjatywy ERGEG*, Biuletyn URE nr 4/2006.

Ponadto regulatorzy uznali za niezbędne rozpoczęcie prac nad „kodeksem dobrych praktyk” stosowania zasady „mniej niż 3” (*less than 3*), czyli przypadku, gdy organ regulacyjny ze względu na poufny charakter danych może zezwolić operatorowi na ograniczenie publikacji danych dotyczących np. punktów wejścia do sieci, ponieważ mniej niż trzech użytkowników sieci zakontraktowało zdolność przesyłową w tym samym punkcie (art. 6 pkt 5 Rozporządzenia 1775/2005).

## Bilansowanie i procedury nominacji

Porozumienie międzyoperatorskie dot. bilansowania (*operational balancing agreement – OBA*) jest umową między dwoma operatorami i dotyczy sposobu alokacji zdolności przesyłowych na styku dwóch systemów. Generalnie polega ono na założeniu, że ilość przesłanego paliwa gazowego równa się zgłoszonym nominacjom. Wynikłe różnice rejestrowane są na koncie operatorskim, które ma ustalony limit.

W krajach obu regionów występują różnice w okresach bilansowania, opłatach za niezbilansowanie, poziomie i sposobie przekazywanych informacji oraz sposobach nominacji usług. Ponadto nie rozwiązano do tej pory różnic w ustalaniu początku i końca doby gazowej i nie we wszystkich krajach regionów rozliczenia prowadzone są w jednostkach energii.

Zdaniem operatorów, zawieranie *OBA* powinno wyeliminować te przeszkody, jednakże ciągle jest ograniczone możliwościami technicznymi sąsiadujących operatorów oraz istnieniem w punkcie połączenia systemów odpowiednich urządzeń regulacyjnych i transmisyjnych.

## Pierwotny i wtórny rynek gazu

W obu regionach występuje brak koordynacji pomiędzy sąsiadującymi operatorami odnośnie mechanizmów alokacji i zdolności przesyłowych. Aukcje przepustowości są prowadzone sporadycznie (operator GRTgaz przeprowadza *Day ahead capacity auctions* tylko na trzech punktach), a w niektórych państwach są prawnie zabronione.

Zasada „używasz albo tracisz” (*use-it-or-lose-it*) związana z ograniczeniami kontraktowymi w przesyśle

2) Raport pt. *Compliance with Transparency Requirements of Gas Regulation 1775/2005 – An ERGEG Monitoring Report* dostępny jest na stronach internetowych [www.ergeg.org](http://www.ergeg.org).



i zasadami zarządzania ograniczeniami jest w praktyce rzadko stosowana. Przyjętym przez regulatorów priorytetem dla rynków regionalnych jest wypracowanie takich rozwiązań, aby „niewykorzystana przepustowość” była lokowana na rynku wtórnym, co powinno wykreować dodatkowy dostęp do sieci dla wszystkich użytkowników.

Pierwsze pozytywne sygnały płyną z rynku północnego/północno-zachodniego (*North/North-West*). Dzięki bardzo ścisłej współpracy regulatora francuskiego i belgijskiego z największymi operatorami systemowymi GRTgaz i Fluxys, na gazociągu „Taisnières/Qu-evy/Blairegnies”, będzie można wdrożyć najprawdopodobniej od grudnia br. procedurę alokacji mocy przesyłowych na rynku pierwotnym (*open season*). Będzie to pierwszy praktyczny przypadek wdrożenia tej metody w Europie.

### Nowe rozwiązania informatyczne – Tabela Ofert (*Bulletin board*), transakcje typu *Day-ahead*

Podczas spotkania Grupy Uczestników Rynku<sup>3)</sup> w Mediolanie ustalono, że operatorzy podejmą kroki w celu harmonizacji rozwiązań ułatwiających użytkownikom sieci (*shippers*) korzystanie z infrastruktury przesyłowej. Między innymi takim narzędziem jest platforma informatyczna „*Bulletin board*”, która nie jest typowym miejscem zawierania transakcji handlowych, ale na pewno pomocnym w ich przygotowaniu.

Zgodnie z ogólnie przyjętymi zasadami, aby zamieścić ofertę odsprzedaży wolnych zdolności przesyłowych na rynku wtórnym, należy posiadać prawo do zdolności przesyłowej (czyli posiadać z OSP umowę o świadczenie usługi przesyłania) oraz przesłać (najlepiej pocztą elektroniczną) swoją ofertę. Po pozytywnej weryfikacji oferta (*shippera*) zostaje opublikowana na stronie internetowej operatora w formacie „tabeli ofert”.

W związku z tym, że w regionie *South/South-East* najlepsze doświadczenia płyną z rynku austriackiego, gdzie dokonano kilku transakcji właśnie z pomocą „tabeli ofert”, za najlepszy do dalszych prac nad harmonizacją uznano format stosowany przez operatora TAG (*Trans-Austria Gasleitung*).

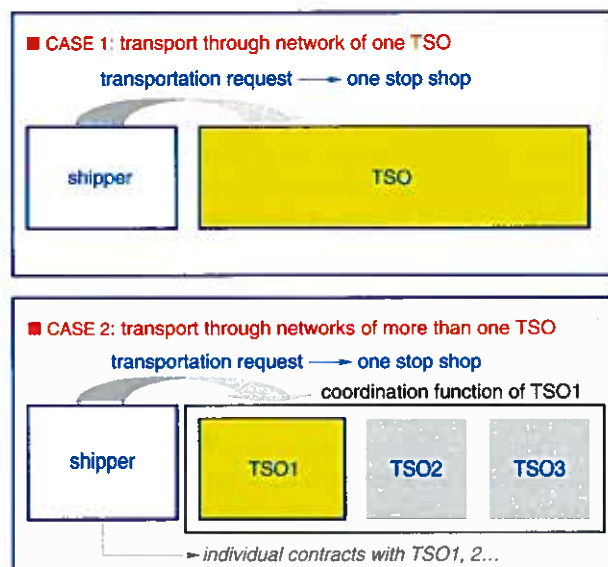
Ponadto europejski rynek gazu poszukuje nowych rozwiązań dla upłynnienia przepływów paliwa gazowego. Pilotażowy projekt stworzenia bieżącego rynku dnia następnego (*day-ahead*), na którym istnieje możliwość zawierania fizycznych transakcji sprzedaży gazu ziemnego na poszczególne godziny następnej doby, jest kolejną propozycją regionalnej inicjatywy gazowej *North/North West*.

Platforma informatyczna, na której miałyby odbywać się aukcje gazu, oparta byłaby na połączonych wer-

sjach internetowego portalu APX Group (największego w Europie operatora giełdowego energii elektrycznej i gazu) oraz niemieckiej internetowej platformy rynku wtórnego „*Trac-x*” (*Transport Capacity Exchange*), na której obecnie zarejestrowanych jest ośmiu operatorów z Niemiec, Francji i Danii. Aktualnie trudno ocenić, na ile ten projekt odniesie sukces z uwagi na wiele problemów natury prawnej, m.in. funkcjonującą w Niemczech formułę pułapu cenowego (*price cap*).

### System „one stop shop”, regionalny system „wejścia-wyjścia”, węzły obrotu gazem (*hubs*)<sup>4)</sup>

Koncepcja stworzenia regionalnego systemu zarządzania systemami przesyłowymi (*regional gas grid management*) ma na celu ujednoczenie procedur związanych z dostępem do wszystkich sieci przesyłowych w regionie (po to, aby go ułatwić), szczególnie w przypadku przesyłania paliwa gazowego na duże odległości przez kilka systemów gazowniczych. Rysunek 1 ilustruje taką sytuację.



Rysunek 1. Schemat funkcjonowania systemu „one-stop-shop” (Źródło: E-Control)

System „*one-stop-shop*” posiada wiele zalet. Pierwszą jest to, że chcąc przesłać paliwo gazowe potencjalny *shipper* nie jest zmuszony do uzgadniania i podpisywania umów przesyłowych z każdym z operatorów – tylko z jednym. System narzuca na operatorów obowiązek współdziałania, wymiany niezbędnych technicznych informacji w celu wykonania usługi przesyłowej oraz ustalania wspólnych planów inwestycyjnych, aby realizacja usługi przesyłowej odbywała się w sposób płynny.

4) Więcej informacji na temat tych zagadnień w prezentacji dostępnej na stronie internetowej ERGEG: [www.ergreg.org/portal/page/portal/ERGEG\\_HOME/ERGEG\\_RI/Gas\\_Regional\\_Initiative/South\\_South\\_East/Meetings](http://www.ergreg.org/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_RI/Gas_Regional_Initiative/South_South_East/Meetings).

3) Działającej w ramach struktur inicjatywy regionalne dla rynku *South/South-East*.

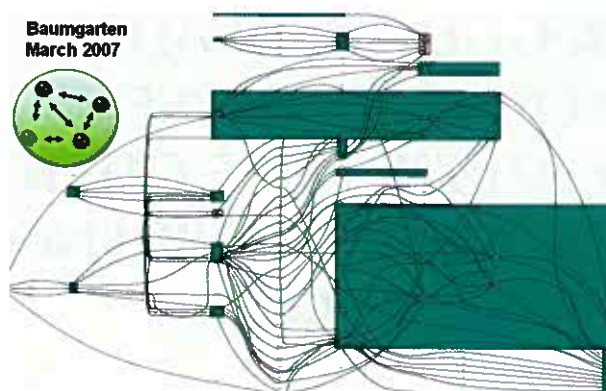
Zdaniem operatorów, system regionalnego zarządzania sieciami przesyłowymi powinien uzyskać status ponad-regionalny i opierać się o już wypracowane metody stowarzyszenia *Gas Transmission Europe (GTE)*. Jednakże w pierwszej fazie tego procesu można uruchomić wspólny dla operatorów portal internetowy, w którym umieszczane byłyby odpowiednie informacje dotyczące zdolności przesyłowych na poszczególnych gazociągach.

Z tym systemem ściśle powiązana jest koncepcja wdrożenia regionalnego systemu „wejścia-wyjścia” (*entry-exit*), który powinien m.in. obniżyć koszty zawieranych transakcji między *shipperem* a operatorami. Jednakże realizacja tego modelu wymaga uzgodnień nie tylko między operatorami, ale również rozwiązań prawnych wynikających z obowiązujących kontraktów na dostawy surowca.

Ostatnią propozycją regulatorów jest używanie węzłów obrotu gazem (*hubs*)<sup>5</sup> jako regionalnych punktów bilansujących. *Hub* to miejsce, gdzie na niewielkiej przestrzeni zgromadzonych jest kilka (kilkanaście) wejść/wyjść gazociągów oraz magazyny dostępne dla wszystkich klientów, pozwalające na stworzenie rynku, na którym przeprowadzone są fizyczne transakcje gazem ziemnym. W praktyce *hub* umożliwia oderwanie kontraktowych przepływów gazu od jego fizycznego ruchu w sieci, co powoduje, że transakcje jego sprzedaży można realizować w wielu lokalizacjach w obrębie sieci. Jako punkt bilansujący *hub* pozwalałby *shipperom* na zawieranie krótkoterminowych umów w celu zbilansowania chwilowych dysproporcji w swoim handlowym *portfolio*.

5) Usługi świadczone w hubie obejmują szereg zachowań znanych do tej pory szerzej na rynkach giełdowych. Oto kilka przykładów:

- *Loaning* – krótkoterminowa „pożyczka” gazu dla jednego dostawcy, zwracana „w naturze” w ciągu kilku dni;
- *Parking* – krótkoterminowa transakcja polegająca na zmagazynowaniu gazu niesprzedanego w danym dniu przez dostawcę;
- *Peaking* – krótkoterminowa sprzedaż gazu (dzień, godziny) konieczna dla sprostania nieprzewidzianego przez odbiorcę zapotrzebowania w szczycie;
- *Title transfer* – rejestracja zmian własności określonych partii gazu przez operatora *hubu*. Zmiany mogą nastąpić wielokrotnie bez fizycznego opuszczenia *hubu*;
- *Wheeling* – transport gazu w obrębie *hubu* z jednego gazociągu do drugiego.



Rysunek 2. Obrót gazem na hubie CEGH w Baumgarten w dniu 28 marca br. (Źródło: Central European Gas Hub GmbH)

Graficzną ilustrację obrotu gazem na hubie w Baumgarten przedstawia rysunek 2.

W ocenie operatorów, przedstawionej podczas II spotkania Grupy Wdrożeniowej (*Implementation Group for GRI South/South-East*), które odbyło się 5 lipca w Krakowie, propozycja regulatorów, aby *huby* spełniały faktycznie rolę regionalnych punktów bilansujących, jest możliwa, jeśli zostanie spełnionych szereg warunków, m.in. nastąpi pełny dostęp do infrastruktury magazynowej, zostaną sprecyzowane warunki handlu zdolnościami przesyłowymi na rynku pierwotnym oraz wtórnym, a także zostanie zharmonizowany system standaryzacji umów przesyłowych.



Autor jest pracownikiem Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

# REGUŁY PROWADZENIA WALKI KONKURENCYJNEJ O POZYSKANIE I UTRZYMANIE ODBIORCÓW W ŚWIETLE REGULACJI WSPÓLNOTOWYCH Z ZAKRESU ENERGETYKI

dr Piotr Staręga

Noty interpretacyjne, wytyczne dobrych praktyk oraz implementowane zapisy Dyrektywy gazowej<sup>1)</sup> i Dyrektywy elektroenergetycznej<sup>2)</sup> dotyczą wielu zagadnień, z którymi przedsiębiorstwo energetyczne musi się zmierzyć w codziennej praktyce. Na szczególne uwzględnienie zasługują problemy związane z prezentowaniem oferty cenowej, zachowaniem personelu operatora sieci dystrybucyjnej wobec klientów oraz szczegółowego zakresu uprawnień, które przysługują aktywnym odbiorcom. Problemy, którym musi stawić czoła konkurencyjne przedsiębiorstwo, zajmujące się obrotem energią elektryczną lub gazem ziemnym na zliberalizowanym rynku energii, nie ograniczają się więc do konieczności przygotowania oferty cenowej i jej umiejętnego zaprezentowania docelowej grupie odbiorców. Ze względu na wysoki stopień komplikacji zasad funkcjonowania rynku, zakresem obowiązujących regulacji prawnych, not interpretacyjnych oraz wytycznych dobrych praktyk zostały objęte nie tylko zasady prowadzenia walki konkurencyjnej o pozyskanie odbiorców energii, ale także – reguły obowiązujące w zakresie ich obsługi.

W tej sytuacji zadaniem organu regulacji jest nie tylko ingerowanie w relacje pomiędzy odbiorcami a przedsiębiorstwem związane z procesem ich bieżącej obsługi, ale również – sprawowanie nadzoru nad całością procedur, jakie stosowane są przez pracowników pionowo zintegrowanego przedsiębiorstwa energetycznego. Poza tym organy regulacji muszą ingerować w działania uczestników rynku zmierzające do pobudzenia ich aktywności.

W celu usystematyzowania zagadnień, poruszonych w tym artykule, omawia on cztery zasadnicze tematy związane z: prezentowaniem oferty (ze szczegó-

nym uwzględnieniem informacji na temat cen), procesem zmiany sprzedawcy, zakresem uprawnień przysługujących pozyskanym odbiorcom i procedur, które powinny zostać wdrożone w celu zaoferowania im sprawnej obsługi oraz działań natury regulacyjnej zmierzających do zapewnienia ochrony ich istotnych interesów ekonomicznych.

## Prezentowanie oferty

Odbiorca musi być świadom korzyści<sup>3)</sup>, jakie płyną z analizowania alternatywnych możliwości nabycia gazu ziemnego czy też energii elektrycznej. W toku poszukiwania atrakcyjnej oferty – działając zgodnie z zasadą racjonalności – konsument będzie kierował się dążeniem do zminimalizowania kosztów zakupu przy zachowaniu satysfakcjonującego poziomu jakości dostaw i obsługi handlowej. Warunkiem takiego zachowania (a więc również – efektywnego funkcjonowania rynku energii) jest zagwarantowanie uczestnikom obrotu dostępu do informacji. Tak więc działania, które prowadzone są przez krajowe organy regulacji, zmierzają do zapewnienia przejrzystości ofert, wystawianych rachunków i zawieranych kontraktów<sup>4)</sup> – determinuje to utrzymanie odpowiedniego poziomu aktywności odbiorców stymulowanych warunkami oferowanymi przez tych usługodawców, którzy zdołają skłonić ich do zmiany sprzedawcy.

3) Potencjalne oszczędności, jakie odbiorca może uzyskać dzięki odejściu od sprzedawcy z urzędu wynoszą maksymalnie 5% rocznych opłat za energię w większości badanych państw członkowskich (w przypadku Wielkiej Brytanii 10%). Źródło: *Obstacles to switching in the gas retail market Guidelines of Good Practice and Status*, Review E06-CSW-05-03, 18 April 2007, str. 16.

4) Zgodnie z art. 3(5) Dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej uchylającej Dyrektywę 98/30/WE „Państwa Członkowskie podejmują właściwe środki dla ochrony odbiorców końcowych (...). Państwa Członkowskie zapewniają wysoki poziom ochrony odbiorców, w szczególności w odniesieniu do przejrzystości warunków umów, informacji ogólnych i mechanizmów rozstrzygnięcia sporów”.

1) Dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca Dyrektywę 98/30/WE.

2) Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca Dyrektywę 98/30/WE.



W przypadku rynku energii elektrycznej oraz rynku gazu ziemnego, podatnych na dobowe i sezonowe popyty<sup>5)</sup>, przejrzystość cen<sup>6)</sup> ma znaczenie ze względu na możliwość śledzenia przez uczestników obrotu trendów oraz dokonywania porównań, które umożliwiają podejmowanie racjonalnych decyzji zakupowych<sup>7)</sup>. Właśnie dlatego informacja na temat wysokości i struktury opłat za energię powinna być łatwo dostępna. Jej brak uniemożliwia rozwój konkurencji pomiędzy sprzedawcami, ułatwiając im zawyżanie cen oraz wykorzystanie innych atutów, które wynikają z zajmowania pozycji dominującej.

W celu dokonania zmiany sprzedawcy, odbiorcy powinni nie tylko biernie oczekiwać na informacje dotyczące szczegółów konkurencyjnej oferty na sprzedaż energii, ale również – posiadać dostęp do listy wszystkich sprzedawców. Jest ona niezbędna w celu pozyskania informacji na temat szerokości podaży strony rynku. Dlatego też do obowiązków krajowego organu regulacji albo innego, właściwego w tej materii podmiotu, należy przygotowanie i udostępnienie listy konkurujących sprzedawców. Także OSD powinien zostać

5) W przypadku rynku, który charakteryzuje się przewagą podaży energii elektrycznej, generowanej z użyciem elektrowni wodnych, możemy mieć do czynienia ze spadkiem jej podaży w miarę wyczerpywania się zapasów wody zgromadzonych w opróżnianych zbiornikach retencyjnych, które zapojują elektrownie.

6) Słowo „przejrzyste” oznacza, że coś jest jasno widoczne i może być łatwo wyróżnione w celu poddania dalszej obserwacji. W przypadku informacji pojęcie to oznacza, że są one łatwe do przyswojenia dzięki zaprezentowaniu ich w sposób jasny i wyróżniający się, a więc w formie łatwo zrozumiałej.

Przejrzystość informacji może być zapewniona tylko w warunkach przestrzegania reguł otwartości, uczciwości i odpowiedzialności w trakcie wykonywania umów publicznych i prywatnych.

Por.: *Transparency of Prices, Best Practice Proposition*.

7) Jakość generowanych przez rynek sygnałów cenowych jest niezwykle istotnym determinantem rozwoju konkurencji i ma wpływ na poziom cen energii oraz zakres stosowania taryf regulowanych. Jakkolwiek prawidłowo określony zakres usług użyteczności publicznej musi obejmować – stosowaną w rozsądnym zakresie – taryfikację, to jednak w chwili obecnej regulacja cen dla odbiorców końcowych w dalszym ciągu ogranicza rozwój konkurencji. Wywiera także negatywny wpływ na, niezbędne dla prawidłowego funkcjonowania rynku, sygnały cenowe.

Należy pamiętać, że stopa zysku, jaka jest realizowana przez przedsiębiorstwa, pozostaje niska tylko wtedy, gdy konsumenci wywierają na nie presję popytową. To właśnie aktywność odbiorców końcowych na rynku energii determinuje tempo odchodzenia od regulacji cen detalicznych.

Prawidłowo stosowana regulacja cen może być jednak niezbędna w celu zapewnienia ochrony interesów odbiorcy w pewnych specyficznych okolicznościach, na przykład w czasie transformacji skutkującej stopniowym wprowadzeniem efektywnej konkurencji. Taryfikacja musi jednak zostać ograniczona tak, aby nie przeszkadzać w procesie otwierania rynku, nie powodować dyskryminacji uderzającej w niezależnych sprzedawców energii działających w krajach UE, oraz nie zakłócać rozwoju konkurencji a w konsekwencji – nie ograniczać rozwoju rynku wtórnego.

zobligowany do dostarczania wszystkim odbiorcom takiego zestawienia (włącznie z obowiązkiem jego udostępnienia na swojej stronie internetowej wraz z kalkulatorem taryfowym).

Ceny powinny być podawane w materiałach promocyjnych oraz publikowane z zastosowaniem wszystkich dostępnych środków. Należy nie tylko popierać zastosowanie internetu do tego celu, ale również promować wykorzystanie tradycyjnych kanałów przepływu informacji ze względu na ograniczoną dostępność tego medium.

Przepisy, wydane przez władze danego państwa członkowskiego, powinny zagwarantować odbiorcom możliwość łatwego porównywania wysokości i struktury obowiązujących stawek. W tym celu należy im zapewnić dostęp do internetowego kalkulatora taryfowego, który automatyzuje proces porównywania i bieżącej aktualizacji opłat stosowanych przez konkurujące ze sobą firmy. Podstawowym warunkiem jego prawidłowego funkcjonowania jest jednak objęcie zakresem prezentowanych informacji danych dotyczących wszystkich sprzedawców oraz zapewnienie bieżącej aktualizacji przetwarzanych cen.

W przypadku braku jednego źródła, prezentującego pełny zakres danych, trzeba poszukiwać innych sposobów ich pozyskania. Nie można jednak oczekiwać, że drobny odbiorca energii będzie skłonny do podejmowania wysiłków zmierzających do samodzielnego zestawienia i porównania warunków płatności za energię. W przypadku bowiem gospodarstw domowych ewentualne oszczędności, wynikające ze zmiany sprzedawcy, nie byłyby dla nich wystarczającą motywacją do wykonania tak czasochłonnych czynności.

W celu ułatwienia porównywania konkurencyjnych ofert sprzedaży, organ regulacji, przy wsparciu innych władz, powinien przeprowadzić pogłębioną analizę funkcjonowania rynków, której zakres obejmuje również harmonizację danych. Niezbędne jest więc ujednoczenie zasad prowadzenia statystyki, co umożliwi porównywanie bieżącej sytuacji i trendów panujących na różnych rynkach. W celu zapewnienia kompatybilności informacji o cenach potrzebne jest również zharmonizowanie – ustanowionych na poziomie krajowym – reguł prawnych, które określają sposób, w jaki informacja o cenach podawana jest potencjalnym klientom w reklamach i drukach promocyjnych. Praktyka podobnego sposobu prezentacji cen, zawartych w tych materiałach, pozwala bowiem odbiorcom na dokonywanie analiz i wyciągnięcie prawidłowych wniosków.

W praktyce porównywalność cen jest jednak zapewniona nie tylko dzięki wysiłkom regulatora, organów ochrony konkurencji i prawodawcy, ale także dzięki działaniom prowadzonym siłami organizacji konsumenckich, placówek akademickich, urzędów statystycznych i innych organizacji pozarządowych.

Zarówno sprzedawcy energii elektrycznej jak również operatorzy sieci są zobowiązani do podawania

swoich cen w podpisywanych kontraktach<sup>8)</sup> na dostawy energii. W przypadku bowiem braku ich czytelnej prezentacji odbiorca natrafia na istotne utrudnienia w procesie porównywania obowiązujących go cen (wynikających z kontraktu zawartego z dotychczasowym sprzedawcą) oraz opłat proponowanych przez konkurentów. Nie ma więc możliwości podejmowania racjonalnych decyzji w tym zakresie.

Odbiorca ma również prawo do przejrzystej prezentacji cen, wykazywanych przez zarówno sprzedawców energii elektrycznej, jak również operatorów sieci, na wystawianych odbiorcom rachunkach. W przypadku uchybień w tym zakresie nie istnieje bowiem możliwość zweryfikowania ich zgodności z warunkami zawartymi w podpisanym kontrakcie. Zapewnienie przejrzystości cen<sup>9)</sup> podawanych na rachunkach pozwala nie tylko na przekazanie informacji o obowiązującym systemie odpłatności, ale umożliwia również ich porównywanie z alternatywnymi stawkami, które aktualnie obowiązują na rynku. Zasady prezentowania cen na rachunkach powinny wynikać z ogólnych przepisów wydanych przez państwa członkowskie. Istotne jest również zapewnienie klarownej prezentacji pozostałych informacji, które są umieszczane na wystawianych fakturach<sup>10)</sup>.

Obowiązki w zakresie właściwej prezentacji cen nakładane są nie tylko na sprzedawcę, ale również na operatora sieci dystrybucyjnej, który w większości przypadków jest odpowiedzialny za proces fakturowania.

8) Stosowane są trzy zasadnicze metodologie ustalania cen określanych w myśl podpisywanych kontraktów:

- standardowa cena zmienna;

W tym przypadku cena zostaje powiązana z notowaniami rynku spotowego. Jej indeksacja oraz aktualizacja prowadzonych rozliczeń występuje z opóźnieniem ze względu na potrzebę poinformowania odbiorcy o zmianie obowiązujących stawek.

Ten rodzaj umowy jest najbardziej rozpowszechniony wśród gospodarstw domowych, z których 65% wykorzystuje taką formułę. Jest to standardowy kontrakt stosowany przez zasiedziających sprzedawców (ang. *default supplier*), którzy obsługują odbiorców preferujących bierne zachowanie na rynku energii.

- cena z narzutem (ang. *spot + mark-up*);

Kontrakty tego typu stosowane są w oparciu o ceny notowane na Nord Pool. W tym przypadku cena jest obliczana jako miesięczna średnia ważona powiększona o narzut (wahający się w zakresie od 0,001875 do 0,00375 za kWh)\*.

- ceny stałe;

Kontrakt zawierany jest na okres od 1-go do 3 lat. Realizacja umowy zostaje rozliczona w oparciu o taryfy zatwierdzone na okres roku lub miesiąca.

Por.: *EREG Report on Transparency of Energy Prices, Bills and Contracts*, Ref: E05-CFG-02-07, 30 September 2005.

- \* Źródło: jak wyżej str. 13.

9) *Propozycja Dobrych Praktyk w Zakresie Przejrzystości Cen* dotyczy zarówno stawek za zużyty energię, jak również opłat za użytkowanie infrastruktury.

Patrz: *Transparency of Prices, Best Practice Proposition*.

10) Pozostałe dwa są związane zarówno z obowiązkami wypełnianymi przez sprzedawcę, jak również operatora sieci dystrybucyjnej, który w większości przypadków jest odpowiedzialny za proces fakturowania.

Wspólne fakturowanie sprzedaży energii i wyświadczonych usług sieciowych jest istotnym ułatwieniem dla drobnego odbiorcy. Otrzymywanie bowiem dwóch odrębnych rachunków wystawionych przez operatora sieci dystrybucyjnej i sprzedawcę energii to duży kłopot dla osoby prowadzącej gospodarstwo domowe.

Istotnym elementem wspólnotowej polityki energetycznej jest kształtowanie świadomości ekologicznej odbiorców energii. Dlatego też Dyrektywa elektroenergetyczna wprowadziła z dniem 1 lipca 2004 r. obowiązek podawania w wystawionym rachunku za zużyty energię, albo w załączonych do niego materiałach promocyjnych, struktury źródeł, które zostały wykorzystane do wytworzenia energii zużytej w zeszłym roku przez danego odbiorcę wraz z informacją o wpływie stosowanych paliw na stan środowiska naturalnego.

Celem tych działań jest podniesienie świadomości ekologicznej odbiorców, którzy powinni wywierać presję popytową zmieniając sprzedawcę energii w celu skorzystania z usług tego wytwórcy, który oferuje energię elektryczną wytworzoną z wykorzystaniem „czystych” źródeł.

## Proces zmiany sprzedawcy

Podstawowym celem działań podejmowanych przez organy regulacji, które zmierzają do upowszechnienia procesu zmiany sprzedawcy energii<sup>11)</sup>, jest:

- zapewnienie odbiorcy końcowemu możliwości prawnych dokonywania zmiany sprzedawcy,
- promowanie aktywności odbiorców w tym zakresie,
- uproszczenie procesu zmiany w celu uczynienia go przyjaznym dla przeciętnego odbiorcy, który nie będzie akceptował żadnych utrudnień w tym zakresie,
- zastosowanie standardowej i taniej procedury,
- dokonywanie wszelkich czynności w relacji tylko z jednym podmiotem (najlepiej – nowym sprzedawcą),
- maksymalne skrócenie czasu niezbędnego do dokonania zmiany,
- całkowite wyeliminowanie opłat ponoszonych z tego tytułu przez odbiorcę,
- objęcie procesu zmiany nadzorem organu regulacji.

Proces zmiany sprzedawcy nie powinien pociągać za sobą konieczności ponoszenia przez przedsiębiorstwa energetyczne zbędnych kosztów. Wykluczone jest ich bezpośrednie przetrzucanie na małe niezależne spółki obrotu, ponieważ stanowiłoby to poważną barierę dostępu dla nowych uczestników rynku. Ich minimalizacji sprzyja wprowadzenie elektronicznej formy wy-

11) Proces zmiany sprzedawcy polega na podjęciu dobrowolnej decyzji o zmianie sprzedawcy czy też wolumenu energii pobieranej od jednego sprzedawcy. Dzięki temu możliwe jest również jednoczesne korzystanie z usług różnych spółek obrotu.



miany informacji, która powinna zostać oparta na standardowych procedurach zapewniających automatyczny, efektywny, szybki i bezawaryjny przepływ danych.

Proponuje się, aby to właśnie operator sieci dystrybucyjnej spełniał rolę hurtowni danych oraz zapewniał ich przetwarzanie (przemawia za tym między innymi prowadzenie obsługi inkasenckiej i szczytywanie liczników)<sup>12</sup>.

Obsługa urządzeń pomiarowo-kontrolnych powinna być prowadzona przez podmiot niezależny od sprzedawcy<sup>13</sup>. Koszty jego funkcjonowania nie mogą zostać ustalone na zbyt wysokim poziomie ze względu na stosunkowo niski poziom ryzyka takiej działalności. Poza tym operator urządzeń pomiarowo-kontrolnych – w celu podniesienia efektywności ekonomicznej prowadzonej działalności – może obsługiwać wszelkie liczniki zainstalowane na danej posesji (również wody).

Istotną przeszkodą, która ogranicza możliwość zmiany sprzedawcy, byłoby zainstalowanie na jego koszt nowych, bardziej zaawansowanych technologicznie liczników. W celu zapewnienia zwrotu kosztów instalacji nowych urządzeń pomiarowo-kontrolnych (nawet jeśli ich modernizacja wynika z decyzji krajowego organu regulacji) możliwe jest ich przerzucenie na odbiorców końcowych, ale tylko do wysokości przekraczającej roczną sumę oszczędności, która możliwa jest do uzyskania w wyniku dokonanej zmiany sprzedawcy. Generalnie jednak koszt amortyzacji urządzeń pomiarowo-kontrolnych powinien zostać przeniesiony na odbiorców w taryfach. A w celu zapewnienia jego zwrotu można zawrzeć z odbiorcą umowę na sprzedaż energii na czas określony. Nie może być ona jednak zawarta na zbyt długi okres.

Pod pojęciem obsługi urządzeń pomiarowo-kontrolnych, oprócz szczytowania liczników, należy rozumieć także przetwarzanie zebranych danych oraz określanie zużycia poszczególnych odbiorców końcowych. Obowiązkiem OSD jest sporządzanie statystyk zużycia. Odbiorca końcowy powinien mieć zapewniony dostęp do danych zgodnie ze złożonym zamówieniem albo natychmiastowy za pośrednictwem infolinii lub też

internetu. Jest to szczególnie istotne w przypadku liczników wyposażonych w funkcje automatycznego szczytowania danych. W przypadku funkcjonowania wielu operatorów, obsługa urządzeń pomiarowo-kontrolnych ma zapewnić centralizowanie zebranych informacji w celu umożliwienia ich udostępniania. Operator urządzeń pomiarowo-kontrolnych zobowiązany jest do zapewnienia ochrony informacji poufnych.

W krajach, w których nie ma operatora instalacji pomiarowo-kontrolnych, OSD powinien zapewnić wszystkim uprawnionym uczestnikom rynku bezpłatny dostęp do niezbędnych informacji. Procedury, konieczne do zapewnienia standaryzacji procesu ich wymiany, powinny zostać określone przez władze albo przyjęte do stosowania w drodze dobrowolnej umowy przedsiębiorstw energetycznych.

Ze względu na liczbę zaangażowanych firm konieczne jest zharmonizowanie terminologii stosowanej w toku zmiany sprzedawcy. W tym celu niezbędne jest określenie zakresu danych koniecznych do dokonania zmiany (takich jak: imię, nazwisko, numer identyfikacyjny każdego punktu pomiarowego).

Podpisywanie umów powinno odbywać się z zastosowaniem tradycyjnych formularzy papierowych. Ich treść powinna zostać również udostępniona w formie elektronicznej. Możliwe jest jednak dokonywanie zmian sprzedawcy z zastosowaniem internetu.

Prawo zabrania pobierania opłat przy zmianie sprzedawcy. Koszty tego procesu powinny zostać przeniesione na wszystkich użytkowników sieci za pomocą taryfy regulowanej. Nie ma również możliwości ograniczania liczby zmian dokonywanych w okresie roku. Jednak w przypadku nadmiernej liczby dokonanych zmian – zgodnie z notą interpretacyjną do Drugiej Dyrektywy<sup>14</sup> – koszt następnych powinien być jednak pokrywany przez odbiorcę.

## Prawa pozyskanego odbiorcy

Odbiorcy powinni być chronieni przed wprowadzającymi w błąd i niekorzystnymi metodami sprzedaży, na przykład uchybieniami w zakresie obiektywnej prezentacji oferty czy też mylącymi zapisami umów. Pozyskanie klienta i sprawne przeprowadzenie procedury zmiany sprzedawcy nie oddala jednak wszystkich niebezpieczeństw, na jakie narażony jest drobny uczestnik transformowanego rynku energii. W toku dalszej współpracy pojawiają się bowiem nie tylko problemy natury ogólnej (to znaczy dotyczące szerokich rzesz klientów), ale również uchybienia uderzające w pojedyncze osoby, które – z jakiś przyczyn – mogą się czuć pokrzywdzone i mają prawo do wszczynania sporów z przedsiębiorstwem energetycznym.

14) Patrz: Note of DG Energy & Transport on directives 2003/54/EC and 2003/55/EC on the internal market in electricity and natural gas, *Practical measures for distribution resulting from the opening up to competition*, 16.01.2004.

12) Podmiot, który chce skorzystać z przysługującego mu prawa do dokonania zmiany sprzedawcy, nie musi posiadać licznika wyposażonego w funkcję automatycznego rejestrowania zmian w zużyciu i przesyłania danych pomiarowych do operatora. Liczniki wyposażone w zaawansowane opcje technologiczne mogą być istotnym elementem zapewnienia lojalności odbiorców końcowych (zwłaszcza poprzez otwarcie przed nimi możliwości uczestnictwa w programach aktywnego zarządzania popytem). Stanowią one niezbędne uzupełnienie precyzyjnie dopasowanych taryf energetycznych, umożliwiając odbiorcom optymalizację profili poboru energii.

W celu określenia zmian w poborze energii elektrycznej można przyporządkować poszczególnym odbiorcom profile zużycia energii, które zostaną przyporządkowane danej kategorii odbiorców według kryterium wielkości zużycia albo odlinka sieci dystrybucyjnej, do której zostali przyłączeni.

13) Odbiorca nie może być obciążony żadnymi kosztami z tytułu zmiany operatora urządzeń pomiarowo-kontrolnych.



Odbiorcy energii powinni mieć zapewnioną ochronę, która jest realizowana zarówno poprzez stanowienie odpowiednich zapisów prawnych, jak również działania realizowane przez krajowy organ regulacji.

### Umowy

Do podstawowych uprawnień odbiorcy końcowego należy prawo<sup>15)</sup> do podpisania pisemnej umowy zarówno ze sprzedawcą energii, jak również z OSD. Zawarcie kontraktu ułatwia bowiem dochodzenie ewentualnych roszczeń. Zgodnie z *Propozycją Dobrych Praktyk w Zakresie Ochrony Odbiorcy*<sup>16)</sup> ma on prawo do zawarcia:

- umowy o przyłączenie,
- umowy o świadczenie usługi dystrybucyjnej,
- umowy sprzedaży gazu ziemnego lub energii elektrycznej.

Ponadto Dyrektywy 2003/55/WE oraz 2003/54/WE zapewniają gospodarstwom domowym oraz małym przedsiębiorstwom możliwość podpisania umowy kompleksowej.

Umowa zawarta z przedsiębiorstwem energetycznym określa<sup>17)</sup>: nazwę i adres sprzedawcy, zakres świadczonych usług lub – przedmiot sprzedaży. Kontrakt precyzuje gwarantowany poziom jakości oraz zasady dotyczące kompensaty i zwrotu kosztów, które stosowane są w przypadku, gdy nie zostały dotrzymane standardy zdefiniowane w umowie. Określa ona sposoby uzyskiwania aktualnych informacji na temat stosowanych taryf i opłat za obsługę (w tym ewentualnie konserwacje lub remonty). Umowy o świadczenie usługi dystrybucyjnej oraz umowy sprzedaży energii zawierane są na czas określony lub nieokreślony.

Warunki umów powinny być uczciwe i znane z góry. Muszą zostać podane przed jej zawarciem lub potwierdzeniem zawarcia umowy. W przypadku umowy zawieranej z udziałem pośredników, powyższe informacje są również dostarczane odbiorcy przed jej podpisaniem. Odbiorca jest uprawniony do otrzymywania aktualnej informacji na temat obowiązujących taryf, czasu trwania kontraktu, zasad jego odnawiania i zrywania, procedur w zakresie rozstrzygnięcia sporów.

Odbiorcy przyłączeni do systemu gazowniczego powinni zostać poinformowani o ich uprawnieniu do otrzymywania dostaw gazu ziemnego określonej jakości (określonej zgodnie z obowiązującym ustawodawstwem krajowym). Ceny powinny zaś zostać ustalone na rozsądnym poziomie. Odbiorca upraw-

niony jest także do otrzymywania aktualnej informacji na temat zasad rekompensowania niewłaściwej jakości świadczonych usług. Jest on często określony w umowie na sprzedaż energii. Natomiast w pozostałych przypadkach determinowany jest przepisami prawa.

Odbiorca ma prawo do korzystania z szerokiego zakresu wariantów realizowania płatności. Wszelkie różnice w warunkach uiszczania opłat powinny odzwierciedlać koszty ponoszone przez sprzedawcę z tytułu akceptowania różnych form płatności.

Przedsiębiorstwo energetyczne może dokonać zmiany warunków wynikających z zawartej wcześniej umowy, w trybie określonym w podpisanym dokumencie pod warunkiem jednak, że postanowienia nie zostaną zmienione w sposób istotny.

Szczególne znaczenie ma publikowanie informacji o zmianach cen, które mają miejsce w czasie obowiązywania podpisanej umowy na sprzedaż energii, w przypadku gdy kontrakt pozwala na dokonywanie ich zmian w czasie jego trwania. Ich czytelna prezentacja umożliwi odbiorcy śledzenie kierunku i tempa zmian.

Zgodnie z zaleceniami ERGEG-u<sup>18)</sup>, odbiorca powinien zostać poinformowany o zmianie cen z wyprzedzeniem wynikającym z podpisanego kontraktu. Załącznik A do Dyrektywy 2003/54/WE wymaga, aby informacje o podwyżce stawek podawane były nie później niż jeden okres fakturowania po jej wejściu w życie. Niezbędne działania podejmowane w celu informowania o zmianie cen (środki przekazu użyte do tego celu oraz stosowane procedury) a także harmonogram ich podawania do wiadomości publicznej powinny zostać ściśle określone.

Poza tym kontrakt może być zmieniony, jeśli wynika to z nowelizacji obowiązujących przepisów prawa albo decyzji władz, a przedsiębiorstwo nie mogło wcześniej uwzględnić nowych wymogów.

Zasady dokonywania zmiany postanowień kontraktowych i rozwiązania umowy muszą być jasno sformułowane, a odbiorca powinien być o nich szczegółowo poinformowany. Odbiorca energii ma prawo do otrzymania zawiadomienia o każdym zamiarze wprowadzenia zmian do umowy oraz otrzymania informacji o prawie do wycofania się z umowy po otrzymaniu zawiadomienia o proponowanej nowelizacji. Musi on mieć zagwarantowane prawo do zerwania kontaktu w przypadku braku akceptacji podwyżki lub innych warunków, podanych im do wiadomości przez świadczącego usługi energetyczne.

Zawarta umowa powinna określać czas jej obowiązywania, warunki odnowienia i wygaśnięcia świadczeń usługowych i kontraktu oraz istnienie jakiegokolwiek prawa jej rozwiązania. Nie jest dopuszczalne umieszczenie klauzuli kontraktowej wykluczającej zmianę

15) Patrz: Załącznik A do Dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej Dyrektywę 98/30/WE.

16) *Customer Protection, Best Practice Proposition*.

17) Por.: jak wyżej.

18) Patrz: *Transparency of Prices, Best Practice Proposition*.

sprzedawcy. Możliwe jest natomiast wprowadzenie rozsądnych opłat z tytułu zerwania kontraktu przez odbiorcę przy zachowaniu racjonalnie określonego okresu wypowiedzenia.

### Dostawy energii

Odbiorca ma prawo do podpisania umowy o przyłączenie, która określa termin wykonania tej instalacji.

ERGEG zaleca<sup>19)</sup> uprawnienie odbiorcy do uzyskania gwarancji szybkiego przyłączenia do sieci energetycznej<sup>20)</sup>, unowocześniania instalacji oraz rozpoczęcia dostaw w rozsądnym terminie.

Czas, w którym dokonywane jest przyłączenie oraz termin rozpoczęcia poboru stanowi istotny wskaźnik jakości świadczonych usług sieciowych. Okres ten powinien zostać określony przepisami prawa lub określony przez krajowy organ regulacji. Odbiorca powinien natomiast zostać poinformowany o obowiązujących standardach w tym zakresie. Odbiorca ma prawo do uzyskania rekompensaty za okres opóźnienia, jeśli wyżej określone terminy zostały naruszone.

Obowiązkiem krajowego organu regulacji jest zapewnienie, że opłaty za przyłączenie oraz inne usługi sieciowe spełniają kryteria równoprawnego traktowania, odzwierciedlają koszty (co znaczy, że ustanowione zostały na uzasadnionym poziomie) oraz są przejrzyste<sup>21)</sup>.

Odbiorcy przyłączeni do systemu dystrybucyjnego, powinni zostać poinformowani o przysługujących im gwarancjach w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, na które składa się zapewnienie ciągłości dostaw energii o określonej jakości, w warunkach cenowej dostępności, realizowanych zgodnie z ustawodawstwem krajowym.

Również sprzedawcy przysługuje prawo do zerwania umowy o świadczenie usług sieciowych, umowy na sprzedaż energii lub umowy kompleksowej i wstrzymania jej dostaw w przypadku, gdy odbiorca naruszył w sposób rażący swoje obowiązki i nie zaprzestał tego procederu (na przykład kradzieży energii albo unikania płatności) pomimo wezwania dostarczonego mu przez przedsiębiorstwo energetyczne. Spoczywa na nim obowiązek wysłania pisemnego zawiadomienia o anulowaniu kontraktu, w którym powinny zostać ściśle określone przyczyny oraz data upły-

wu terminu obowiązywania umowy. Jednak nawet po jego dostarczeniu na dotychczasowym sprzedawcy spoczywa obowiązek kontynuowania dostaw przez określony czas.

W przypadku wycofania się sprzedawcy z rynku powinny zostać zastosowane procedury, które mają na celu zabezpieczenie ciągłości dostaw energii do odbiorcy końcowego. W takiej sytuacji spoczywające na nim zobowiązania przejmuje dostawca awaryjny<sup>22)</sup>, którego obowiązki powinny zostać szczegółowo zdefiniowane. Na państwach członkowskich spoczywa obowiązek zagwarantowania efektywnych, przejrzystych i neutralnych<sup>23)</sup> mechanizmów właściwej obsługi odbiorców biernych.

## Działania regulacyjne

### Ochrona odbiorcy

W warunkach monopolu naturalnego infrastruktury i wynikających z niego szeregu ograniczeń natury czysto technicznej, które stoją na przeszkodzie rozwoju energetyki sieciowej, konieczne jest zapewnienie szerokiego zakresu nadzoru sprawowanego przez organy regulacji<sup>24)</sup>. Powinien on ingerować nie tylko w zasady dotyczące *unbundlingu*, zmierzające do zapewnienia przestrzegania praw przysługujących masowemu odbiorcy energii, ale stać również na straży interesów po-

22) Należy rozróżnić dwie kategorie dostawców „awaryjnych”. Ze względu na łatwość wykorzystania baz danych zintegrowanego przedsiębiorstwa zasiedziałego (które zostały przygotowane jeszcze przed rozpoczęciem procesu liberalizacji) do obsługi szerokich rzesz odbiorców biernych zadania w tym zakresie może pełnić wydzielona z jego struktur spółka obrotu (ang. *default supplier*). Przedsiębiorstwo zostaje wybrane przez władze danego państwa członkowskiego w drodze konkursu ofert, które musi wykluczyć ryzyko wzmocnienia jego pozycji dominującej.

W przypadku natomiast powierzenia tych zadań innej firmie, która powinna zostać wybrana w drodze przetargu, stosowany jest termin „*supplier of last resort*”.

23) Neutralność jest pojęciem ekonomicznym, które oznacza brak wpływu na decyzje podmiotów działających na wolnym rynku. Mechanizm funkcjonowania dostawcy z urzędu nie powinien mieć negatywnego wpływu na podnoszenie poziomu konkurencji.

24) Zgodnie z art. 23(1) h Dyrektywy 2003/54/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej Dyrektywę 98/30/WE, do zadań krajowego organu regulacji należy także monitorowanie poziomu przejrzystości i konkurencji. Natomiast art. 28(1) stanowi, że „Komisja monitoruje, dokonuje przeglądu stosowania niniejszej dyrektywy oraz przedkłada Parlamentowi Europejskiemu i Radzie przed końcem pierwszego roku po wejściu w życie niniejszej dyrektywy całościowe sprawozdanie o postępach, kolejne sprawozdania są składane raz w roku. Sprawozdanie takie obejmuje w szczególności: (...) zebrane doświadczenia i postępy poczynione na drodze do utworzenia pełnego i w pełni działającego rynku wewnętrznego energii elektrycznej, przeszkody utrudniające realizację tego celu, włączając w to kwestie dominacji, koncentracji rynkowej, zachowań grabieżczych i antykonkurencyjnych oraz ich wpływu na zakłócenia w działaniu rynku.”.

19) Patrz: *Customer Protection, Best Practice Proposition*.

20) Wykonanie przyłącza może zostać uzależnione od uzyskania pozwolenia na budowę.

21) Zgodnie z postanowieniami art. 23(2) Dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej Dyrektywę 98/30/WE, „Organy regulacyjne są odpowiedzialne za ustalanie lub zatwierdzanie, przed ich wejściem w życie, przynajmniej metod stosowanych do wyliczania lub ustanawiania warunków dla (...) przyłączenia i dostępu do sieci krajowych, łącznie z taryfami za przesyłanie i dystrybucję. Te taryfy lub metody umożliwiają prowadzenie inwestycji w sieci w sposób zapewniający możliwość działania sieci;”.



szczególnych osób w toku rozpatrywania wnoszonych przez nie skarg.

Obowiązkiem państw członkowskich jest powołanie organu regulacji, do którego zadań należy m.in. przyjmowanie i rozpatrywanie skarg złożonych przez konsumentów. Państwa członkowskie zobowiązane są do zapewnienia odbiorcom możliwości skorzystania z przejrzystych, prostych i nieuciążliwych procedur ich rozpatrywania. Rozstrzyganie skarg powinno być dokonywane w rozsądnym okresie czasu z zachowaniem przez organ należytej staranności (zmierzającej również do dotrzymania ustalonych przez prawo terminów).

Odbiorca powinien mieć możliwość skorzystania z procedur, które nie powodują konieczności uiszczenia opłat<sup>25)</sup> oraz umożliwiają uzyskanie, w uzasadnionych przypadkach, zwrotu kosztów lub prawa do rekompensaty<sup>26)</sup>. W toku rozstrzygania sporu konsument powinien zostać szczegółowo poinformowany o przysługujących mu prawach oraz obowiązujących procedurach, które stosowane są w trakcie postępowania zmierzającego do rozpatrzenia skargi.

Szczegółowo określone obowiązki proceduralne w postępowaniu zmierzającym do rozstrzygnięcia sporu powinny zostać nałożone również na sprzedawcę oraz OSD. Zalecane jest przygotowanie przez przedsiębiorstwa energetyczne kodeksu postępowania w tym zakresie.

W celu podkreślenia roli, jaką sprzedawcy energii oraz operatorzy sieci dystrybucyjnych odgrywają w procesie promowania i popierania właściwych praktyk, prowadzących do zapewnienia przejrzystości cen prezentowanych w materiałach promocyjnych i podpisywanych kontraktach oraz wystawianych rachunkach, przygotowane przez ERGEG *Propozycje dobrych praktyk w zakresie przejrzystości cen*<sup>27)</sup> rekomendują dostawcom usług przygotowanie kodeksu postępowania w zakresie promowania oraz prezentacji cen energii i opłat za użytkowanie sieci nakładanych na odbiorców końcowych.

Przygotowany Kodeks powinien zostać nie tylko ograniczony do zagadnień z zakresu przejrzystości podawanych cen, ale także odnosić się do innych problemów związanych z ochroną interesów detalicznych odbiorców energii. ERGEG zaleca ustanowienie przez operatorów specjalnych zasad postępowania w obu, wyżej wymienionych, kwestiach.

### Program zgodności

Druga Dyrektywa stanowi, że operator systemu dystrybucyjnego jest zobowiązany do ustanowienia

25) Patrz: *Customer Protection, Best Practice Proposition*.

26) Patrz: Załącznik A do Dyrektywy 2003/54/WE dotyczącej wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej i uchylającej Dyrektywę 98/30/WE.

27) Patrz: *Transparency of Prices, Best Practice Proposition*.

programu zapewnienia zgodności działań operatora z zasadami ochrony konkurencji<sup>28)</sup> (ang. *the compliance program*). Dokument powinien określić zasady postępowania stosowane przez personel i kierownictwo operatora sieci, które mają na celu wykluczenie przypadków dyskryminowania niezależnych sprzedawców energii zmuszonych do korzystania z usług tego samego operatora.

Zapewnienie ochrony informacji poufnych jest jednym z podstawowych celów opracowania Programu zgodności, który szczegółowo określi, jakie rodzaje informacji powinny być uważane za poufne oraz w jaki sposób powinna zostać zapewniona ich ochrona. Powinien także przywoływać kary, określone przepisami prawa obowiązującego w danym państwie członkowskim, nakładane w przypadku braku zapewnienia właściwego poziomu stosowanych zabezpieczeń<sup>29)</sup>.

W celu zapewnienia ochrony informacji poufnych te przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo, które nie posiadają wyodrębnionych baz danych, muszą określić procedury obowiązujące w zakresie zarządzania danymi. Jakkolwiek nie proponuje się utworzenia oddzielnych baz danych<sup>30)</sup>, to jednak zakres dostępu do informacji powinien zostać prawidłowo zdefiniowany i ograniczony zgodnie z zasadą ochrony informacji poufnych. Zasady bezpieczeństwa wykluczają na przykład udzielenie pracownikom spółek obrotowych nieograniczonego dostępu do baz danych zawierających informacje, które mogą pozwolić im na uzyskanie przewagi konkurencyjnej (takich jak na przykład informacje o potencjale ekonomicznych użytkowników sieci). Personel poza operatorski nie może mieć dostępu do systemu informatycznego w części przetwarzającej informacje poufne.

Dla niezależnej spółki obrotu ważne jest dokonanie optymalnej selekcji docelowej grupy klientów, którzy powinni charakteryzować się zdolnością do terminowego regulowania zobowiązań z tytułu pobranej

28) Zgodnie z art. 10(2) d Dyrektywy 2003/54/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej Dyrektywę 98/30/WE, „operator systemu przesyłowego opracowuje program zgodności, określający środki podjęte dla zapewnienia eliminacji zachowań dyskryminacyjnych, a także zapewnienia odpowiedniego monitoringu przestrzegania tego programu. Program określa szczególne obowiązki pracowników dla osiągnięcia tego celu. Roczne sprawozdanie, określające podjęte środki, jest przedkładane, przez osobę lub jednostkę odpowiedzialną za kontrolę zgodności z programem, organowi regulacyjnemu określönemu w art. 23 ust. 1 oraz jest publikowane.”

29) Art. 23(9) Dyrektywy 2003/54/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej Dyrektywę 98/30/WE oblige władze państw członkowskich do zdecydowanego reagowania w przypadku zaniedbania zasad ochrony informacji poufnych określonych w dyrektywie.

30) Przeciwnie rozwiązanie zostało przyjęte w przypadku magazynów gazu.

Patrz: *Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators (GGPSSO)*.



energii. W tym celu sprzedawcy niezbędna jest wiedza na temat wypłacalności odbiorców. A ponieważ najpełniejsze informacje na ten temat posiadają operatorzy sieci dystrybucyjnej, podczas gdy nowi uczestnicy obrotu muszą je dopiero pozyskać, OSD powinni zabezpieczyć zgromadzone dane przed dostępem powiązanych z nimi spółek obrotu, działających na wolnym rynku, dla których wejście w ich posiadanie byłoby źródłem nieuzasadnionej przewagi konkurencyjnej.

Drugim obowiązkiem operatora sieci jest udostępnianie jej użytkownikom informacji na temat technicznych szczegółów funkcjonowania infrastruktury oraz szerokie i nie dyskryminacyjne publikowanie ogólnodostępnych informacji na temat własnej działalności.

Krajowe organy regulacji powinny zostać wyposażone w kompetencje pozwalające im na skierowanie do odpowiednich przedsiębiorstw żądania przedstawienia dowodów na ustanowienie skutecznych ograniczeń w przepływie informacji związanych z funkcjonowaniem rynku energii elektrycznej<sup>31)</sup>.

Pozostałe reguły zawarte w Programie zgodności dotyczą sposobu zachowania personelu operatora wobec odbiorców końcowych. Pracownicy spółki sieciowej powinni zachowywać się w sposób dowodzący, że reprezentują wyłącznie interesy operatora sieci i nie są w żaden sposób powiązani z żadnym podmiotem prowadzącym działalność w zakresie obrotu (który konkuruje o odbiorców podłączonych do tej sieci). Pracownicy nie mają prawa rekomendować żadnej spółki obrotu; wolno im jedynie wskazywać zainteresowanym odbiorcom ogólnie dostępne źródła informacji na ich temat. Celem Programu jest zapewnienie traktowania odbiorców przez personel w sposób wykluczających zachowania dyskryminacyjne w stosunku do niezależnych spółek obrotu oraz zapewnienie pełnego monitoringu ich zachowania. Program powinien więc zawierać szczegółową listę obowiązków pracowniczych, których wykonanie ma na celu spełnienie tego kryterium.

Przygotowany Program zgodności nie może być odłożony *ad acta*. Musi być aktywnie promowany wśród pracowników spółki operatorskiej poprzez:

- aktywne, systematyczne i widoczne poparcie zarządu dla jego realizacji (a w szczególności poprzez oświadczenie zarządu, skierowane do personelu, w sprawie poparcia dla realizacji Programu),
- pisemne zobowiązanie każdego pracownika do przystąpienia do jego realizacji,
- stanowcze oświadczenie, że złamanie przez personel zasad Programu pociągnie za sobą konsekwencje dyscyplinarne,
- szkolenia w zakresie realizacji Programu zgodności.

31) Patrz: *ERGEG Guidelines for Good Practice on Information Management and Transparency in Energy Markets (GGPIMT)*.

Ocena stanu wdrażania Programu musi być prowadzona w sposób konsekwentny i przejrzysty, który nie pozostawia pracownikom wątpliwości, że ich stosowanie się do jego zasad jest ciągle obserwowane i oceniane. Celem prowadzonego monitoringu wdrażania zasad, zdefiniowanych w tym dokumencie, jest nie tylko zapewnienie, że są one wdrażane zgodnie z założeniami, ale także zidentyfikowanie obszarów zwiększonego ryzyka związanego z tym procesem.

Osoba lub gremium, odpowiedzialne za monitorowanie programu zgodności, przygotowuje coroczny raport na temat postępów w realizacji Programu zgodności, który dotyczy działań podejmowanych w celu jego wdrażania. Przygotowany dokument powinien zostać zaakceptowany przez zarząd przedsiębiorstwa, przedstawiony organowi regulacji i opublikowany.

### Pozostałe wymogi unbundlingu

Oprócz wymienionych, w trakcie omawiania Programu zgodności problemów związanych z wdrożeniem wymogów obowiązujących w zakresie *unbundlingu*, warto zwrócić uwagę na pozostałe aspekty tego zagadnienia związane z procesem pozyskiwania i obsługi odbiorców końcowych.

Nota interpretacyjna do Dyrektywy 2003/54/WE<sup>32)</sup> zaleca państwom członkowskim wprowadzenie nakazu prowadzenia działalności operatorskiej pod inną marką. Ma to na celu wyeliminowanie możliwości wykorzystania znaku handlowego zasiedziałego operatora sieci do promowania powiązanego z nim przedsiębiorstwa obrotu. Dlatego też rekomendowane jest nadanie mu odrębnej nazwy. Miało by to również pozytywny wpływ na kształtowanie mentalności pracowników spółki operatorskiej.

Z tego samego powodu państwo członkowskie może zalecić usunięcie ze strony internetowej sprzedawcy odniesienia do portalu operatora sieci.

Trzecim zaleceniem jest przeniesienie – w przypadkach ekonomicznie uzasadnionych – siedziby spółki obrotu do odrębnego budynku. Wpłynęłoby to pozytywnie na kształtowanie niedyskryminacyjnych zachowań personelu, utrudniało przepływ informacji i utrwalało w świadomości odbiorców przekonanie o odrębności i niezależności sprzedawcy.

Określone w dyrektywach wymagania w zakresie *unbundlingu* mają charakter minimalny, podczas gdy państwa członkowskie mogą wprowadzić dalej idące zasady prawne.

\*\*\*

Przedstawione zasady pozyskiwania i obsługi odbiorców końcowych mają na celu pobudzenie ich ak-

32) Note of DG Energy & Transport on Directives 2003/54/EC and 2003/55/EC on the internal market in electricity and gas, *The unbundling regime*.

tywności<sup>33)</sup> i pozyskanie zaufania odbiorców energii, którzy – aby zaangażować się w proces uwalniania rynku – muszą odnosić wymierne korzyści wynikające z poprawy poziomu efektywności funkcjonowania sprzedawców energii oraz wzrastającej jakości regulowanych usług operatorskich.

Katalizatorem procesu zmiany sprzedawcy jest w szczególności zapewnienie dostępności informacji o cenach oraz uproszczenie procedur obowiązujących w tym zakresie. Potrzeba analizowania cen i zapewnienia dostępności informacji na temat ich wysokości oraz struktury nabiera znaczenia w miarę kontynuacji procesu otwierania rynku. W okresie przed rozpoczęciem procesu jego liberalizacji informacja o cenach była potrzebna odbiorcom do zweryfikowania rzetelności otrzymywanych rachunków a w mniejszym stopniu do przeprowadzenia analizy trendów.

Podstawowym celem prac, zmierzających do podniesienia poziomu przejrzystości cen, umów podpisywanych na dostawy energii oraz rachunków wystawianych odbiorcom końcowym za wykorzystaną energię i wykonane usługi dystrybucji jest stworzenie odbiorcom warunków do podejmowania świadomej decyzji w zakresie zmiany sprzedawcy. W tym celu istotne jest zapewnienie odbiorcy dostępu do porównywalnej (również z warunkami zawartymi we wcześniej podpisanym kontrakcie), właściwej i aktualnej informacji o cenach. Oprócz tego niezbędna jest również prawidłowo sporządzona informacja na temat innych aspektów oferty.

Wymagania, obowiązujące w zakresie pozyskiwania odbiorców energii i ochrony przysługujących im praw, powinny zostać zharmonizowane w celu zapewnienia płynnego procesu integracji rynków krajowych i podniesienia poziomu transgranicznej wymiany energii.

W celu podniesienia poziomu aktywności odbiorców niezbędne jest narzucenie przedsiębiorstwom energetycznym określonych rygorów. Dotyczą one nie tylko zasad prowadzenia współpracy w procesie zmiany

33) O skuteczności działań mających na celu pobudzenie aktywności odbiorców najlepiej świadczy tendencja do odchodzenia od dostawców stosujących regulowane taryfy energetyczne\*. W przypadku zaistnienia możliwości wyboru pomiędzy cenami regulowanymi i cenami rynkowymi, tylko niewielu odbiorców zdecydowało się na podjęcie ryzyka gry rynkowej. W większości podsektorów rynku 80% odbiorców wybrało ceny regulowane a w wielu z nich – prawie 100%\*\*.

Jednakże w grupie wielkich odbiorców sytuacja w tym zakresie jest odmienna.  
\* Stosowanie taryf regulowanych nie oznacza, że mamy do czynienia z dostawcą ostatniej szansy (ang. *supplier of last resort*) czy też – sprzedawcą z urzędu (ang. *default supplier*). Aneks podaje zestawienie informacji na temat stosowania taryf regulowanych przez konkurencyjnych sprzedawców energii w poszczególnych państwach członkowskich.

\*\* Na poziom bierności odbiorców ma wpływ – obowiązujący w niektórych krajach – zakaz powrotu odbiorców do taryf regulowanych.

Patrz: *EREGG Status review on end-user price regulation*, Ref: E07-CPR-08-04, 14 June 2007.

przedawcy, ale również zakresu usług oraz sposobu obsługi odbiorców końcowych.

Ci ostatni zmuszeni są do analizowania rynku energii lub korzystania z taryf regulowanych. Należy więc udzielić im daleko idącej pomocy w procesie zbierania i oceniania informacji o szczegółach alternatywnych ofert sprzedaży energii. Odbiorca energii nie może pozostać osamotniony w swoich wysiłkach zmierzających do obniżenia opłat za zużywaną energię. Konieczne jest stworzenie odpowiednich norm prawnych jego funkcjonowania, obejmujących zarówno zagadnienia prawne, jak również problemy techniczne związane z realizacją dostaw energii.

Podmiot, który zamierza rozpocząć działalność na rynku, musi przeprowadzić szczegółową analizę barier dostępu oraz innych elementów otoczenia rynkowego. Rzutują one na, stosowaną przez spółki prowadzące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną lub gazem ziemnym, strategię w zakresie pozyskiwania i utrzymania odbiorców końcowych.



Autor jest pracownikiem Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

#### Literatura:

1. Dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca Dyrektywę 98/30/WE.
2. Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca Dyrektywę 98/30/WE.
3. Note of DG Energy & Transport on directives 2003/54/EC and 2003/55/EC on the internal market in electricity and natural gas, *Practical measures for distribution resulting from the opening up to competition*, 16.01.2004 r.
4. *Supplier Switch Process*, Best Practice Proposition.
5. *Customer Protection*, Best Practice Proposition.
6. *Transparency of Prices*, Best Practice Proposition.
7. *EREGG Guidelines for Good Practice on Information Management and Transparency in Energy Markets (GGPIMT)*.
8. *Obstacles to switching in the gas retail market Guidelines of Good Practice and Status*, Review E06-CSW-05-03, 18 April 2007.
9. *EREGG Report on Transparency of Energy Prices, Bills and Contracts*, Ref: E05-CFG-02-07, 30 September 2005.
10. *EREGG Status review on end-user price regulation*, Ref: E07-CPR-08-04, 14 June 2007.

# TARYFY SOCJALNE I INNE FORMY POMOCY ODBIORCOM „SŁABYM EKONOMICZNIE” – DOŚWIADCZENIA EUROPEJSKIE<sup>1)</sup>

Anna Bednarska

Przepisy prawne nałożyły na państwa członkowskie obowiązek zapewnienia wszystkim odbiorcom, będącym gospodarstwami domowymi, równego dostępu do energii elektrycznej i gazu<sup>2)</sup>. Z różnych przyczyn pewne ich grupy mogą być nieatrakcyjne ekonomicznie dla przedsiębiorstw energetycznych, zatem ciągłość dostaw może zostać zagrożona. Do takich grup należą przede wszystkim odbiorcy, którzy z powodu ubóstwa nie regulują rachunków za energię elektryczną i gaz<sup>3)</sup>. Istnieje zatem potrzeba wypracowania mechanizmów pozwalających rozwiązać ten problem. Przykładem mogą być taryfy socjalne stosowane w Wielkiej Brytanii, Belgii, Włoszech i Rumunii. Zbliżone rozwiązania są wykorzystywane również przez Węgry i Słowenię. Pozostałe państwa: Norwegia, Szwecja, Finlandia, Islandia, Litwa, Estonia, Austria oraz Polska rozwiązanie kwestii bezpieczeństwa energetycznego odbiorców „słabych” ekonomicznie pozostawiły w gestii instytucji ustawowo powołanych do świadczenia pomocy socjalnej.

## Do kogo skierowana jest oferta taryf socjalnych?

Pojęcie odbiorcy słabego ekonomicznie nie zostało szczegółowo zdefiniowane. Nie określono ponadto, jakie kryteria powinien spełnić odbiorca ubiegający się o uzyskanie takiego statutu. Definicji nie podają rów-

niez dyrektywy energetyczne<sup>4)</sup>. Definicja ta ma jednak kluczowe znaczenie, ponieważ to właśnie taki odbiorca ma być beneficjentem taryfy socjalnej.

W wyniku braku jednoznacznych zapisów funkcjonują w państwach członkowskich nie tylko zróżnicowane formy tych taryf, ale również różne kryteria kwalifikacji odbiorców mieszczących się pod ochronnym płaszczem taryfy. W ten sposób do tej grupy należą odbiorcy o niskich dochodach, renciści i emeryci (w powiązaniu z kryterium wiekowym przykładowo powyżej 75 lat), rodziny wielodzietne o niskich dochodach, osoby niepełnosprawne (np. w Belgii z minimum 65% orzeczeniem stopnia niepełnosprawności), osoby przewlekle chore, osoby niezaradne życiowo, czy też osoby z tzw. „marginesu społecznego”. W Belgii wprowadzono dodatkowo kryteria, które uniemożliwiają uzyskanie prawa skorzystania z taryfy socjalnej<sup>5)</sup>.

Należy zwrócić jednak uwagę, że minimalne dochody nie zawsze odzwierciedlają faktyczną sytuację majątkową odbiorcy. Odnosi się to również do emerytów i rencistów, wśród których część posiada wysokie dochody oraz status majątkowy dyskwalifikujący ich jako odbiorców taryfy socjalnej. Zatem właściwa definicja i kryteria kwalifikacji nabierają kluczowego znaczenia dla poprawności funkcjonowania tych taryf. Grupę osób uprawnionych musi charakteryzować rzeczywista słabość ekonomiczna, która może stać

1) Artykuł został przygotowany na podstawie materiałów uzyskanych bezpośrednio od regulatorów europejskich oraz informacji zebranych od uczestników Workstream Efficiency Benchmarking – grupy roboczej działającej w ramach CEER, w której autorka jest przedstawicielem Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. W tekście wykorzystane zostały również wnioski z dyskusji na posiedzeniu Komitetu Taryfowego Energy Regulators Regional Association (spotkanie odbyło się 24 maja br. w Istambule).

2) Art. 3 Dyrektywy: 2003/54/WE i 2003/55/WE.

3) Odbiorcy słabi ekonomicznie są jedną z kategorii tzw. odbiorców „wrażliwych” (ang. *vulnerable customers*). Do grupy odbiorców „wrażliwych” należą także odbiorcy obszarów niezurbanizowanych i oddalonych oraz odbiorcy zużywający małe ilości energii. Z różnych względów odbiorcy ci są nieatrakcyjną grupą dla przedsiębiorstw dystrybucyjnych, dlatego też znajdują się pod szczególną ochroną regulatorów.

4) Na podstawie: Raportów Grupy Interesów Odbiorcy ERGEG (European Regulators Group for Electricity and Gas): Kwestionariusz Dotyczący Ochrony Odbiorców, Kwestionariusz Dotyczący Procesu Zmiany Sprzedawcy oraz Kwestionariusz Dotyczący Przejrzystości Cen Energii, Rachunków i Umów, zatwierdzonych 30 września 2005 r. W Raportach tych nie uwzględniono doświadczeń Wielkiej Brytanii, która nie przesłała informacji. Z Raportami można zapoznać się na stronie: [www.ergreg.org](http://www.ergreg.org), Załącznik Techniczny do Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i rynku gazu, a także w: *Stan konkurencji na rynku energii elektrycznej i gazu: Raporty porównawcze Komisji Europejskiej*, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – Biblioteka Regulatora, Warszawa, styczeń 2006; „General Policy towards Services of General Economic Interest and Consumer Protection in the Energy Sector”, Interim report. DG Energy and Transport, ECORYS, Rotterdam 12 Feb. 2006 r.

5) Są to odbiorcy posiadający letnie rezydencje, pewne części mieszkalne w apartamentowcach, odbiorcy biznesowi, odbiorcy czasowo przyłączeni do sieci.



się przyczyną odcięcia dostaw energii elektrycznej i gazu. Do takich odbiorców skierowana jest oferta taryf socjalnych.

### Zasady tworzenia taryf socjalnych

Posługiwanie się kategorią taryfy socjalnej oznacza, że istnieje ustawowy obowiązek taryfowania przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Taryfowanie, najogólniej rzecz ujmując, wiąże się z istnieniem określonych zasad, dotyczących kalkulacji różnych cen i stawek opłat na podstawie kosztów przypisanych dla określonych grup odbiorców. Obok tego wyodrębnia się taryfę odebraną od podstawy kosztowej, a uwzględniającej sytuację dochodową odbiorcy.

Mechanizm taryfowania, w rozumieniu teorii regulacji, można scharakteryzować wykorzystując polskie doświadczenia.

Polskie ustawodawstwo zdefiniowało taryfę jako zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzonych jako obowiązujący dla określonych w niej odbiorców. Taryfowanie jest jednym z najważniejszych narzędzi regulacji, będących w kompetencjach Prezesa URE. Jego istotą jest równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców energii elektrycznej. Dla przedsiębiorstwa taryfa jest głównym czynnikiem decydującym o bieżącym funkcjonowaniu i rozwoju, bowiem to właśnie poprzez sprzedaż swoich towarów i usług po cenach zawartych w taryfie przedsiębiorstwo zapewnia sobie środki na prowadzenie działalności gospodarczej. Z kolei dla regulatora, działającego w procesie zatwierdzania taryfy jako substytut mechanizmu rynkowego, jest narzędziem równoważenia sprzecznych w swej istocie interesów danego przedsiębiorstwa energetycznego i jego odbiorców. Odbiorcy kwalifikowani są do poszczególnych grup wg kryteriów określonych w rozporządzeniu „taryfowym”<sup>6)</sup>. Ceny i stawki opłat kalkulowane są na podstawie uzasadnionych kosztów, które alokowane są do poszczególnych grup taryfowych. Zatem ceny i stawki opłat zawarte w taryfie, skalkulowane dla poszczególnych grup taryfowych muszą pokrywać przynajmniej uzasadnione koszty zakupu i dystrybucji energii i gazu. W przeciwnym razie przedsiębiorstwa energetyczne narażone zostałyby na poniesienie straty, a ich płynność finansowa w krótkim okresie zostałaby utracona.

Zasady te nie obowiązują jednak w przypadku kalkulacji taryf socjalnych. Taryfa socjalna z natury swej rzeczy jest nierentowna dla przedsiębiorstwa energetycznego. Jej funkcja dochodowa w znaczący sposób staje się ograniczona – ceny i stawki opłat skalkulowane są poniżej uzasadnionych kosztów zakupu energii i gazu oraz poniżej kosztów świadczenia usługi dostarczenia – a po-

jawia się funkcja socjalna w odniesieniu do grupy odbiorców słabych ekonomicznie. Nasuwa się zatem pytanie, kto powinien ponieść koszt taryf socjalnych. Nie można oczekiwać, że obciążenie takie zostanie nałożone na przedsiębiorstwo energetyczne. Celem przedsiębiorstwa energetycznego, jak każdego współczesnego przedsiębiorstwa, jest maksymalizacja wartości firmy, nie zaś działalność filantropijna. Ewentualnie narzucony obowiązek ustawowy finansowania kosztów taryf socjalnych prowadziłby do celowego ograniczania grupy odbiorców słabych ekonomicznie. Nie należy zapominać, że przedsiębiorstwa dystrybucyjne działają w warunkach monopolu, a na straży praw i interesów odbiorców, w tym szczególnie tych słabych ekonomicznie musi stać niezależny Regulator. Taryfy socjalne kosztują, a ich koszt, jak i innych form subsydiowania wybranych odbiorców energii, jest podzielony na pozostałych odbiorców energii i gazu.

### Taryfy socjalne – domena Wielkiej Brytanii

Bez wątpliwości Wielka Brytania jest prekursorem i promotorem rozwiązań pomocy odbiorcom słabym ekonomicznie poprzez taryfy socjalne. Interesujące jest, że taryfy socjalne nie są obowiązkową, prawnie usankcjonowaną formą pomocy w taryfach dostawców brytyjskich. Przy czym regulator brytyjski zachęca dostawców do stosowania mechanizmów wsparcia dla odbiorców słabych ekonomicznie. Dostawcy mają pełną swobodę w wyborze mechanizmów finansowania taryfy socjalnej: stosują rabaty, upusty, zamrażają ceny i stawki opłat. Niektórzy dostawcy obok taryf socjalnych zakładają fundusze powiernicze (*trust funds*), które pomagają realizować komunalne projekty, pokrywać długi odbiorców, czy też pomagają odbiorcom finansować zakup urządzeń energetycznych. Na przykład tacy dostawcy, jak Centrica oraz Scottish Power stosują taryfę socjalną dla odbiorców przedpłatowych<sup>7)</sup>. Odbiorca otrzymuje zimowy rabat 50-60 funtów na gaz i 30 funtów na energię. Z programu „zimowy rabat” skorzystało 410 tys. odbiorców. Natomiast EDF Energy proponuje taryfę „asystującą” dla odbiorców przedpłatowych z 15% zniżką rachunku<sup>8)</sup>. Taryfa przeznaczona jest wyłącznie dla odbiorców komunalno-bytowych wg kryterium ilości osób przypadających na gospodarstwo domowe. W 2006 r. skorzystało z niej 55 tys. odbiorców. Kolejny dostawca Scottish & Southern proponuje taryfę „opiekuńczą” z 20% rabatem do aktualnie stosowanych cen i stawek opłat dla odbiorców nisko dochodowych<sup>9)</sup>.

W najbliższej przyszłości rząd brytyjski rozważa możliwość wprowadzenia obowiązkowych mechani-

6) Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 23 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2004 r. Nr 105, poz. 1114).

7) Informacje uzyskane od regulatora brytyjskiego przy piśmie z 12 marca 2007 r. – Joe Bunn European Affairs OFGEM.

8) Informacje uzyskane od regulatora brytyjskiego przy piśmie z 12 marca 2007 r. – Joe Bunn European Affairs OFGEM.

9) Informacje uzyskane od regulatora brytyjskiego przy piśmie z 12 marca 2007 r. – Joe Bunn European Affairs OFGEM.

zmów finansowania taryf socjalnych, dotychczas jednak przedsiębiorstwa energetyczne proponują – w ramach zasady solidarności (CSR – *corporate social responsibility offerings*)<sup>10)</sup> – dobrowolną ofertę pomocy dla odbiorców „słabych ekonomicznie”.

## Taryfy socjalne – doświadczenia Belgii, Włoch i Rumunii

W Belgii w zapisach taryfowych istnieje informacja, iż niektórzy klienci mogą korzystać z obniżonych taryf – specjalne taryfy socjalne – dla gazu i energii elektrycznej. Odbiorcy, którzy chcieliby skorzystać z takich taryf, muszą spełnić pewne formalności, które ustalają dostawcy. Odbiorcy powinni przedstawić zaświadczenia: w zakresie otrzymywania minimalnego wynagrodzenia, minimalnej emerytury, zasiłku pomocowego, renty, zasiłku socjalnego dla obcokrajowców z nielimitowanym pozwoleniem na pobyt.

Odbiorca korzystający z taryfy socjalnej może tylko raz w roku wybrać sprzedawcę. Odbiorca zakwalifikowany przykładowo do grupy socjalnej taryfy dla energii, automatycznie może zostać zakwalifikowany do gazowej taryfy socjalnej.

W zakresie dostarczania gazu występują: taryfa socjalna A – odbiorcy zużywający gaz na potrzeby kuchni oraz grzania wody; taryfa socjalna B – odbiorcy zużywający gaz na potrzeby ogrzewania i zasilania odrębnych instalacji grzewczych; taryfa socjalna C – zasilanie zbiorczych instalacji grzewczych w budynkach socjalnych (mieszkania socjalne).

Mechanizm finansowania utraconych przychodów z tytułu funkcjonowania taryf socjalnych odbywa się poprzez wypłatę środków ze specjalnego funduszu. Fundusz zasilany jest przez podatek nałożony na pozostałych odbiorców. Mechanizm ten sankcjonuje ustawa – Prawo energetyczne oraz dekrety ministerialne w ramach zasady solidarności. Podatek doliczany jest do faktur wystawianych pozostałym odbiorcom. Zatem pomoc odbiorcom słabym ekonomicznie finansują pozostali odbiorcy energii i gazu. Obecnie w Belgii z taryf socjalnych w zakresie energii korzysta 234 tys. odbiorców, przewiduje się jednak wzrost do 325 tys. odbiorców. Z gazowej taryfy socjalnej korzysta 165 tys. odbiorców, w najbliższym czasie przewiduje się wzrost do 215 tys. odbiorców<sup>11)</sup>. Prognozowany wzrost odbiorców pretendujących do korzystania z taryf socjalnych w Belgii wiąże się w przyszłości z rosnącymi obciążeniami pozostałych odbiorców energii i gazu. Koszty przyjętej zasady solidarności będą syste-

matycznie wzrastać. Powstaje zatem potrzeba szczegółowej analizy zakresu stosowanych kryteriów kwalifikacji odbiorców do taryf socjalnych. Być może problemem nie jest ich zakres, lecz niewłaściwe egzekwowanie zaświadczeń będących podstawą otrzymania taryf socjalnych. Istotne jest, żeby z przywileju taryf socjalnych korzystali odbiorcy rzeczywiście tego wsparcia potrzebujący.

We Włoszech funkcjonuje mechanizm taryfy socjalnej wprowadzony w 1974 r. Odbiorca komunalno-bytowy otrzymuje rabat za pierwsze 150 kWh miesięcznego zużycia energii<sup>12)</sup>. Aktualnie trwają prace nad zmianą zasad funkcjonowania taryfy socjalnej, przez uwzględnienie dodatkowych kryteriów świadczących o słabości ekonomicznej odbiorców tj.: ich dochodów, ilości członków przypadających na gospodarstwo domowe i sytuacji zdrowotnej odbiorcy. Wprowadzenie nowego mechanizmu spowoduje zmianę beneficjentów ze wszystkich odbiorców komunalno-bytowych na grupę odbiorców wrażliwych – faktycznie potrzebujących tego wsparcia. Funkcjonujący mechanizm wypacza funkcję taryfy socjalnej. Koszty taryfy socjalnej będą pokrywane przez specjalny składnik taryfowy, który będzie płacony przez pozostałych odbiorców (ewentualnie przez pozostałych odbiorców domowych). Regulator przewiduje, że z nowego mechanizmu skorzysta od 1,4 do 2,4 mln gospodarstw domowych, co stanowi od 7-12% odbiorców komunalno-bytowych.

W Rumunii, podobnie jak we Włoszech, z taryfy socjalnej może skorzystać jedynie odbiorca komunalno-bytowy. Zgodnie z ustawą odbiorca wrażliwy został zdefiniowany jako odbiorca mający specjalne potrzeby wynikające z wieku, niepełnosprawności, stanu zdrowia oraz problemów finansowych. Odbiorcy pretendujący do skorzystania z taryfy socjalnej muszą posiadać dochody niższe niż minimalna płaca. Taryfę socjalną otrzymują odbiorcy tylko dla jednego lokalu. Taryfa socjalna jest atrakcyjna dla odbiorców zużywających poniżej 90 kWh miesięcznie. Najniższe ceny i stawki opłat obowiązują odbiorców wrażliwych zużywających do 2 kWh dziennie, średni poziom cen i stawek dla następnej 1 kWh (zużycie od 2-3 kWh dziennie), a wysoki poziom cen i stawek opłat powyżej 3 kWh dziennie. Średnia cena sprzedaży dla odbiorców taryf socjalnych jest niższa w odniesieniu do średnich cen sprzedaży w pozostałych grupach taryfowych. Koszty taryfy socjalnej pokrywane są przez pozostałych odbiorców komunalno-bytowych.

## Parataryfy socjalne – mechanizmy stosowane przez Węgry i Słowenię

Na Węgrzech nie stosuje się taryf socjalnych. Występuje natomiast grupa taryfowa dla odbiorców zużywających do 110 kWh miesięcznie, która skierowana

10) Przeprowadzone w 2004 r. badanie wśród dostawców ujawniło, że na taryfy socjalne zostało przeznaczone 110 milionów funtów, które sfinansowali pozostali odbiorcy energii i gazu. Informacje uzyskane od regulatora brytyjskiego przy piśmie z 12 marca 2007 r. – Joe Bunn European Affairs OFGEM.

11) Informacje uzyskane od regulatora belgijskiego przy piśmie z 6 marca 2007 r. – Wouter Cuppens CREG.

12) Przykładowo: przeciętne zużycie energii przez odbiorcę komunalno-bytowego w Polsce w 2005 r. wyniosło 162 kWh/miesiąc – *Sytuacja elektroenergetyki polskiej 2002-2005*, ARE SA.



jest do wszystkich odbiorców komunalno-bytowych. Odbiorcy zużywający powyżej tego limitu rozliczani są po wyższych cenach i stawkach opłat niż odbiorcy socjalni. Należy wskazać, że wysokość udzielonego rabatu finansują odbiorcy zużywający powyżej progu 110 kWh na miesiąc. Mechanizm ten podobny jest do aktualnie stosowanego rozwiązania we Włoszech, gdzie beneficjentami obniżonych płatności stają się nie tylko odbiorcy rzeczywiście potrzebujący wsparcia, ale również pozostali odbiorcy.

Słowenia nie posiada taryf socjalnych dla odbiorców słabych ekonomicznie, jednak prawo energetyczne zabrania odłączenia odbiorcy słabego ekonomicznie od sieci w przypadku braku uregulowania należności<sup>13)</sup>. O uzyskanie jednak takiego statutu odbiorca musi się ubiegać. Jest to proces restrykcyjny i wymaga od przyszłego beneficjenta uzyskania certyfikatu. Jego ważność określona jest z góry na okres kilku miesięcy. Certyfikaty wydawane są przez instytucję pomocy socjalnej. Do tej pory tylko 10 odbiorców uzyskało certyfikat odbiorcy wrażliwego. Koszty związane z dostarczaniem energii elektrycznej do odbiorcy słabego ekonomicznie są pokrywane w postaci dodatkowego przychodu, który dostawca otrzymuje od regulatora w procesie zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej. W praktyce oznacza to finansowanie tej grupy odbiorców przez pozostałych odbiorców energii elektrycznej. Warto jednak zaznaczyć, że w Słowenii energia jest tania, a odbiorcy o niskich dochodach wydatkują na ten cel tylko 1% dochodu ogółem<sup>14)</sup>. W związku z powyższym restrykcyjny proces uzyskania certyfikatu w rezultacie nie powinien stanowić bariery dla faktycznie potrzebujących odbiorców.

### Inne formy pomocy

Część państw członkowskich nie stosuje ani taryf socjalnych, ani mechanizmów zbliżonych do nich. Rozwiązanie kwestii ciągłości i niezawodności zaopatrzenia w energię elektryczną i gaz odbiorców słabych ekonomicznie pozostawiły w gestii instytucji ustawowo powołanych do świadczenia pomocy socjalnej. Są to Norwegia, Szwecja, Finlandia, Islandia, Litwa, Estonia i Austria<sup>15)</sup>. Islandia nie ma taryf socjalnych, a dostawcy pomagają odbiorcom w skorzystaniu z odpowiedniej pomocy socjalnej instytucji zewnętrznych. Do ich obowiązków należy poinformowanie instytucji pomocy socjalnej o narastającym problemie konkretnego odbiorcy w płaceniu rachunków. Instytucje te bezpośred-

nio opłacają zadłużonym odbiorcom rachunki. Podobnie w Finlandii i Szwecji<sup>16)</sup>. Z uwagi na bardzo dobrze funkcjonujący i rozwinięty system pomocy społecznej odpowiednie instytucje opłacają rachunki odbiorcom w trudnej sytuacji finansowej. Pomoc udzielana jest wg kryterium dochodowego przypadającego na członka gospodarstwa domowego. Litwa i Estonia również nie stosują taryf socjalnych a odbiorca może zwrócić się do departamentu socjalnego lub lokalnego ośrodka pomocy społecznej<sup>17)</sup>. W estońskim prawie energetycznym zapisano zakaz stosowania taryf socjalnych, uznanych jako niedozwoloną formę subsydiowania skrośnego, czyli pokrywania utraconych przychodów w jednej grupie odbiorców, przychodami z innych grup.

### Taryfy socjalne w Polsce?

W polskim prawie energetycznym<sup>18)</sup> również nie zdefiniowano, kogo określić można odbiorcą słabym ekonomicznie, nie funkcjonuje przy tym jednoznaczna definicja „ubóstwa”<sup>19)</sup>, która powinna być punktem odniesienia przy tworzeniu tej definicji. Jej wypracowanie jest potrzebne do określenia sposobów kwalifikacji odbiorców i wypracowania pewnych standardów uprawniających odbiorców do skorzystania z grup socjalnych, w tym i szczegółowych kryteriów kwalifikujących odbiorców do grupy odpowiedniej taryfy socjalnej.

Przedsiębiorstwa energetyczne w Polsce nie stosują więc taryf socjalnych wobec odbiorców słabych ekonomicznie. Odbiorcy komunalno-bytowi rozliczani są zasadniczo wg dwóch grup taryfowych: jednostrefowej G11 oraz dwustrefowej G12. Prawo energetyczne oraz rozporządzenie taryfowe zobowiązuje dostawców do opracowania taryf w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych, ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen oraz eliminowanie subsydiowania skrośnego.

Skalkulowanie taryfy socjalnej wiązałoby się z naruszeniem wyżej wymienionych zasad, w szczególności naruszałoby zasadę eliminowania subsydiowania skrośnego. Kwestia ta zasługuje na uwagę, ponieważ mechanizmy taryf socjalnych polegające na przeniesieniu utraconych przychodów z grup taryf socjalnych na pozostałe grupy taryfowe ściśle wiążą się z tym problemem. Definitywnie subsydiowanie oznacza pokrywanie kosztów dotyczących jednej grupy odbiorców przychodami pochodzącymi od innej grupy odbiorców.

16) Na podstawie informacji uzyskanych na spotkaniu Workstream Efficiency Benchmarking – CEER meeting, 15 marzec 2007 r., Bruksela.

17) Na podstawie informacji uzyskanych od poszczególnych regulatorów: estońskiego i litewskiego – marzec 2007 r.

18) Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504 ze zm.).

19) Zagadnienie to szczegółowo omawiane było w referacie Iwony Figaszewskiej pt. *Ochrona odbiorców słabych ekonomicznie na rynku energii oraz gazu w Polsce*, na tle państw Unii Europejskiej.

13) Na podstawie informacji uzyskanych od regulatora słoweńskiego przy piśmie z 7 marca 2007 r. – Marco Sencar AGEN oraz na spotkaniu z Workstream Efficiency Benchmarking – CEER meeting, 15 marzec 2007 r., Bruksela.

14) Dane za okres 2002-2004 ze stron Komisji Europejskiej i Eurostatu.

15) Na podstawie informacji uzyskanych od poszczególnych regulatorów – marzec 2007 r.



Taryfy socjalne są zatem ewidentnym przykładem subsydiowania jednych przez drugich. Ponadto taryfy socjalne zakłócają przejrzystość taryfową. Ceny i stawki opłat tracą transparentność – ustalone są w oderwaniu od kosztów – i tym samym wysyłają nieprawdziwe informacje rynkowe. Subsydiowanie ceny, bez względu na jej źródło finansowania, generalnie nie jest właściwym środkiem i źle wpływa na funkcjonowanie rynku.

Wprowadzenie taryf socjalnych wymagałoby zatem zmian w aktualnie obowiązujących aktach prawnych. Na co więc mogą liczyć odbiorcy słabi ekonomicznie w Polsce? Pomoc odbiorcom słabym ekonomicznie odbywa się jedynie w formie zasiłku celowego, który przeznaczony jest na zaspokajanie niezbędnej potrzeby bytowej, w tym na pokrycie części lub całości zakupu opatu<sup>20</sup>). Zasiłki te są przyznawane przez ośrodki pomocy społecznej na określony okres czasu. Efektywność pomocy realizowanej przez służby socjalne jest niewielka. Inaczej rzecz się przedstawia w krajach skandynawskich, jak Finlandia czy Szwecja, gdzie system pomocy ma długotrwałą tradycję i sprawdza się w wielu dziedzinach życia, również w kwestiach pomocy odbiorcom słabym ekonomicznie. W innych państwach taryfy socjalne mogą być w miarę skutecznym mechanizmem wsparcia odbiorców wrażliwych. Jednak w tym przypadku przedsiębiorstwa energetyczne przejmują rolę instytucji pomocy socjalnej z definicji jednak powołanych i właściwych do jej świadczenia.

Tabela 1 przedstawia syntetyczne zestawienie stosowanych form pomocy odbiorcom słabym ekonomicznie.

Z przedstawionego zestawienia wynika, że jednak większość państw realizuje pomoc odbiorcom słabym ekonomicznie poprzez wyspecjalizowane instytucje pomocy społecznej i socjalnej, nie zaś przy pomocy taryf socjalnych. Państwa członkowskie w niewielkim stopniu wykorzystywały cele obowiązków użyteczności publicznej w kierunku ochrony najuboższych konsumentów. Jedynie połowa państw próbowała określić tę grupę odbiorców, a tylko pięć z nich ustanowiło taryfy socjalne<sup>21</sup>). W Polsce szacuje się, że w 2006 r. co dziesiąty odbiorca z 15 milionów odbiorców w kraju nie regulował rachunków w terminie, stan zadłużenia odbiorców w 2006 r. wyniósł aż 2,8 mld zł<sup>22</sup>). Zatem liczba potencjalnych odbiorców taryf socjalnych może być

20) Art. 39 ustawy z 12 marca 2004 r. o pomocy społecznej (Dz. U. z 2004 r. Nr 64, poz. 593 ze zm.).

Tabela 1. Formy pomocy odbiorcom słabym ekonomicznie

Państwa	Taryfy socjalne	Parataryfy socjalne	Instytucje pomocy społecznej
Wielka Brytania	X		
Belgia	X		
Włochy	X		
Rumunia	X		
Węgry		X	
Słowenia		X	
Norwegia			X
Szwecja			X
Finlandia			X
Islandia			X
Litwa			X
Estonia			X
Austria			X
<b>POLSKA</b>			X (?)

Źródło: opracowanie własne

wysoka, tym samym negatywne skutki subsydiowania mogą pogorszyć sytuację pozostałych odbiorców, w tym odbiorców przemysłowych. Dla nich udział kosztów zakupu energii w kosztach ogółem prowadzonej działalności jest znaczący i pozostaje w ścisłej relacji do utrzymania pozycji na konkurencyjnym rynku.

Polska staje zatem w obliczu wyboru formy pomocy odbiorcom słabym ekonomicznie. Wykorzystanie doświadczeń państw europejskich i zebrana wiedza w tym zakresie z pewnością pozwoli dokonać wyboru najbardziej właściwego rozwiązania.



Autorka jest pracownikiem Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE

21) Komunikat Komisji do Rady i Parlamentu Europejskiego – „Perspektywy rynku wewnętrznego energii elektrycznej i gazu” z 10 stycznia 2007 r., KOM(2006) 841.

22) Dane: Urząd Regulacji Energetyki na podstawie danych Ministerstwa Gospodarki.

Zapraszamy na stronę internetową URE:  
[www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl)

oraz podajemy adres e-mail:  
[ure@ure.gov.pl](mailto:ure@ure.gov.pl)

# SYSTEM OCENY ZGODNOŚCI PRZYRZĄDÓW POMIAROWYCH Z ZASADNICZYMI WYMAGANIAMI ORAZ SYSTEM KONTROLI WYROBÓW WPROWADZONYCH DO OBROTU

Zbigniew Stasiak

## 1. Zagadnienia wstępne

System oceny zgodności wyrobów z zasadniczymi i innymi wymaganiami regulowany jest przez ustawę z 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny zgodności<sup>1)</sup> (dalej określana jako „ustawa”), która określa zasady funkcjonowania tego systemu, zasady i tryb udzielenia akredytacji oraz autoryzacji, sposób zgłaszania Komisji Europejskiej autoryzowanych jednostek oraz autoryzowanych laboratoriów, zadania Polskiego Centrum Akredytacji i zasady działania systemu kontroli wyrobów wprowadzonych do obrotu.

W myśl art. 6 ww. ustawy, wprowadzane do obrotu wyroby podlegają ocenie zgodności z zasadniczymi wymaganiami stawianymi im, określonymi w rozporządzeniach, które zobowiązany jest wydać minister właściwy ze względu na przedmiot oceny zgodności albo ze szczegółowymi wymaganiami określonymi w rozporządzeniach, które może wydać minister właściwy ze względu na przedmiot oceny zgodności, albo z zasadniczymi i szczegółowymi wymaganiami określonymi w odrębnych ustawach. Dokonanie oceny zgodności jest obowiązkowe przed wprowadzeniem produktu do obrotu, a dozwolone jest dokonywanie dobrowolnej oceny zgodności na warunkach uzgodnionych w umowie zawartej przez zainteresowane strony, czyli jednostkę dokonującą oceny i podmiot poddający ocenie swój wyrób.

Ustawa w art. 9 zobowiązuje ministra właściwego ze względu na przedmiot oceny zgodności do określenia, w drodze rozporządzeń, zasadniczych wymagań dla wyrobów podlegających ocenie zgodności oraz procedur oceny zgodności, biorąc pod uwagę rodzaje wyrobów oraz stopień stwarzanych przez nie zagrożeń, a także inne wymagania zawarte w dyrektywach nowego podejścia oraz do określenia w tym samym trybie w szczególności metod badań, sposobu oznakowania wyrobu i wzoru znaku.

Wykonując powyższe zobowiązanie Minister Gospodarki 18 grudnia 2006 r. wydał rozporządzenie w sprawie zasadniczych wymagań dla przyrządów pomiarowych<sup>2)</sup> (dalej zwane „rozporządzeniem”). Weszło ono w życie 25 stycznia 2007 r. Przedmiot objęty tym aktem prawnym

dotychczas nie był regulowany przez ustawodawcę polskiego, a obowiązek wprowadzenia przepisów dotyczących systemu oceny zgodności przyrządów pomiarowych z zasadniczymi wymaganiami wynika z konieczności implementacji do polskiego systemu prawnego dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej nr 2004/22/WE z 31 marca 2004 r. w sprawie przyrządów pomiarowych<sup>3)</sup>. Rozporządzenie to określa zasadnicze wymagania dla przyrządów pomiarowych podlegających ocenie zgodności, procedury oceny zgodności, sposób oznakowania przyrządów pomiarowych i wzór znaku CE.

## 2. Stosowanie procedur oceny zgodności niektórych przyrządów pomiarowych z zasadniczymi wymaganiami

Dla sektora energetycznego największe znaczenie mają, w mojej ocenie, przepisy wyżej wskazanego rozporządzenia dotyczące gazomierzy i przeliczników do gazomierzy, liczników energii elektrycznej czynnej, a także ciepłomierzy, przetworników przepływu, par czujników temperatury i przeliczników oraz instalacji pomiarowych do ciągłego i dynamicznego pomiaru ilości cieczy innych niż woda, dlatego też w dalszej części skupiam się na zagadnieniach związanych przede wszystkim z tymi przyrządami, choć rozporządzenie dotyczy także innych rodzajów przyrządów pomiarowych.

W załączniku nr 2 do tego rozporządzenia zawarte zostały zasadnicze wymagania dla gazomierzy i przeliczników do gazomierzy, w załączniku nr 3 zasadnicze wymagania dla liczników energii elektrycznej czynnej, a w załączniku nr 4 zasadnicze wymagania dla ciepłomierzy. Natomiast w załączniku nr 11 określone zostały procedury oceny zgodności w podziale na poszczególne moduły – od modułu A do modułu H1.

### 2.1. Rodzaje możliwych procedur oceny zgodności

Zgodnie z przepisem § 24 ust. 1 rozporządzenia producent lub jego upoważniony przedstawiciel przed

1) Dz. U. z 2004 r. Nr 204, poz. 2087 ze zmianami.

2) Dz. U. z 2007 r. Nr 3, poz. 27.

3) Dz. Urz. UE L 135 z 30.04.2004; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 13, t. 34, str. 149.

wprowadzeniem do obrotu przyrządu pomiarowego i jego podzespołu powinien poddać ten przyrząd lub podzespół procedurze oceny zgodności, o której mowa w załączniku nr 11 do rozporządzenia. Podczas dokonywania oceny zgodności z zasadniczymi wymaganiami wyrób może być poddawany:

- 1) badaniom przez:
  - a) producenta lub jego upoważnionego przedstawiciela, jeżeli nie jest wymagane przeprowadzenie badań przez laboratorium niezależne od dostawcy i odbiorcy,
  - b) notyfikowane laboratorium, jeżeli jest wymagane przeprowadzenie badań przez laboratorium niezależne od dostawcy i odbiorcy;
- 2) sprawdzeniu zgodności z zasadniczymi wymaganiami – przez notyfikowaną jednostkę kontrolującą;
- 3) certyfikacji – przez notyfikowaną jednostkę certyfikującą.

Ocena zgodności z zasadniczymi wymaganiami może być przeprowadzana z zastosowaniem następujących procedur określonych w załączniku nr 11 do rozporządzenia:

- 1) wewnętrznej kontroli produkcji – moduł A;
- 2) wewnętrznej kontroli produkcji z badaniem wyrobu przez jednostkę notyfikowaną – moduł A1;
- 3) zapewnienia jakości produkcji – moduł D1;
- 4) zapewnienia jakości wyrobu – moduł E1;
- 5) weryfikacji wyrobu – moduł F1;
- 6) weryfikacji jednostkowej – moduł G;
- 7) pełnego zapewnienia jakości – moduł H;
- 8) pełnego zapewnienia jakości z badaniem projektu – moduł H1;
- 9) badania typu – moduł B – oraz:
  - a) zgodności z typem na podstawie wewnętrznej kontroli produkcji – moduł C,
  - b) zgodności z typem na podstawie wewnętrznej kontroli produkcji i badania wyrobu przez jednostkę notyfikowaną – moduł C1,
  - c) zapewnienia jakości produkcji – moduł D,
  - d) zapewnienia jakości kontroli i badania wyrobu – moduł E albo
  - e) weryfikacji wyrobu – moduł F.

W rozporządzeniu określono również, jakim procedurom oceny zgodności poddaje się poszczególne rodzaje przyrządów pomiarowych. I tak, przykładowo – opierając się na urządzeniach istotnych dla branży energetycznej, wskazać należy, że zgodnie z wyborem producenta poddaje się:

- 1) gazomierze i przeliczniki do gazomierzy:
  - a) badaniu typu – moduł B – połączonemu z zapewnieniem jakości produkcji – moduł D,
  - b) badaniu typu – moduł B – połączonemu z weryfikacją wyrobu – moduł F albo
  - c) pełnemu zapewnieniu jakości z badaniem projektu – moduł H1;
- 2) liczniki energii elektrycznej czynnej:

- a) badaniu typu – moduł B – połączonemu z zapewnieniem jakości produkcji – moduł D,
  - b) badaniu typu – moduł B – połączonemu z weryfikacją wyrobu – moduł F albo
  - c) pełnemu zapewnieniu jakości z badaniem projektu – moduł H1;
- 3) ciepłomierze, przetworniki przepływu, pary czujników temperatury i przeliczniki:
    - a) badaniu typu – moduł B – połączonemu z zapewnieniem jakości produkcji – moduł D,
    - b) badaniu typu – moduł B – połączonemu z weryfikacją wyrobu – moduł F albo
    - c) pełnemu zapewnieniu jakości z badaniem projektu – moduł H1;
  - 4) instalacje pomiarowe:
    - a) badaniu typu – moduł B – połączonemu z zapewnieniem jakości produkcji – moduł D,
    - b) badaniu typu – moduł B – połączonemu z weryfikacją wyrobu – moduł F,
    - c) weryfikacji jednostkowej – moduł G albo
    - d) pełnemu zapewnieniu jakości z badaniem projektu – moduł H1.

## 2.2. Szczegółowe czynności związane z poszczególnymi procedurami oceny zgodności

Poszczególne moduły procedury oceny zgodności zostały określone w załączniku nr 11 do rozporządzenia, gdzie szczegółowo przedstawiono, jakie czynności obejmują każdy z modułów. Skrótowo jedynie wskazać należy, na czym co do zasady polega każdy z modułów – w tym miejscu wypada się ograniczyć jedynie do modułów dotyczących wyżej wymienionych przyrządów pomiarowych mających największe znaczenie dla branży energetycznej.

**Moduł B – badanie typu** jest procedurą, poprzez którą jednostka notyfikowana bada projekt techniczny przyrządu pomiarowego oraz zapewnia i deklaruje, że jego konstrukcja spełnia wymagania określone w rozporządzeniu, które dotyczą tego przyrządu. Jeżeli typ spełnia zasadnicze wymagania określone w rozporządzeniu, jednostka notyfikowana sporządza certyfikat badania typu WE i przekazuje go wnioskodawcy.

Badanie typu – moduł B może być połączone z **zapewnieniem jakości produkcji – moduł D**, która to procedura polega na tym, że producent lub jego upoważniony przedstawiciel, stosujący zatwierdzony przez jednostkę notyfikowaną system jakości w odniesieniu do produkcji, kontroli końcowej i badań przyrządu pomiarowego oraz podlegający nadzorowi wykonywanemu przez jednostkę notyfikowaną w celu sprawdzenia, czy producent odpowiednio wypełnia zobowiązania wynikające z zatwierzonego systemu jakości, zapewnia i deklaruje, że przyrząd pomiarowy jest zgodny z typem opisanym w certyfikacie badania typu WE i spełnia zasadnicze wymagania określone w rozporządzeniu.



Badanie typu – moduł B może być alternatywnie połączony z weryfikacją wyrobu – moduł F, polegającą na tym, że producent lub jego upoważniony przedstawiciel zapewnia i deklaruje, że przyrząd pomiarowy będący przedmiotem odpowiednich badań i prób przeprowadzonych przez lub na zlecenie jednostki notyfikowanej w celu sprawdzenia zgodności przyrządu pomiarowego z typem opisanym w certyfikacie badania typu WE i z zasadniczymi wymaganiami określonymi w rozporządzeniu, jest zgodny z typem opisanym w certyfikacie badania typu WE i spełnia zasadnicze wymagania określone w rozporządzeniu, które dotyczą tego przyrządu.

W przypadku instalacji pomiarowych może zostać zastosowana weryfikacja jednostkowa – moduł G. Jest to procedura, poprzez którą producent lub jego upoważniony przedstawiciel podejmujący wszelkie niezbędne działania w celu zapewnienia zgodności produkowanych przyrządów pomiarowych z zasadniczymi wymaganiami określonymi w rozporządzeniu, zapewnia i deklaruje, że przyrząd pomiarowy spełnia zasadnicze wymagania określone w rozporządzeniu. W przypadku tej procedury jednostka notyfikowana wybrana przez producenta, w celu sprawdzenia zgodności przyrządu pomiarowego z zasadniczymi wymaganiami określonymi w rozporządzeniu, przeprowadza odpowiednie badania i próby określone w odpowiednich normach zharmonizowanych albo badania i próby równoważne lub zleca ich przeprowadzenie. W przypadku braku odpowiednich norm jednostka notyfikowana decyduje, jakie badania i próby należy przeprowadzić.

Ostatnią z procedur oceny zgodności, jaka może być zastosowana do każdego rodzaju przyrządów pomiarowych powyżej wymienionych jest **pełne zapewnienie jakości z badaniem projektu – moduł H1**. Polega ona na tym, że producent lub jego upoważniony przedstawiciel zapewnia i deklaruje, że przyrządy pomiarowe spełniają zasadnicze wymagania określone w rozporządzeniu. Producent powinien stosować system jakości zatwierdzony przez wybraną jednostkę notyfikowaną w zakresie projektowania, wytwarzania, kontroli końcowej oraz badań przyrządu pomiarowego, podlegać nadzorowi jednostki notyfikowanej, a projekt techniczny przyrządu pomiarowego powinien być badany przez jednostkę notyfikowaną w zakresie określonym w punkcie 14.5. załącznika nr 11 do rozporządzenia.

Wszystkie szczegółowe czynności, jakie należy przedsięwziąć dla zastosowania przytoczonych procedur oceny zgodności, dokładnie zostały opisane w załączniku nr 11 do rozporządzenia. Zawiera on 14 procedur oceny zgodności, jednak z uwagi na fakt, że zgodnie z przepisami tego rozporządzenia jedynie 5 z nich ma znaczenie dla przyrządów pomiarowych mogących znaleźć zastosowanie w branży energetycznej – tylko one zostały powyżej pokrótce opisane.

Pozytywny wynik oceny zgodności z zasadniczymi wymaganiami dokonywanej przez notyfikowaną jednostkę certyfikującą stanowi podstawę do wydania producentowi lub jego upoważnionemu przedstawicielowi certyfikatu zgodności.

W § 32 rozporządzenia przewidziano, że na przyrządzie pomiarowym, co do którego stwierdzono zgodność z zasadniczymi wymaganiami określonymi w rozporządzeniu na podstawie jednej z procedur wymienionych w § 26 ust. 1, umieszcza się:

- 1) nazwę lub znak producenta;
- 2) znak CE, a zaraz za nim dodatkowe oznakowanie metrologiczne oraz, jeżeli wynika to z procedury oceny zgodności, numer jednostki notyfikowanej;
- 3) oznaczenie dokładności, w szczególności poprzez wskazanie klasy dokładności, jeżeli wynika to z zasadniczych wymagań.

### 2.3. Obowiązek zachowania tajemnicy podczas stosowania procedur oceny zgodności

Istotną rolę dla bezpieczeństwa przedsiębiorców, których produkty poddane są ocenie zgodności ma art. 14 ustawy przewidującej, że notyfikowane jednostki certyfikujące, notyfikowane jednostki kontrolujące oraz notyfikowane laboratoria dokonują oceny zgodności z uwzględnieniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych. Z przepisem tym dobrze koreluje § 31 pkt 1 rozporządzenia wskazujący, że jednostka notyfikowana powinna zapewniać ochronę informacji zawodowych uzyskanych przez pracowników podczas wykonywania zadań określonych w rozporządzeniu, co jednak nie wyłącza możliwości współpracy z właściwymi organami administracji publicznej.

Powyższe gwarancje należy ocenić jako bardzo istotne, zwłaszcza biorąc pod uwagę zakres informacji, jakie zostają przekazane jednostkom notyfikowanym w trakcie stosowania procedur oceny zgodności. Ilość i znaczenie informacji udostępnianych, bez zapewnienia powyższych gwarancji poufności, tym jednostkom mogłyby być potencjalnie niebezpieczne dla przedsiębiorców chcących wprowadzać nowe produkty do obrotu. Mogłoby to narazić ich na szkodę związaną z ujawnieniem tajemnicy przedsiębiorstwa co do np. zasad konstrukcji czy działania nowych produktów. Przepisy art. 14 ustawy i § 31 pkt 3 rozporządzenia zapewniają przedsiębiorcom obowiązującym poddać swoje produkty procedurze oceny zgodności z zasadniczymi lub szczegółowymi wymaganiami bezpieczeństwa przemysłowe i właściwą ochronę własności intelektualnej. Wymienione przepisy wzmacniają w tym zakresie ochronę informacji zapewnianą także przez inne ustawy oraz pośrednio zabezpieczają przysługujące przedsiębiorcom poddającym badaniom swoje wyroby, uprawnienia wynikające z prawa autorskiego.

### 3. System kontroli wyrobów wprowadzonych do obrotu

Ustawa o systemie oceny zgodności ustanowiła w rozdziale 6 również system kontroli wyrobów mający na celu sprawdzenie spełniania przez wyroby za-

sadniczych lub innych wymagań. **System kontroli wyrobów wprowadzonych do obrotu**, tworzą Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (Prezes UOKiK) i organy wyspecjalizowane.

### 3.1. Prezes UOKiK i organy wyspecjalizowane

Kontrolę spełniania przez wyroby zasadniczych wymagań prowadzą organy wyspecjalizowane, czyli:

- 1) wojewódzcy inspektorzy Inspekcji Handlowej;
- 2) inspektorzy pracy;
- 3) Prezes Urzędu Komunikacji Elektronicznej;
- 4) organy Inspekcji Ochrony Środowiska;
- 5) Prezes Urzędu Transportu Kolejowego;
- 6) organy nadzoru budowlanego;
- 7) Prezes Wyższego Urzędu Górniczego;
- 8) dyrektorzy urzędów morskich.

Postępowania w zakresie wprowadzonych do obrotu wyrobów niezgodnych z zasadniczymi wymaganiami prowadzą następujące organy wyspecjalizowane:

- 1) Główny Inspektor Inspekcji Handlowej;
- 2) okręgowy inspektor pracy;
- 3) Prezes Urzędu Komunikacji Elektronicznej;
- 4) wojewódzki inspektor ochrony środowiska;
- 5) Prezes Urzędu Transportu Kolejowego;
- 6) organy nadzoru budowlanego;
- 7) Prezes Wyższego Urzędu Górniczego;
- 8) dyrektorzy urzędów morskich.

Organem „wiodącym” w systemie kontroli wyrobów jest Prezes UOKiK, który monitoruje funkcjonowanie tego systemu poprzez współpracę z organami wyspecjalizowanymi, opiniowanie okresowych planów kontroli przeprowadzanych przez organy wyspecjalizowane, przekazywanie organom wyspecjalizowanym informacji wskazujących, że wyrób wprowadzony do obrotu lub oddany do użytku nie spełnia zasadniczych lub innych wymagań, prowadzenie rejestru wyrobów niezgodnych z zasadniczymi lub innymi wymaganiami oraz gromadzenie informacji dotyczących kontroli wyrobów wprowadzonych do obrotu lub oddanych do użytku.

### 3.2. Kontrola spełniania przez wyroby zasadniczych wymagań

Do zadań organów wyspecjalizowanych należy prowadzenie kontroli spełniania przez wyroby zasadniczych lub innych wymagań oraz informowanie Prezesa UOKiK o wynikach przeprowadzonych kontroli, prowadzenie postępowań w sprawie wprowadzonych do obrotu lub oddanych do użytku wyrobów niezgodnych z zasadniczymi lub innymi wymaganiami oraz przekazywanie Prezesowi UOKiK informacji o wszczęciu i zakończeniu tych postępowań, niezwłoczne przekazywanie Prezesowi UOKiK kopii wydanych decyzji, współpraca z Prezesem UOKiK, przedstawianie Prezesowi UOKiK do zaopiniowania okresowych planów kontroli wyrobów

wprowadzonych do obrotu lub oddanych do użytku, sporządzanie i przekazywanie Prezesowi UOKiK rocznych sprawozdań z przeprowadzanych kontroli.

Ustawa o systemie oceny zgodności w szerokim zakresie uregulowała tryb przeprowadzania kontroli przez organy wyspecjalizowane u podmiotów objętych zakresem kontroli. Ustawa wskazała, jakie obowiązki ciążyą na podmiotach kontrolowanych i jakie mają uprawnienia organy wyspecjalizowane. Artykuł 40d ustawy reguluje zasady ochrony informacji uzyskanych przez organy wyspecjalizowane w toku kontroli ze szczególnym uwzględnieniem tajemnicy przedsiębiorstwa odwołując się pośrednio przy definiowaniu tej ostatniej do uregulowania wynikającego z art. 11 ust. 4 ustawy z 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji<sup>4)</sup> i wskazując, że tajemnicą przedsiębiorstwa są nieujawnione do wiadomości publicznej informacje techniczne, technologiczne oraz organizacyjne przedsiębiorstwa lub inne informacje, co do których przedsiębiorca podjął niezbędne działania w celu zachowania ich poufności. Definicja tajemnicy przedsiębiorstwa przewidziana w art. 40d ust. 2 ustawy jest nieco szersza od tej wynikającej z ustawy o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji, bowiem nie zawiera wymogu, aby informacje te „posiadały wartość gospodarczą”, co stanowi element definicji tajemnicy przedsiębiorstwa zawartej w ustawie o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji.

### 3.3. Postępowanie w sprawie wprowadzenia do obrotu lub oddania do użytku wyrobu niezgodnego z zasadniczymi lub innymi wymaganiami

Istotną regulacją jest także art. 40k ustawy przewidujący, że w przypadku gdy w wyniku kontroli organ wyspecjalizowany, który ją przeprowadził stwierdzi, że wyrób nie spełnia zasadniczych lub innych wymagań, może w drodze decyzji zakazać dalszego przekazywania wyrobu użytkownikowi, konsumentowi i dystrybutorowi na okres nie dłuższy niż 2 miesiące. W przypadku wszczęcia postępowania w sprawie wprowadzenia do obrotu lub oddania do użytku wyrobu niezgodnego z zasadniczymi lub innymi wymaganiami, organ wyspecjalizowany prowadzący postępowanie może, w drodze decyzji, przedłużyć okres obowiązywania zakazu do czasu zakończenia postępowania. W przypadku gdy organ wyspecjalizowany prowadzący postępowanie stwierdzi, że wyrób spełnia zasadnicze lub inne wymagania, uchyla tę decyzję.

Po przeprowadzeniu powyższej kontroli, jeśli jej ustalenia pozwoliły na stwierdzenie, że wyrób nie spełnia zasadniczych lub innych wymagań, na podstawie art. 41 ustawy, wszczynają się postępowanie w sprawie wprowadzonych do obrotu lub oddanych do użytku wyrobów niezgodnych z zasadniczymi lub innymi wyma-

4) Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1503 ze zmianami.



ganiami. Nie może być ono prowadzone dłużej niż cztery miesiące, a jego stroną jest osoba, która wyrób wprowadziła do obrotu lub oddała do użytku, wobec której zostało wszczęte to postępowanie. Stroną może być również dystrybutor.

Powyższe postępowanie jest postępowaniem administracyjnym, do którego z mocy art. 42 ustawy w zakresie nieuregulowanym należy stosować przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego, a zatem musi ono zakończyć się decyzją. Organ prowadzący postępowanie wydaje decyzję o umorzeniu postępowania, jeżeli:

- 1) stwierdzi, że wyrób spełnia zasadnicze lub inne wymagania;
- 2) niezgodność wyrobu z zasadniczymi lub innymi wymaganiami została usunięta albo wyrób został wycofany z obrotu lub z użytku;
- 3) postępowanie z innych przyczyn stało się bezprzedmiotowe.

Jeżeli w wyniku kontroli stwierdzono, że wyrób nie spełnia zasadniczych lub innych wymagań, a strona postępowania nie podjęła działań, o których mowa w art. 41b ust. 1, organ prowadzący postępowanie może, w drodze decyzji:

- 1) nakazać wycofanie wyrobu z obrotu lub z użytku;
- 2) zakazać dalszego przekazywania wyrobu użytkownikowi, konsumentowi i dystrybutorowi;
- 3) ograniczyć dalsze przekazywanie wyrobu użytkownikowi, konsumentowi i dystrybutorowi;
- 4) nakazać stronie postępowania powiadomienie konsumentów lub użytkowników wyrobu o stwierdzonych niezgodnościach z zasadniczymi lub innymi wymaganiami, określając termin i sposób powiadomienia.

Ustawa o systemie oceny zgodności nie przewidziała specjalnego trybu odwoławczego od decyzji wydawanych przez organy prowadzące postępowanie po jego zakończeniu. Z uwagi na to oraz mając na względzie przepis art. 42 ustawy, stwierdzić należy, że od decyzji wydanych w wyniku powyższego postępowania służy, zgodnie z art. 127 Kodeksu postępowania administracyjnego, odwołanie do organu administracji wyższego stopnia w stosunku do organu, który wydał decyzję.

#### 4. Podstawowe pojęcia związane z systemem oceny zgodności

**System oceny zgodności** tworzą przepisy określające zasadnicze i szczegółowe wymagania dotyczące wyrobów i przepisy oraz normy określające działanie podmiotów uczestniczących w procesie oceny zgodności.

**Jednostka kontrolująca** to jednostka dokonująca sprawdzenia projektu wyrobu, wyrobu lub procesu jego wytwarzania oraz ustalenia ich zgodności z zasadniczymi lub szczegółowymi wymaganiami.

**Jednostka certyfikująca** to niezależna od użytkownika, konsumenta, sprzedawcy, producenta lub jego upoważnionego przedstawiciela albo importera pro-

duktu, jednostka dokonująca certyfikacji, czyli działania, wykazującego, że należycie zidentyfikowany wyrób lub proces jego wytwarzania są zgodne z zasadniczymi lub szczegółowymi wymaganiami.

**Laboratorium** to laboratorium badawcze lub laboratorium pomiarowe.

**Akredytacja** to uznanie przez jednostkę akredytującą kompetencji jednostki certyfikującej, jednostki kontrolującej oraz laboratorium do wykonywania określonych działań.

Akredytacja jest udzielana przez Polskie Centrum Akredytacji na wniosek zainteresowanej jednostki certyfikującej, jednostki kontrolującej, laboratorium lub innego podmiotu przeprowadzającego oceny zgodności lub weryfikacje, po dokonaniu ich oceny i potwierdzeniu, że spełniają wymagania i warunki określone w odpowiednich Polskich Normach, a w przypadku braku Polskich Norm – w odpowiednich dokumentach organizacji międzynarodowych.

**Autoryzacja** to zakwalifikowanie przez ministra lub kierownika urzędu centralnego, właściwego ze względu na przedmiot oceny zgodności, zgłaszającej się jednostki lub laboratorium do procesu notyfikacji. Jednostki certyfikujące, jednostki kontrolujące oraz laboratoria w celu uzyskania notyfikacji mogą ubiegać się o autoryzację. Autoryzacji dokonuje minister albo kierownik urzędu centralnego właściwy ze względu na przedmiot oceny zgodności, w drodze decyzji administracyjnej. Ministrowie i kierownicy urzędów centralnych zgłaszają ministrowi właściwemu do spraw gospodarki autoryzowane jednostki certyfikujące i jednostki kontrolujące oraz autoryzowane laboratoria w celu ich notyfikowania Komisji Europejskiej i państwom członkowskim Unii Europejskiej.

**Notyfikacja** to zgłoszenie Komisji Europejskiej i państwom członkowskim Unii Europejskiej autoryzowanych jednostek certyfikujących i kontrolujących oraz autoryzowanych laboratoriów właściwych do wykonywania czynności określonych w procedurach oceny zgodności.

**Deklaracja zgodności** to oświadczenie producenta lub jego upoważnionego przedstawiciela stwierdzające na jego wyłączną odpowiedzialność, że wyrób jest zgodny z zasadniczymi wymaganiami.

Producent lub jego upoważniony przedstawiciel, który poddał wyrób lub proces jego wytwarzania ocenie zgodności z zasadniczymi wymaganiami i potwierdził ich zgodność, wystawia deklarację zgodności lub umieszcza oznakowanie CE, zgodnie z wymaganiami określonymi w dyrektywach nowego podejścia.



*Autor jest pracownikiem Zachodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Poznaniu*



# TARYFA DLA CIEPŁA – OSTATNIE ZMIANY<sup>1)</sup>

Paweł Bogusławski

W dniu 9 listopada 2006 r. weszło w życie rozporządzenie Ministra Gospodarki określające na podstawie art. 46 ustawy – Prawo energetyczne<sup>2)</sup>, zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla ciepła<sup>3)</sup> (rozporządzenie taryfowe dla ciepła). Rozporządzenie to wprowadziło nowe elementy w sposobie kształtowania taryf dla ciepła, które to zmiany, niekiedy (jak zwykle każda nowość), sprawiają trudności niektórym przedsiębiorstwom we właściwym ustaleniu taryfy, co może skutkować wydłużającym się niepotrzebnie postępowaniem administracyjnym, przy ocenie przedłożonych zgodnie z art. 47 ustawy – Prawo energetyczne, taryf, Prezesowi URE do zatwierdzenia.

Od wejścia w życie rozporządzenia taryfowego dla ciepła do końca lipca br., na obszarze właściwym terytorialnie dla Wschodniego Oddziału Terenowego Urzędu Regulacji Energetyki z siedzibą w Lublinie (WOT URE), Prezes URE zatwierdził 28 taryf dla ciepła.

**Tabela 1.** Wnioski o zatwierdzenie taryfy dla ciepła, zatwierdzone taryfy dla ciepła oraz postępowania administracyjne w toku, w okresie obowiązywania rozporządzenia taryfowego dla ciepła

	Liczba złożonych wniosków	Liczba zatwierdzonych taryf	Liczba taryf w trakcie postępowania
Województwo lubelskie	16	12	8
Województwo podlaskie	10	11	5
Pozostałe	5	5	0
<b>RAZEM</b>	<b>31</b>	<b>28</b>	<b>13</b>

Część wniosków została złożona przed wejściem w życie rozporządzenia taryfowego dla ciepła, stąd suma liczb taryf zatwierdzonych i liczb taryf w trakcie postępowania jest większa od liczby złożonych wniosków.

1) Prezentacja referatu odbyła się na XXIII Spotkaniu Producentów, Dystrybutorów i Odbiorców Ciepła, zorganizowanym przez Izbę Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie, w dniach 18-20 czerwca 2007 r. w Puławach.

2) Ustawa z 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 oraz z 2007 r. Nr 21, poz. 124, Nr 52, poz. 343, Nr 115, poz. 790 i Nr 130, poz. 905).

3) Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 9 października 2006 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z 2006 r. Nr 193 poz. 1423).

Chciałbym zasygnalizować problemy występujące w kilku obszarach, które z mojej obserwacji, a więc w województwie lubelskim i podlaskim (obszar właściwości terytorialnej WOT URE), są bardzo istotne przy właściwym kształtowaniu taryfy. Problemy są oczywiście odczuwane przez obydwie strony borykające się z taryfowaniem – zarówno przez przedsiębiorstwa jak i przez pracowników Urzędu Regulacji Energetyki.

Pierwszym z problemów, który chciałbym zasygnalizować jest brak w rozporządzeniu taryfowym ściśle określonego sposobu ustalania planowanej sprzedaży ciepła w pierwszym roku obowiązywania taryfy.

Zmiana regulacji określonej aktualnie w treści § 12 ust. 3 pkt 2 rozporządzenia taryfowego dla ciepła wprowadziła swobodę przy planowaniu sprzedaży ciepła. Dotychczasowy sposób narzucający wyznaczenie wskaźnika  $W_n$ , wykorzystania zamówionej mocy cieplnej, ustalonego jako średnia z okresu ostatnich pięciu lat ilość sprzedanego ciepła przypadająca na 1 MW zamówionej mocy cieplnej lub z faktycznego okresu prowadzenia działalności przez przedsiębiorstwo energetyczne, gdy okres ten jest krótszy niż pięć lat [w GJ/MW], który w iloczynie z zamówioną mocą cieplną wyznaczał planowaną sprzedaż ciepła, został pominięty. Poprzednie rozporządzenie taryfowe dla ciepła<sup>4)</sup> dawało możliwość wyznaczenia planowanej sprzedaży przy zminimalizowanym wpływie warunków pogodowych w okresie sezonu grzewczego. Cieszę się, gdy ten sposób planowania sprzedaży ciepła jest proponowany nadal przez przedsiębiorstwa. To powinno skutkować pewną stabilnością przychodów w przedsiębiorstwie, niezależnie od średnich temperatur w sezonie grzewczym i długości zimy.

Są jednak przedsiębiorstwa, które próbują tę dowolność wykorzystać w celu zwiększenia przychodów w pierwszym roku obowiązywania taryfy i podają wielkość z ostatniego roku kalendarzowego, wiedząc, że sprzedaż była dużo niższa od przeciętnej, co daje im większą cenę i stawkę. Może się to jednak „zemścić” przy zatwierdzaniu kolejnej taryfy, kiedy poprzedzającym rok stosowania taryfy pojawi się rok kalendarzowy ze zwiększoną sprzedażą. W rozporządzeniu taryfowym nie ma mowy o zachowaniu tej samej metody pla-

4) Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z 30 lipca 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. z 2004 r. Nr 184 poz. 1902).

nowania sprzedaży przy kształtowaniu kolejnej taryfy, ale nie można za każdym razem dopasowywać metody do potrzeb chwili. Myślę, że w tym wypadku spojrzenie w przyszłość i stosowanie tej samej metody przez lata, zwłaszcza jeżeli opiera się ona o przekrój sprzedaży ciepła z kilku ostatnich lat działalności przedsiębiorstwa, będzie korzystna zarówno dla przedsiębiorstw, jak i dla odbiorców.

Poza tym należałoby rozważyć długofalowe skutki wyjścia do odbiorców z niską ceną. Pomimo, iż mechanizm zatwierdzanych taryf nie pozwala na ciągłe dostosowywanie oferty cenowej do zgłaszanego popytu na ciepło oraz pamiętając o kapitałochłonności inwestycji ciepłowniczych, które w naturalny sposób wyznaczają bariery tak wejścia jak i wyjścia z rynku ciepła po stronie podażowej, należałoby spróbować ceną przyciągnąć naszych potencjalnych, przyszłych odbiorców, a obecnych – zatrzymać. Bo ucieczka dotychczasowych, nawet niewielu odbiorców, będzie miała czarny scenariusz dla przedsiębiorstw w dalszej perspektywie. Koszty stałe przedsiębiorstwa pozostaną na poziomie zbliżonym do ustalonego, a wielkość zamówionej mocy zmniejszy się. Sprzedaż wyrażona w GJ też spadnie. Naturalnym w takiej sytuacji będzie wzrost cen i stawek opłat. Nastąpi eskalacja ucieczek od scentralizowanego ciepła. Tam, gdzie to możliwe, i nie tylko w wolnostojących domach jednorodzinnych, czy szeregowcach, ale w całych spółdzielniach mieszkaniowych nastąpi zmiana sposobu ogrzewania na alternatywne kotłownie osiedlowe. Paliwo gazowe czy olej opałowy to substytuty ciepła scentralizowanego. Powinny być stosowane tylko tam, gdzie brak jest ciepła sieciowego. Takiego wyboru dokonuje się po starannej analizie ekonomicznej (biorącej pod uwagę wszystkie koszty związane z inwestycją i eksploatacją w długim horyzoncie czasowym), która powinna wykazać, iż koszt 1 GJ ciepła wytworzonego w dużej ciepłowni, nawet po przestaniu nośnika kilometrami sieci miejskiej, jest tańszy niż 1 GJ ciepła wytworzonego w kotłowni osiedlowej.

W gestii przedsiębiorstw ciepłowniczych leży udowodnienie, przekonanie i zachęcenie wahających się odbiorców do pozostania przyłączonymi do sieci. Działaniami marketingowymi, reklamą zarówno informującą jak i nakłaniającą, powinni być przekonywani odbiorcy zarówno obecni jak i potencjalni, że warto pozostać przyłączonym do sieci. Działania takie powinny być poparte przede wszystkim małymi wzrostami cen i stawek opłat, a najlepiej szukaniem takich rozwiązań, które zatrzymają ich poziom na kilka lat.

Nie powinno się dopuszczać do takiego działania odbiorców po kolejnej podwyżce o kilka, czy czasami kilkanaście procent, które skutkuje próbami ucieczki od usług świadczonych przez przedsiębiorstwo ciepłownicze. Najgorzej jest, gdy pomoc niekompetentnego czy nieuczciwego doradcy, ukrywającego część kosztów wynikających z zainstalowania alternatywnego do ciepła sieciowego innego sposobu ogrzewania

mieszkań i podgrzewania wody, zaowocuje powstaniem kilku lub więcej rozproszonych ciepłowni. Taka sytuacja może znacząco wpłynąć na dalsze losy bilansu przedsiębiorstwa, zwłaszcza gdy jest to przedsiębiorstwo niewielkie, posiadające stosunkowo niedużą wielkość mocy zamówionej, a odłączający się odbiorcy to całe osiedle mieszkaniowe, szkoła z basenem czy zakład produkcyjny.

Taka sytuacja może być również dramatyczna dla odbiorcy, który po pewnym czasie skonstatuje, że nie brał pod uwagę, iż kalkulacja ceny ciepła, która służyła do porównania z ceną ciepła sieciowego, była oparta na podstawie chwilowo niezwykle niskiej ceny nowego paliwa. Pominięcie lub niepełne ujęcie innych kosztów związanych z eksploatacją też zamazuje obraz porównania. Bariery wyjścia z dokonanej już inwestycji takie jak obciążenie kredytem, umowy na eksploatację urządzeń, problem z adaptowanymi pomieszczeniami – są bardzo trudne do pokonania.

**Tabela 2.** Zestawienie przedsiębiorstw wg okresu przyjętego do planowania sprzedaży ciepła

Liczba przedsiębiorstw planujących sprzedaż z okresu 5 lat lub z krótszego, udokumentowanego okresu prowadzenia działalności	16
Liczba przedsiębiorstw planujących sprzedaż z okresu 3 lat	2
Liczba przedsiębiorstw planujących sprzedaż z okresu 2 lat	1
Liczba przedsiębiorstw planujących sprzedaż na podstawie sprzedaży z ostatniego roku	7
Zastosowanie innych metod planowania sprzedaży ciepła	2

W 26 przypadkach wnioski taryf, które zostały zatwierdzone w okresie obowiązywania rozporządzenia taryfowego dla ciepła, zawierały sposób liczenia planowanej sprzedaży ciepła oparty na wyznaczeniu wskaźnika  $W_n$ , wykorzystania zamówionej mocy cieplnej, ustalonego jako średnia z podanego powyżej okresu ilości sprzedanego ciepła przypadającego na 1 MW zamówionej mocy cieplnej.

Drugim obszarem sprawiającym kłopoty jest sposób wyliczenia i właściwe uzasadnienie wielkości zwrotu z kapitału zainwestowanego w działalność ciepłowniczą.

Analizując możliwość, jaką daje § 25 rozporządzenia taryfowego dla ciepła, niektóre z przedsiębiorstw próbują na siłę wyznaczyć planowaną wielkość zwrotu z kapitału zainwestowanego w działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w ciepło i w modernizację i rozwój oraz realizację inwestycji z zakresu ochrony środowiska, uważając, że przyjęcie tej pozycji planowanych przychodów jest obowiązkowe. W niektórych przypadkach umieszczenie planowanego zwrotu z kapitału wiąże się ze zbyt małym, w ocenie przedsiębiorstwa, wzrostem cen i stawek opłat bez tej pozycji, lub stratą na działalności w kilku kolejnych latach. Moim zdaniem zwrot z kapi-

tału zainwestowanego w działalność energetyczną nie może być instrumentem do windowania cen i stawek opłat lub wyrównaniem słabej efektywności ekonomicznej przedsiębiorstwa. Najczęściej w takich przypadkach występuje poważny kłopot z uzasadnieniem planowanej wielkości oczekiwanych przychodów.

§ 25 ust. 2 rozporządzenia taryfowego dla ciepła szczegółowo podaje minimum, jakie powinno być spełnione w uzasadnieniu planowanego zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność gospodarczą a § 25 ust. 1 ww. rozporządzenia określa co powinna uwzględniać planowana wielkość:

1. Planowana wielkość zwrotu z kapitału, (...), powinna uwzględniać zwrot z kapitału własnego i obcego, służących do finansowania majątku zaangażowanego do wykonywania działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwo energetyczne.
2. Uzasadniona wielkość zwrotu z kapitału, o której mowa w ust. 1, powinna być odpowiednia do charakteru wykonywanej działalności gospodarczej i ponoszonego w związku z tym ryzyka, a przy jej określaniu należy w szczególności uwzględniać następujące przesłanki:

- 1) warunki panujące na rynkach finansowych i wynikający z nich poziom stóp procentowych, ocenę ryzyka wykonywania działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwo energetyczne, a także wartość aktywów przedsiębiorstwa, która jest faktycznie zaangażowana w działalność gospodarczą związaną z zaopatrzeniem w ciepło i energię elektryczną;
- 2) uwzględnienie zwrotu z kapitału w kalkulacji cen i stawek opłat nie może spowodować nadmiernego wzrostu opłat ponoszonych przez odbiorców;
- 3) oszczędności uzyskane w wyniku obniżenia kosztów działalności przedsiębiorstwa energetycznego wynikające z poprawy efektywności jego funkcjonowania;
- 4) poziom cen ciepła z alternatywnych źródeł ciepła, które mogłyby być, w sposób ekonomicznie i technicznie uzasadniony, wykorzystane w celu pokrycia zapotrzebowanie na to ciepło.

A więc przychód określony mianem zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność koncesjonowaną jest formą nagrody za zwiększenie efektywności przedsiębiorstwa, za znalezienie możliwości redukcji kosztów, za obniżenie cen i stawek opłat a więc za przedstawienie taryfy, która bez wielkości zwrotu z kapitału jest taryfą zmniejszającą przychody wynikające z planowanych opłat w okresie jej stosowania w czasie pierwszego roku obowiązywania lub wzrost ten jest zaproponowany jako minimalny, bliski zeru. Reasumując, jest to nagroda za uzyskane oszczędności.

Należy także mieć na uwadze substytuty, o których była mowa w trakcie omawiania pierwszego problematycznego obszaru. Gaz naturalny dostarczany przez PGNiG SA czy olej opałowy z pobliskiej stacji

paliw, to nie paliwa proponowane przez konkurentów na rynku ciepłowniczym. To są substytuty, które oczywiście mogą wyprzeć ciepło sieciowe. Ale to zależy tylko od strategii i taktyki, jaką przyjmie przedsiębiorstwo na lokalnym rynku. Wszelkie działania przedsiębiorstwa powinny być ukierunkowane na podstawowy cel – utrzymanie dotychczasowej liczby odbiorców, a celem dodatkowym przedsiębiorstw powinno być zwiększenie tej liczby.

Dodatkowo, a może przede wszystkim, o czym wydaje się zapominać przedsiębiorstwa, jednym z instrumentów służącym Prezesowi URE do regulacji, jest zawarta w art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. c) ustawy – Prawo energetyczne, możliwość ustalania wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału, o którym mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1 ww. ustawy, dla przedsiębiorstw energetycznych przedkładających taryfy do zatwierdzenia.

**Tabela 3.** Liczba zatwierdzonych taryf, w których uwzględniono wnioskowany dodatkowy przychód, jakim jest zwrot z zainwestowanego kapitału w działalność ciepłowniczą

Liczba zatwierdzonych taryf	28
Liczba taryf, w których przyjęto zwrot z kapitału	11

Nie zawsze uznanie zwrotu z kapitału było zgodne z propozycją zawartą w pierwotnym wniosku. Ocena warunków panujących na rynkach finansowych i wynikający z nich poziom stóp procentowych, ocena ryzyka wykonywania działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwo energetyczne, a także wartość aktywów przedsiębiorstwa, która jest faktycznie zaangażowana w działalność gospodarczą związaną z zaopatrzeniem w ciepło to obszary, które zwykle musiały być przez przedsiębiorstwa ujęte inaczej. Uwzględniony zwrot z kapitału w kalkulacji cen i stawek opłat nie mógł spowodować nadmiernego wzrostu opłat ponoszonych przez odbiorców, a więc wielkość planowanego w pierwotnym wniosku dodatkowego przychodu, jakim jest zwrot z kapitału, musiała być często znacznie zredukowana.

Nie można natomiast stawiać zarzutu „zabierania zysku przedsiębiorstwom” przez Prezesa URE. Prawie połowa z zatwierdzonych taryf miała ujęty dodatkowy przychód, nagrodę za zwiększanie efektywności w prowadzonym przedsiębiorstwie.

Nie wszystkie z przedsiębiorstw, z którymi mam przyjemność korespondować podczas postępowań administracyjnych, narzekają na brak przychodów. Z mojego doświadczenia, z analiz sprawozdań przedsiębiorstw, z przedstawionych planów rozwoju niejednokrotnie wynika, iż przedsiębiorstwa same starają się utrzymywać istniejący poziom cen i stawek opłat. I wcale takie działanie przy właściwym gospodarowaniu, przy samokontroli, przy walce o redukcję kosztów i o poprawę efektywności ekonomicznej nie musi skutkować stratą na działalności lub brakiem możliwości inwestowania.



Kolejnym obszarem, który w moim odczuciu należałoby omówić, jest duża dowolność w ustalaniu opłat stałych.

Zgodnie z § 18 rozporządzenia taryfowego dla ciepła podającym sposób kalkulacji ceny za zamówioną moc cieplną i sposób obliczenia ceny ciepła współczynnik A to określony dla danego źródła ciepła i nośnika ciepła wskaźnik udziału kosztów stałych w łącznych kosztach wytwarzania ciepła, którego wartość nie może być wyższa od udziału kosztów stałych w łącznych kosztach wytwarzania ciepła.

Sposób ustalenia stawek opłat za usługi przesyłania i dystrybucji ciepła podany w § 21 rozporządzenia taryfowego dla ciepła, zawiera definicję współczynnika B – jest to wskaźnik udziału opłat stałych za usługi przesyłowe w łącznych opłatach za te usługi.

Rozporządzenie taryfowe od jesieni ubiegłego roku umożliwiło przedsiębiorstwom ustalenie wskaźnika udziału kosztów stałych przy kalkulacji cen z wytwarzania ciepła i ustalanie wskaźnika udziału opłat stałych w sposób, w którym nie wolno przekroczyć granicy wyznaczonej przez udział kosztów stałych przy kalkulacji cen i udział opłat stałych za usługi przesyłowe w planowanej taryfie.

Zlikwidowane ograniczenie w postaci dawnych 30% kosztów wytwórcy lub opłat za przesyłanie może być bronią obosieczną. Więcej w tym dobra czy też zła?

Pomimo światowej tendencji bazowania na opłatach wynikających z faktycznego zużycia ciepła, mamy możliwość pobierania opłat nie tylko w okresie sezonu grzewczego, ale także w czasie remontów letnich, w czasie łagodnej zimy, w czasie, kiedy automatyka pogodowa zadecyduje o zmniejszeniu zużycia ciepła.

Taka sytuacja daje pewien komfort przedsiębiorstwom. Poprzez zwiększenie opłat stałych unika się ryzyka uzyskania mniejszych niż planowane przychodów, które to ryzyko zawsze istnieje, chociażby w okresie łagodnej zimy. Mając zapewnione z góry przychody z powiększonych opłat stałych, zmniejsza się skłonność do gromadzenia na wyodrębnionym koncie środków na letnie remonty czy modernizacje. Większe niż dotychczas opłaty stałe pozwolą nie ponosić kosztów finansowych związanych z zaciągniętymi kredytami.

Ale ze strony odbiorcy, wyraźne zwiększenie opłat stałych, zarówno tych wynikających z cen wytwórcy ciepła jak i tych, które powstają na bazie stawek przedsiębiorstwa przesyłającego ciepło będzie demotywujące do oszczędzania ciepła. Przecież za ciepło pobrane zapłacą mniej, więc po co je oszczędzać. Wszelkie działania idące w parze z oszczędzaniem ciepła zostaną zaniechane. Inwestycje w termomodernizację przestaną się opłacać. Przestrożą może być wizja pojawienia się starego, zaniechanego już na szczęście sposobu na niższą temperaturę w pomieszczeniach: zbyt ciepło – otwieramy okno na oścież. Pozornie dla ciepłowników to raj. Bo większe zużycie ciepła, to więcej pieniędzy w kasie. Ale to może także doprowadzić do zbuntowania się któregoś z odbiorców i stwierdzenia,

że jeden z substytutów (gaz lub olej w osiedlowej kotłowni) zastąpi ciepło sieciowe. Opisany już czarny scenariusz może się pojawić, gdy tak samo postąpią inni, zanim okaże się, że jednak ciepło sieciowe jest tańsze. Tylko, że ciepło sieciowe wtedy jest tańsze, gdy jest zużywane oszczędnie, gdy działa efekt skali rozkładający koszty stałe na dużą liczbę MW mocy zamówionej, a ceny i stawki za usługi przesyłowe kalkulowane są z myślą o odbiorcy i w dbałości o przyszłość wzajemnych korzyści, do jakich powinny dążyć przedsiębiorstwa i odbiorcy.

Proponuję przy okazji tych rozważań zwrócić uwagę na art. 45 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, mówiący iż „Taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła mogą uwzględniać koszty współfinansowania przez przedsiębiorstwa energetyczne przedsięwzięć i usług zmierzających do zmniejszenia zużycia paliw i energii u odbiorców, stanowiących ekonomiczne uzasadnienie uniknięcia budowy nowych źródeł energii i sieci”. Być może uda się wejść w porozumienie z odbiorcami i namówić ich na audyt, może w wykonaniu siłami przedsiębiorstwa, może pomoc w zakresie termomodernizacji i koszty z tym związane, będzie można umieścić w taryfie.

**Tabela 4.** Liczba pierwotnych wniosków taryfowych złożonych dla wytwarzania ciepła z większym udziałem kosztów stałych niż 0,3 kosztów ogółem i liczba zatwierdzonych taryf z większym udziałem kosztów stałych niż 0,3 kosztów ogółem

Liczba wniosków z proponowanym udziałem $k_s > 0,3(k_s + k_z)$	8
Liczba taryf, w których przyjęto udział $k_s > 0,3(k_s + k_z)$	2

Na szczęście w obszarze działania WOT URE przypadki nadużywania pewnej dowolności rozporządzenia taryfowego co do ustalania udziału kosztów stałych lub opłat stałych są przypadkami marginalnymi. Mam nadzieję, że to nie przeoczenie przedsiębiorstw takiej możliwości, a racjonalne podejście do psychologicznego oddziaływania ceny na odbiorcę powoduje takie działanie.

Chciałbym także przypomnieć, że zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. d) ustawy – Prawo energetyczne, do zakresu działania Prezesa URE należy ustalanie maksymalnego udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla poszczególnych grup odbiorców w taryfach dla paliw gazowych i energii, w przypadkach gdy wymaga tego ochrona interesów odbiorców.

Omawiając nowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf, należy koniecznie zwrócić uwagę na brak w rozporządzeniu taryfowym dla ciepła współczynnika redukcyjnego kosztów stałych. „Pod rządami” poprzednich rozporządzeń współczynnik „a” ograniczał nadmiar mocy zainstalowanej poprzez redukcję kosztów nawet o 10% w przypadku dużych przerostów mocy zainstalowanej. Przedsiębiorstwa często pod tym kątem występowały w wnioskiem o zmianę koncesji, doku-

mentując oczywiście decyzjami Urzędu Dozoru Technicznego wyłączenie kotła, którego moc zainstalowana powodowała wejście w obszar redukcji kosztów.

Znam przypadek, spoza właściwości terytorialnej WOT URE, złożenia wniosku o zwiększenie mocy zainstalowanej o wielkość znamionową kotła, który był kilka lat temu wyłączony. Dzisiaj widać cyniczne działanie przedsiębiorstwa, gdyż wyraźne jest manipulowanie wielkością mocy zainstalowanej w zależności od potrzeb i możliwości. Myślę, że nie tędy droga do zwiększenia wyniku finansowego przedsiębiorstw.

Na zakończenie jeszcze jeden element, który zniknął od jesieni ubiegłego roku z rozporządzenia taryfowego. Został pominięty sposób wyznaczania współczynnika  $X_w$ . Jednak ustawa – Prawo energetyczne w art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. a) przewiduje, iż do zakresu działania Prezesa URE należy ustalanie współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków wykonywania przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej. Oczywiście dla mnie jest, iż pomimo tego braku w rozporządzeniu, instrument pozostał w zasięgu możliwości użycia przez Prezesa URE.

Podsumowując powyższą ocenę obszarów problemowych, nie będę prezentować danych dotyczących obszaru działania WOT URE w okresie od dnia wejścia w życie rozporządzenia taryfowego, ze względu na zbyt skromny materiał do analizy statystycznej.

Naturalnym jest, że w każdym przypadku średniej wskaźnikowej ceny czy średniej wskaźnikowej stawki duży wpływ na prezentowaną średnią ma wielkość przedsiębiorstwa zwłaszcza dużego, z najniższą lub najwyższą ceną lub stawką. A więc wyniki uzyskane po zakończeniu kilkunastu postępowań mogą odbiegać od wyniku zaprezentowanego po uzyskaniu danych z dłuższego okresu pracy, który obejmować będzie większą liczbę zatwierdzonych taryf. Inne średnie ceny i stawki pokażą obliczenia bazujące na obszarze całego kraju. Specyfika rynków lokalnych powoduje, że dla każdego przedsiębiorstwa powinno się uwzględniać indywidualną ocenę warunków, w jakich funkcjonuje dane przedsiębiorstwo. Jednak nie należy tego rozumieć w kontekście możliwości szukania sposobu na ujęcie do kalkulacji taryfy kosztów innych niż te, o których mówi art. 3 pkt 21 ustawy – Prawo energetyczne: „Koszty uzasadnione, to koszty niezbędne do wykonania zobowiązań powstałych w związku

z prowadzoną przez przedsiębiorstwo energetyczne działalnością w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji, obrotu paliwami lub energią oraz przyjmowane przez przedsiębiorstwo energetyczne do kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie w sposób ekonomicznie uzasadnionych, z zachowaniem należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców; koszty uzasadnione nie są kosztami uzyskania przychodów w rozumieniu przepisów podatkowych”.

W poszczególnych przypadkach zatwierdzonych taryf dla ciepła zdarzały się wzrosty nawet powyżej dwudziestu procent (wynikało to z niskich dotychczasowych poziomów cen lub stawek, wzrost był podyktowany rzetelnie udowodnioną koniecznością poniesienia kosztów ujętych w taryfie, a związanych z działalnością energetyczną przedsiębiorstwa). Wśród zatwierdzonych taryf można znaleźć także takie, w których występuje spadek cen lub stawek. Spadek sięgający niekiedy kilkunastu procent.

Kończąc, pozwolę sobie przytoczyć jeszcze art. 45 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, mówiący, iż taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat oraz art. 21 ust. 1 tej samej ustawy, który nakłada na Prezesa URE obowiązek zmierzania do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. Rozporządzenie wykonawcze to zbiór szczegółowych zasad wskazujących przedsiębiorstwu jak ma kształtować taryfę, a Prezesowi URE wytyczające kierunek kontroli podczas postępowania administracyjnego zmierzającego do zatwierdzenia taryfy. Dokonując oceny zgodności przedłożonej taryfy z art. 44, 45 i 46 Prezes URE uwzględnia interesy dwóch stron uczestników rynku: przedsiębiorstw i odbiorców.



*Autor jest dyrektorem  
Wschodniego  
Oddziału Terenowego URE  
z siedzibą w Lublinie*

# UWARUNKOWANIA PRAWNE WSTRZYMANIA DOSTAW PALIW GAZOWYCH, ENERGII ELEKTRYCZNEJ LUB CIEPŁA Z POWODU ZWŁOKI W ZAPŁACIE

Maja Czarzasty

Wstrzymanie dostaw paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła z powodu zwłoki w zapłacie jako regulacja szczególna w stosunku do unormowań dotyczących powstrzymywania się ze spełnieniem świadczenia lub odstąpienia od umowy w wypadku zwłoki jednej ze stron (art. 490 i 491 Kodeksu cywilnego) została wprowadzona do ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne w dniu 1 stycznia 2003 r.

Należy zauważyć, że jako regulacja szczególna obwarowana ona jest ograniczeniami w zakresie możliwości jej stosowania. Wynika to m.in. z faktu, iż nagłe przerwanie dostaw energii lub dostaw paliw wywołać może nieobliczalne skutki dla odbiorców. Niezależnie od powyższego pozbawienie odbiorcy zasilania np. w energię elektryczną na dłuższy czas w dzisiejszych uwarunkowaniach cywilizacyjnych samo przez się stwarza sytuację zapaści cywilizacyjnej dla tego odbiorcy. Z drugiej strony ustawowa zasada równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców implikowała konieczność ustanowienia mechanizmów prawnych przeciwdziałających lekceważeniu przez odbiorców obowiązku zapłaty za pobrane paliwo lub energię.

Warto zauważyć, że regulacje w omawianym zakresie pozwalające przedsiębiorstwom energetycznym w określonych warunkach na wstrzymanie dostaw, pojawiały się w ustawie – Prawo energetyczne stopniowo.

I tak na podstawie ustawy z 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2000 r. Nr 48, poz. 555), z dniem 14 czerwca 2000 r. umocowanie ustawowe uzyskała przesłanka wstrzymania dostaw paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, jeśli w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska lub, gdy nastąpił nielegalny pobór paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła.

Natomiast wymieniona na wstępie przesłanka wstrzymania dostaw z powodu zwłoki w zapłacie za pobrane paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło znalazła umocowanie w ustawie z 24 lipca 2002 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2002 r. Nr 135, poz. 1144).

W obecnym stanie prawnym, zgodnie z art. 6 ust. 3 i ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.), przedsiębiorstwo energetyczne może wstrzymać dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, jeśli w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska lub, gdy nastąpił nielegalny ich pobór, a także gdy odbiorca zwleka z zapłatą za pobrane paliwo gazowe, energię elektryczną lub ciepło co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie o zamiarze wypowiedzenia umowy i wyznaczenia dodatkowego, dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych i bieżących należności. Dlatego też w sytuacji, gdy przedsiębiorstwo energetyczne postanowiło wysłać do odbiorcy wezwanie do zapłaty, to powinno zawrzeć w nim następujące elementy:

- 1) pouczenie o treści art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne,
- 2) informację o upływie miesięcznego terminu zwłoki w realizacji płatności za dostarczone paliwo lub energię,
- 3) wskazanie dodatkowego dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych i/lub bieżących należności,
- 4) informację o skutkach nieuregulowania tych należności, tj. o możliwości wstrzymania dostaw po upływie wskazanego terminu i zamiarze wypowiedzenia umowy.

W odniesieniu do treści powołanych przepisów pojawiły się pewne wątpliwości interpretacyjne w szczególności związane z faktem, iż wywołanie skutków przewidzianych w wezwaniu do zapłaty uzależnione jest od skutecznego doręczenia odbiorcy tego wezwania.

W stanowisku Prezesa URE z 29 marca 2005 r. dotyczącym stosowania art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne (opublikowanym na stronie internetowej [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl)), popartym późniejszym orzecznictwem Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (zwanego dalej „Sądem OKiK”), zostało zaakcentowane, że podstawą do wstrzymania dostarczania energii elek-



trycznej, gazu lub ciepła z powodu zwłoki w zapłacie jest z jednej strony prawidłowe wystawienie wezwania do zapłaty, z drugiej strony zaś skuteczne doręczenie tego wezwania.

Odzwierciedleniem tego stanowiska są liczne wyroki Sądu OKiK, w uzasadnieniach których Sąd OKiK odnosił się do prawidłowości decyzji, w których Prezes URE stwierdzał nieuzasadnione wstrzymanie dostaw energii elektrycznej bądź ciepła ze względu na niedotrzymanie przesłanek z art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne.

I. W wyroku z 5 kwietnia 2007 r. (sygn. akt XVII AmE 189/06) Sąd OKiK rozpatrując odwołanie przedsiębiorstwa energetycznego stwierdził, że dla zaistnienia możliwości wstrzymania dostaw energii muszą zostać spełnione łącznie dwie przesłanki: odbiorca zwleka z zapłatą co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności oraz odbiorca został powiadomiony na piśmie o możliwości odłączenia energii i został mu wyznaczony dodatkowy dwutygodniowy termin na zapłatę należności. W omawianej sprawie przedsiębiorstwo energetyczne nie dotrzymało drugiej przesłanki, bowiem w wezwaniu do zapłaty nie wyznaczyło odbiorcy dodatkowego dwutygodniowego terminu na uregulowanie zaległych i bieżących należności. Według Sądu „*ratio legis przepisu (art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne – M. C.) sprowadza się do tego, aby odbiorca miał ten czas na zgromadzenie potrzebnych funduszy, w celu zapłaty należności za energię. Uznać więc należy, iż terminu tego nie można skracać. Tak więc od otrzymania przez odbiorcę wezwania do zapłaty pod rygorem wstrzymania dostaw, powinien upłynąć dwutygodniowy termin, zanim przedsiębiorstwo energetyczne wstrzyma dostawę*”. W rozpatrywanej sprawie, w wezwaniu z 15 lipca 2004 r., nadanym listem poleconym w tym dniu, został on określony do 29 lipca 2004 r. Tak więc, aby mieć dodatkowe dwa tygodnie odbiorca musiałby mieć doręczone to wezwanie w dniu nadania listu poleconego. Pismo to było dwukrotnie awizowane przez pocztę: 19 lipca i 23 lipca 2004 r. i to termin powtórnego awizowania, tj. 23 lipca 2004 r. należało uznać za moment, w którym odbiorca otrzymał przedmiotowe pismo. W związku z tym, że przepis art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne nie określa szczegółowo sposobu liczenia terminu, Sąd uznał, iż w tym przypadku zaistniała możliwość zastosowania fikcji prawnej doręczenia, zgodnie z dyspozycją art. 139 § 1 Kodeksu postępowania cywilnego. Tak liczony termin kończył swój bieg 6 sierpnia 2004 r., czyli od tego dnia przedsiębiorstwo energetyczne miało możliwość odłączyć dopływ energii. Uczyniło to 4 sierpnia 2004 r. – tym samym nie dopełniając przesłanek art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne.

II. W wyroku z 16 grudnia 2004 r. (sygn. akt XVII AmE 49/03) Sąd OKiK stwierdził, iż przepis art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne „*został wprowadzony w interesie odbiorcy, bowiem uniemożliwia on zastosowanie umownych, mniej korzystnych dla odbiorcy, zasad*

*wstrzymania dostaw oraz jako lex specialis wyłącza zastosowanie ogólnych zasad przewidzianych w Kodeksie cywilnym*”. W omawianej sprawie przedsiębiorstwo energetyczne nie wyczerpało procedury, przewidzianej w art. 6 ust. 3a powyższej ustawy, poprzedzającej wstrzymanie dostaw energii do obiektu odbiorcy z powodu zwłoki w opłaceniu należności za energię za grudzień 2002 r. Przedsiębiorstwo energetyczne dotrzymało pierwszej przesłanki, czyli zachowało termin miesięczny poprzedzający wstrzymanie dostaw energii po upływie terminu płatności należności za energię elektryczną, ale nie spełniło drugiej przesłanki – nie uprzedziło odbiorcy na piśmie o zamiarze wypowiedzenia umowy i wyznaczeniu dodatkowego dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych należności. Postanowienia umowy pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcą, które w razie zwłoki z płatnością przewidywałyby krótsze terminy bądź inny tryb wstrzymywania dostaw, należy uznać za sprzeczne z ustawą. W związku z powyższą kwestią, należy wskazać również wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z 21 grudnia 2005 r. (sygn. akt XVII AmE 62/04). Tym razem Sąd stwierdził, że „*art. 6 ust. 3a ma charakter bezwzględnie obowiązujący (...) W ocenie Sądu treści art. 6 ust. 3a Prawa energetycznego nie można interpretować rozszerzająco, gdyż ma on na celu ochronę odbiorców energii poprzez jednoznaczne sprecyzowanie warunków prowadzących do wstrzymania sprzedaży podstawowego dobra jakim jest energia elektryczna*”.

III. W wyroku z 6 czerwca 2007 r. (sygn. akt XVII AmE 165/06) Sąd OKiK zgodził się z Prezesem URE, iż termin z art. 6 ust. 3a ustawy ma charakter pewnego minimum dla odbiorcy energii elektrycznej, który zalega ze spłatą należności z tego tytułu, które nie może być modyfikowane na niekorzyść odbiorcy przez przedsiębiorstwo energetyczne. Sąd OKiK uznał także, że „*dokonana przez Prezesa URE wykładnia art. 6 ust. 3a ustawy w pełni urzeczywistnia potrzebę równowagi interesów odbiorców energii i przedsiębiorstw ją dostarczających. Przyjmując, iż ów dwutygodniowy termin należy liczyć od doręczenia odbiorcy energii powiadomienia, o którym mowa w art. 6 ust. 3a ustawy, co jest zbieżne z powszechną praktyką przedsiębiorstw w tej mierze, przedsiębiorstwo energetyczne nie zostaje bowiem pozbawione możliwości zakończenia współpracy z niewypłacalnym kontrahentem, lecz moment ten, porównując sytuację przedsiębiorstwa i odbiorcy, zostaje tylko nieznacznie przesunięty, aczkolwiek z drugiej zaś strony – z uwagi na odpowiednią długość – daje szansę odbiorcy, by zebrać stosowne środki i nie zostać pozbawionym w sposób nieuzasadniony jednego z podstawowych dla normalnej egzystencji dóbr*”.

Jak z powyższego wynika, przedsiębiorstwa energetyczne powinny ściśle przestrzegać procedury określonej w art. 6 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne, przez co należy rozumieć:

1) zawarcie w wezwaniu do zapłaty wszystkich wymaganych tym przepisem elementów,

- 2) niemożność skracania ustawowych terminów, co oznacza że wstrzymanie dostaw nie może nastąpić wcześniej niż po upływie 1 miesiąca od upływu terminu płatności i jednocześnie nie wcześniej niż po upływie 14 dni od dnia doręczenia wezwania do zapłaty zaległych i bieżących należności,
- 3) wezwanie do zapłaty powinno być skutecznie doręczone, co oznacza, że przy tego rodzaju doręczeniach należy posługiwać się co najmniej formą listu poleconego.

W świetle powołanego orzecznictwa Sądu OKiK jest też oczywiste, że w przypadku niedochowania przez przedsiębiorstwo energetyczne któregośkolwiek z wyżej

wymienionych warunków, rezultat postępowania w sprawie wstrzymania dostaw na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, będzie dla tego przedsiębiorstwa niekorzystny.



*Autorka jest pracownikiem  
Biura Prawnego URE*



*Park wiatrowy w Tymieniu należący do firmy EEZ Sp. z o.o.*

**OBWIESZCZENIE MINISTRA GOSPODARKI<sup>1)</sup>**

z dnia 9 maja 2007 r.

**w sprawie sprawozdania z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny**

(M. P. Nr 33, poz. 384)

Na podstawie art. 15b ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.<sup>2)</sup>) ogłasza się w załączniku do niniejszego obwieszczenia sprawozdanie z wy-

ników nadzoru ministra właściwego do spraw gospodarki nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny za okres od dnia 3 maja 2005 r. do dnia 30 czerwca 2006 r.

Załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki  
z dnia 9 maja 2007 r. (poz. 384)

**SPRAWOZDANIE Z WYNIKÓW NADZORU NAD BEZPIECZEŃSTWEM ZAOPATRZENIA W GAZ ZIEMNY**

za okres od dnia 3 maja 2005 r. do dnia 30 czerwca 2006 r.

**1. Informacje ogólne**

Podstawę prawną do sporządzenia niniejszego sprawozdania stanowi przepis art. 15b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.), który obliuguje Ministra Gospodarki do opracowania w terminie do dnia 30 czerwca każdego roku sprawozdania z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny.

Sprawozdanie obejmuje okres od dnia 3 maja 2005 r., tj. od dnia wejścia w życie ustawy z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 62, poz. 552 oraz z 2006 r. Nr 158, poz. 1123), do dnia 30 czerwca 2006 r.

Wyżej wymieniona zmiana ustawy – Prawo energetyczne dopełniła proces implementacji do prawa polskiego postanowień dyrektywy 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 98/30/WE.

Przedmiotem niniejszego sprawozdania są zagadnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej (Dz. U. z 2007 r. Nr 65, poz. 437), w tym bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski, nadzór nad którymi powierzono ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne.

Bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego jest uzależnione od wielu czynników. Wśród najistotniejszych należy wskazać:

- potencjalną moc i stopień dostępności źródeł gazu ziemnego,
- stan techniczny i formy własności infrastruktury transportu gazu ziemnego,
- poziom dywersyfikacji dostaw, w tym wykorzystanie krajowych i zagranicznych źródeł zaopatrzenia w gaz ziemny,
- warunki kontraktowe dostaw gazu ziemnego,
- warunki wewnętrznej i międzynarodowej stabilności.

Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego jest priorytetowym celem Rządu polskiego. Dotyczy to w szczególności utrzymywania stabilnych i nieprzerwanych dostaw ropy naftowej i gazu ziemnego, co wiąże się z koniecznością dywersyfikacji kierunków, źródeł i sposobów dostaw oraz rozbudową infrastruktury przesyłowej, dystrybucyjnej i magazynowej, a także zwiększenia krajowego wydobycia gazu ziemnego.

Polski rynek gazu ziemnego należy postrzegać poprzez dostawy tego gazu jako nośnika energetycznego oraz jako surowca wykorzystywanego w celach nieenergetycznych.

**Działania Rządu RP**

W dniu 7 grudnia 2005 r. powołano Pełnomocnika Rządu do Spraw Dywersyfikacji Dostaw Nośników Energii do Rzeczypospolitej Polskiej, na mocy rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 29 listopada 2005 r. w sprawie Pełnomocnika Rządu do Spraw Dywersyfikacji Dostaw Nośników Energii do Rzeczypospolitej Polskiej (Dz. U. Nr 239, poz. 2011), oraz podjęto intensywne prace dla zapewnienia dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego i ropy naftowej.

1) Minister Gospodarki kieruje działem administracji rządowej – gospodarka, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 18 lipca 2006 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki (Dz. U. Nr 131, poz. 909).

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 i Nr 52, poz. 343.



W dniu 3 stycznia 2006 r. Rada Ministrów podjęła uchwałę nr 3/2006 w sprawie działań mających na celu dywersyfikację dostaw nośników energii, poprzez przygotowanie decyzji inwestycyjnych i handlowych dla dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego, w szczególności: budowy terminala LNG na terytorium RP, dostaw gazu ziemnego z innych niż obecnie źródeł, a także zwiększenia wydobycia krajowego gazu ziemnego i pojemności magazynowych.

W dniu 31 maja 2006 r. Rada Ministrów podjęła uchwałę nr 77/2006 w sprawie działań zwiększających bezpieczeństwo energetyczne Rzeczypospolitej Polskiej, w której stwierdzono, iż gazociąg łączący krajowy system przesyłowy ze złożami na Morzu Północnym spełnia założenia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do RP. Uznano za zgodne z polityką rządu podjęcie przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, zwane „PGNiG SA”, działań związanych z przystąpieniem do projektu gazociągu Karsto-Oslo i współpracy z firmami uczestniczącymi w projekcie oraz działań związanych z budową terminala LNG na wybrzeżu RP. Rada Ministrów powierzyła Ministrowi Gospodarki monitorowanie działań PGNiG SA związanych z budową terminala LNG.

W odniesieniu do „Programu restrukturyzacji i prywatyzacji Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA”, przyjętego przez Radę Ministrów w dniu 5 października 2004 r., prowadzono prace analityczne i konsultacje międzyresortowe dotyczące jego aktualizacji uwzględniającej kwestie bezpieczeństwa energetycznego kraju, których zakończenie zostało zaplanowane w październiku 2006 r.

W 2006 r. prowadzono prace legislacyjne mające na celu pełne dostosowanie prawa polskiego do wymogów Unii Europejskiej, tj. prace nad ustawą o zmianie ustawy – Prawo energetyczne wdrażającą do polskiego porządku prawnego przepisy dyrektywy Rady 2004/67/WE z dnia 26 kwietnia 2004 r. dotyczącej środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego, oraz uwzględniające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 28 września 2005 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego.

## 2. Popyt i podaż gazu ziemnego

Dostawy gazu ziemnego do Polski realizowane były głównie na podstawie umów handlowych zawartych przez PGNiG SA. Dystrybucja gazu ziemnego do odbiorców końcowych prowadzona była przez sześć spółek dystrybucyjnych z Grupy kapitałowej PGNiG SA, funkcjonujących na rynku od dnia 1 lipca 2004 r., oraz inne przedsiębiorstwa gazownicze, z których sześć obsługiwało więcej niż 100 odbiorców.

Według danych PGNiG SA przedsiębiorstwo to w 2005 r. sprzedało odbiorcom hurtowym 7,9 mld m<sup>3</sup> paliw gazowych, z czego zaledwie 1,4% zakupiły podmioty inne niż spółki dystrybucyjne Grupy kapitałowej PGNiG SA. Sprzedaż tych paliw przez spółki dystrybucyjne do odbiorców hurtowych wyniosła niespełna 19 mln m<sup>3</sup>, co stanowiło 0,2% całkowitej ich sprzedaży.

### Sprzedaż paliw gazowych dla odbiorców hurtowych w 2005 r.

[mln m <sup>3</sup> ]		Kupujący		Razem
		spółki dystrybucyjne	inni odbiorcy hurtowi	
Sprzedawca	PGNiG SA	7 862,3	112,7	7 975,0
	Spółki dystrybucyjne	17,5	1,2	18,7
Razem		7 879,8	113,9	7 993,7

Źródło: Na podstawie danych z PGNiG SA oraz spółek gazownictwa

### Struktura sprzedaży gazu ziemnego Grupy kapitałowej PGNiG SA na rynku detalicznym w 2005 r.

Wyszczególnienie	Sprzedaż gazu ziemnego Grupy kapitałowej PGNiG SA	Sprzedaż gazu ziemnego Grupy kapitałowej PGNiG SA – w tym:	
		sprzedaż gazu ziemnego z systemu przesyłowego i bezpośrednio ze złóż	sprzedaż gazu ziemnego spółek gazownictwa
1	2	3	4
		[mln m <sup>3</sup> ]	
<b>Wielkość sprzedaży</b>	<b>13 350,4</b>	<b>5 584,0</b>	<b>7 766,4</b>
1. Przemysł, w tym:	8 041,3	5 423,6	2 617,7
Zakłady azotowe	2 455,1	2 455,1	0,0
Elektrociepłownie	1 133,7	1 118,6	15,1
Ciepłownie	288,9	23,7	265,2
Inni średni odbiorcy (o zużyciu od 1 do 25 mln m <sup>3</sup> /rok)	1 937,8	480,6	1 457,2
Inni duzi odbiorcy (o zużyciu od 1 do 25 mln m <sup>3</sup> /rok)	1 483,7	1 329,1	154,6
Pozostali	742,1	16,5	725,6

1	2	3	4
2. Handel i usługi:	1 445,0	31,0	1 414,0
Mali odbiorcy (o zużyciu 1 mln m <sup>3</sup> /rok i poniżej)	1 208,5	4,6	1 203,9
Średni odbiorcy (o zużyciu od 1 do 25 mln m <sup>3</sup> /rok)	236,5	26,4	210,1
3. Gospodarstwa domowe	3 734,7	0,0	3 734,7
4. Eksport	41,8	41,8	0,0
5. OGP Gaz-System	87,6	87,6	0,0
<b>Udział w sprzedaży</b>	<b>100,0</b>	<b>41,8</b>	<b>58,2</b>
1. Przemysł, w tym:	60,2	40,6	19,6
Zakłady azotowe	18,4	18,4	0,0
Elektrociepłownie	8,5	8,4	0,1
Ciepłownie	2,2	0,2	2,0
Inni średni odbiorcy (o zużyciu od 1 do 25 mln m <sup>3</sup> /rok)	14,5	3,6	10,9
Inni duzi odbiorcy (o zużyciu od 1 do 25 mln m <sup>3</sup> /rok)	11,1	10,0	1,1
Pozostali	5,6	0,1	5,5
2. Handel i usługi:	10,8	0,2	10,6
Mali odbiorcy (o zużyciu 1 mln m <sup>3</sup> /rok i poniżej)	9,1	0,0	9,1
Średni odbiorcy (o zużyciu od 1 do 25 mln m <sup>3</sup> /rok)	1,8	0,2	1,6
3. Gospodarstwa domowe	28,0	0,0	28,0
4. Eksport	0,3	0,3	0,0
5. OGP Gaz-System	0,7	0,7	0,0

Źródło: Urząd Regulacji Energetyki na podstawie danych PGNiG SA oraz spółek gazownictwa

Oprócz sprzedaży gazu ziemnego spółkom dystrybucyjnym, będącym pośrednikami w obrocie gazem ziemnym, PGNiG SA prowadzi także sprzedaż gazu ziemnego odbiorcom końcowym. 41,8% gazu sprzedawanego na polskim rynku trafia do odbiorców bezpośrednio z krajowego systemu przesyłowego lub ze złóż, z czego blisko 99% do odbiorców przemysłowych.

Ponadto PGNiG SA sprzedaje Operatorowi Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. gaz ziemny na potrzeby własne tego operatora i potrzeby bilansowania systemu. Pozostały gaz ziemny jest sprzedawany z systemu dystrybucyjnego przez spółki dystrybucyjne zależne od PGNiG SA. Sprzedaż gazu ziemnego odbiorcom w gospodarstwach domowych odbywa się w całości z systemu dystrybucyjnego.

### 3. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w gaz ziemny oraz możliwości dysponowania tymi źródłami

Według danych Ministerstwa Gospodarki dostawy gazu ziemnego na potrzeby krajowe w 2005 r. wyniosły ponad 14,4 mld m<sup>3</sup>. Dostawy gazu ziemnego z importu, w ilości około 9,9 mld m<sup>3</sup>, co stanowiło blisko 70% zużycia, uzupełniane były wydobywaniem własnym w ilości ok. 4,3 mld m<sup>3</sup>, pokrywającym 30% całkowitego zaopatrzenia kraju w gaz ziemny. Poniższe dane uwzględniają wszystkich dostawców sprowadzających gaz ziemny z zagranicy.

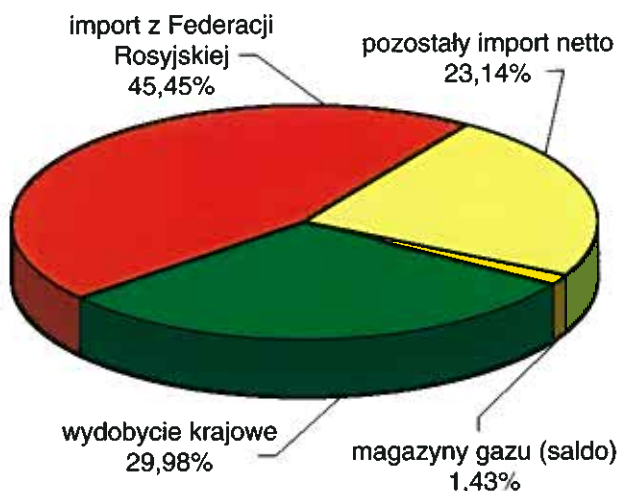
Zachodzi potrzeba ujednoczenia jednostek stosowanych w sprawozdawczości przez podmioty sektora gazowego – Agencję Rynku Energii SA i Urząd Regulacji

#### Struktura dostaw gazu ziemnego na polski rynek w 2005 r.

1	Ilość	Udział w bilansie	Udział w imporcie
	[mld m <sup>3</sup> ]*		
1	2	3	4
Razem (1+2+3+4)	14,4013	100,00%	–
1. wydobywanie krajowe	4,3182	29,98%	–
2. import razem (2.1+2.2)	9,9189	68,88%	100,00%
2.1. import ze wschodu (2.1.1 + 2.1.2 + 2.1.3 + 2.1.4)	9,0797	63,05%	91,54%
2.1.1. import z Federacji Rosyjskiej	6,5454	45,45%	65,99%
2.1.2. import z Ukrainy	0,0012	0,01%	0,01%
2.1.3. import z Uzbekistanu	1,4248	9,89%	14,36%
2.1.4. import z Kazachstanu	0,8941	6,21%	9,01%
2.1.5. import z Turkmenistanu	0,2142	1,49%	2,16%

	1	2	3	4
2.2. import z innych kierunków (2.2.1 + 2.2.2 + 2.2.3)		0,8392	5,83%	8,46%
2.2.1. import z Republiki Federalnej Niemiec		0,3538	2,46%	3,57%
2.2.2. import z Norwegii		0,4851	3,37%	4,89%
2.2.3. import z Republiki Czeskiej		0,0003	0,00%	0,00%
3. eksport		- 0,0418	0,29%	-
4. magazyny gazu (saldo)		0,2060	1,43%	-

\* temp. 0°C, ciśnienie 760 mm Hg



Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki

Energetyki, z uwagi na obowiązek przedkładania raportów Komisji Europejskiej. Obecnie dane przekazywane Eurostatowi przez Agencję Rynku Energii SA realizowane są na stosownych, obowiązujących w statystyce Unii Europejskiej, formularzach. Brak spójności z jednostkami, w jakich prezentowane są Ministrowi Gospodarki sprawozdania przedsiębiorstw, uniemożliwia ich porównywanie.

Aby jednak możliwe było dokonanie porównań danych z danymi krajów europejskich, wydaje się najkorzystniejsze stosowanie jednostek, w których wartości w mln m<sup>3</sup> podane są dla standardowych warunków odniesienia, tzn. w temperaturze 15°C i ciśnieniu 760 mm Hg. Dane w takiej formie przekazywane są do Międzynarodowej Agencji Energii i Eurostatu.

### Import

Dostawy gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej do Polski realizowane są przede wszystkim przez PGNiG SA na podstawie „Porozumienia między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej”, zawartego w dniu 25 sierpnia 1993 r. (z późniejszymi aneksami), oraz długoterminowego kontraktu handlowego, który na podstawie powyższego porozumienia zawarły w dniu 25 września 1996 r. PGNiG SA i Gazexport Sp. z o.o. Kontrakt ten obowiązuje do 2022 r.

Dostawy te uzupełniane są na podstawie kontraktów krótko- i średnioterminowych:

- umowy na import gazu norweskiego, zawarte w dniu 5 maja 1999 r. ze Statoil ASA, Norsk Hydro Produksjon AS oraz Total E&P Norge AS, obowiązującej do dnia 30 września 2006 r.,
- umowy na import gazu niemieckiego zawarte w dniu 15 września 2004 r. z VNG Verbundnetz Gas AG/E.ON Ruhrgas AG, obowiązującej do dnia 30 września 2008 r.,
- umowy na import gazu środkowoazjatyckiego w ilości 3,4 mld m<sup>3</sup>, zawarte w dniu 10 sierpnia 2005 r. z RosUkrEnergio AG, obowiązującej do dnia 31 grudnia 2006 r.

Aktualnie trwają rozmowy dotyczące przedłużenia obowiązywania umów na dostawy (import) gazu ziemnego ze złóż norweskich oraz z Azji Środkowej.

W 2005 r. wykonywanie działalności gospodarczej na podstawie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą rozpoczęły EuRoPol GAZ SA (205,1 mln m<sup>3</sup> z Federacji Rosyjskiej), importując gaz ziemny na własne potrzeby, oraz Media Odra Warta Sp. z o.o. (23,2 mln m<sup>3</sup> z Niemiec).

Elastyczność dostaw oraz warunki kontraktowe stanowią tajemnicę handlową przedsiębiorstw, z tego powodu nie jest możliwe umieszczenie w tym opracowaniu opisu możliwości reagowania na zakłócenie dostaw z wykorzystaniem dostępnych instrumentów kontraktowych.

### Krajowe zasoby gazu ziemnego

Obecnie krajowe zasoby wydobywalne gazu ziemnego, pozytywnie ocenione przez Komisję Zasobów Kopalini i przyjęte bez zastrzeżeń przez Ministra Środowiska, wynoszą w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy około 110 mld m<sup>3</sup>. Stanowi to około 0,2% europejskich udokumentowanych złóż gazu, szacowanych na 54 bln m<sup>3</sup>. Według ocen Instytutu Górnictwa Naftowego i Gazownictwa<sup>1)</sup> wielkość zasobów prognozy stycznych wynosi ponad 1000 mld m<sup>3</sup>, a realny przyrost zasobów wydobywalnych w najbliższych dwudziestu latach osiągnąć może poziom około 160 mld m<sup>3</sup>.

Największe złoża gazu ziemnego zlokalizowane są na nizinach północno-zachodniej części kraju na Niżu

1) Źródło: Strategia rozwoju górnictwa naftowego PGNiG SA do roku 2022 – Warszawa 2003 r.



## Złoże gazu ziemnego eksploatowane przez PGNiG SA

Nazwa złoża	Region	Odkrycie (rok)	Pierwotne zasoby wydobywalne [mld m <sup>3</sup> ]	Zasoby pozostałe do wydobycia [mld m <sup>3</sup> ]
Brońsko	zachód	1998	14,9	14,3
Kościan S	zachód	1995	10,4	8,9
BMB	zachód	1993	9,9	9,0
Przemysł	zachód	1958	46,7	7,7
Radlin	zachód	1981	11,1	6,6

Źródło: PGNiG SA

Polskim oraz na Pogórzu Karpackim. Prawie 70% złóż gazu ziemnego jest zlokalizowanych na nizinach północno-zachodniej Polski. Złoże gazu na Pogórzu Karpackim zawierają gaz wysokometanowy, podczas gdy złoża na Niżu Polskim zawierają głównie gaz zaazotowany. Zasoby zidentyfikowanych złóż gazu ziemnego dają podstawę do planowania w najbliższych latach wzrostu jego wydobycia, jednak wymagać to będzie znacznych nakładów inwestycyjnych.

Zgodnie z założeniami „Polityki Energetycznej Polski do 2025 r.” pokrycie przyrostów zapotrzebowania na energię pierwotną będzie realizowane między innymi przez wzrost udziału paliw gazowych w bilansie paliwowym kraju. W 2005 r. krajowe wydobycie gazu ziemnego wyniosło 4,3 mld m<sup>3</sup>, co stanowi 30% całkowitego zaopatrzenia kraju w gaz ziemny. Prognoza na lata kolejne wzrostu wydobycia gazu ziemnego do 5,5 mld m<sup>3</sup>, w perspektywie do 2008 r., przewiduje utrzymanie udziału gazu ziemnego pochodzenia krajowego w wolumenie całkowitej ilości gazu ziemnego zużywanego w Polsce.

#### 4. Stan infrastruktury technicznej sektora gazowego (jakość i poziom usług konserwacyjnych i remontowych sieci)

W Polsce istnieją dwa oddzielne systemy dostarczające gaz ziemny:

- system dostarczający gaz ziemny wysokometanowy, będący w ciągłej rozbudowie, oraz
- system dostarczający gaz ziemny zaazotowany, znacząco mniejszy od pierwszego, który podlega stopniowemu zastępowaniu przez gaz ziemny wysokometanowy.

System przesyłowy gazu ziemnego wysokometanowego umożliwia odbiór gazu ziemnego importowanego, gazu ze złóż zlokalizowanych w Polsce południowej, jak również gazu ziemnego wysokometanowego uzyskanego z gazu ziemnego zaazotowanego ze złóż zlokalizowanych na zachodzie Polski. System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego obejmuje swym zasięgiem teren zachodniej części Polski i zasilany jest ze złóż zlokalizowanych na Niżu Polskim.

Gaz ziemny rozprowadzany jest w Polsce siecią gazową o długości ok. 141 550 km, z czego 18 550 km

stanowi sieć przesyłowa, natomiast długość sieci dystrybucyjnej wynosi blisko 123 000 km i jest ona zarządzana przez 6 spółek dystrybucyjnych z Grupy kapitałowej PGNiG SA. Ponadto około 1 400 km sieci dystrybucyjnej należy do G.EN Gaz Energia SA oraz około 180 km do Media Odra Warta Sp. z o.o.

Działalność przesyłowa wykonywana jest przez operatora systemu przesyłowego (OSP), którym od dnia 1 lipca 2005 r., na mocy decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, jest przedsiębiorstwo OGP Gaz-System Sp. z o.o. działające jako jednoosobowa spółka Skarbu Państwa. W dniu 23 czerwca 2006 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ponownie powierzył OGP Gaz-System pełnienie funkcji operatora na okres jednego roku, ze względu na fakt, że forma prawna spółki nie spełnia wymogu określonego w art. 9k ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne. Przepis ten stanowi, że operator działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa.

*Konieczność przekształcenia Gaz-Systemu w spółkę akcyjną wynika z ustawy – Prawo energetyczne, która wymaga, aby operator systemu przesyłowego działał w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa.*

*Decyzja taka może zostać podjęta podczas Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o.*

W okresie od dnia 1 lipca 2004 r. do dnia 30 czerwca 2005 r. OGP Gaz-System Sp. z o.o. sprawował nadzór nad eksploatacją systemu przesyłowego na podstawie umowy o zarządzaniu systemem przesyłowym, zawartej z właścicielem sieci – PGNiG SA. Od dnia 7 lipca 2005 r. Gaz-System Sp. z o.o. dysponuje majątkiem przesyłowym na podstawie Umowy leasingu sieci przesyłowej, zawartej z PGNiG SA, oraz został wyposażony w składniki majątkowe, w postaci kluczowych elementów systemu, przez Ministra Skarbu Państwa, który przejął je od PGNiG SA w formie dywidendy rzeczowej za rok 2004. Analogiczne działania przekazujące kolejne elementy sieci przeprowadzono w roku 2006. Działania te zmierzają do wzmocnienia pozycji operatora poprzez przekazanie OGP Gaz-System Sp. z o.o. własności kluczowych elementów sieci oraz zwiększenie płynności finansowej OGP Gaz-System Sp. z o.o., w związku z obniżeniem raty leasingowej.

**Sieć przesyłowa zarządzana przez OGP Gaz-System Sp. z o.o. obejmująca następujące elementy wchodzące w skład krajowego systemu przesyłowego**

Elementy systemu przesyłowego	Majątek własny Gaz-System Sp. z o.o.	Majątek leasingowany od PGNiG SA	Majątek całkowity
Gazociągi przesyłowe	431 km	14 397 km	14 829 km
Stacje gazowe	17 szt.	1338 szt.	1355 szt.
Tłocznie gazu	7 szt.	9 szt.	16 szt.

Źródło: OGP Gaz-System Sp. z o.o.

**Połączenia międzysystemowe polskiego systemu gazowego**

Nazwa operatora systemu	Kraj pochodzenia	Miejsce połączenia	Całkowita zdolność przesyłowa [mln m <sup>3</sup> /rok] wg PN	Rezerwacja zdolności przesyłowych na kontrakty długoterminowe [mln m <sup>3</sup> /rok] wg PN	Kierunek dostaw
Naftogaz	Ukraina	Drozdowicze	4 800	4 580	Polska
Bieltransgaz	Białoruś	Wysokoje	5 000	2 020	Polska
		Tietierowka	100	60	Polska
VNG AG	Niemcy	Lasów	1 000	950	Polska
		Kaminke	90	44	Niemcy
EuRoPol Gaz	Polska	Włocławek	2 800	1 580	Polska
		Lwówek	1 100	1 100	Polska

Źródło: OGP Gaz-System Sp. z o.o.

**Schemat krajowego systemu przesyłowego będącego obszarem działań OGP Gaz-System Sp. z o.o.**



Źródło: OGP Gaz-System Sp. z o.o.

**SGT EuRoPol Gaz SA**

Przedmiotem działania EuRoPol GAZ SA jest budowa i eksploatacja systemu gazociągów tranzytowych Jamal – Europa na terytorium RP.

Polski odcinek systemu gazociągów tranzytowych składa się z:

- stalowego gazociągu o długości 684 km,
- 33 zespołów zaporowo-upustowych,
- pięciu tłoczni gazu z turbinami gazowymi, pomiarowni w Kondratkach i systemowej stacji redukcji-no-pomiarowej we Włocławku,

- systemu łączności służącego do transmisji danych między wszystkimi obiektami gazociągu na terenie Polski oraz ośrodkami dyspozytorskimi,
- systemu sterowania (SCADA) oraz zarządzania przesyłaniem gazu ziemnego, umożliwiającego automatyczną kontrolę i kierowanie procesem transportu tego gazu.

Jako ważną dla bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego inwestycją infrastrukturalną odnotować należy, oddaną w grudniu 2005 r., piątą tłocznnię gazu ziemnego zlokalizowaną w Zambrowie, stanowiącą ostatni element obiektów infrastrukturalnych wchodzących w skład pierwszego odcinka systemu gazociągów tranzytowych. Uruchomienie tłoczni w Zambrowie zakończyło budowę pierwszej nitki gazociągu jamalskiego w Polsce, zwiększając zdolność przesyłową gazociągu do 32 mld m<sup>3</sup>/rok.

**Zasada dostępu strony trzeciej (Third Party Access) do usług przesyłowych**

Połączenia międzysystemowe charakteryzował przesył jednokierunkowy – z kierunku wschodniego na zachód. Całość zdolności przesyłowych zarezerwowana była w 2005 r. przez PGNiG SA. Wielkość przesłanego przez Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. gazu ziemnego wyniosła w 2005 r. 15,4 mld m<sup>3</sup>.

W 2005 r. do korzystania z zasady TPA było uprawnionych około 58 000 odbiorców, jednakże żaden z nich nie skorzystał z możliwości zmiany sprzedawcy.

**Remonty i inwestycje**

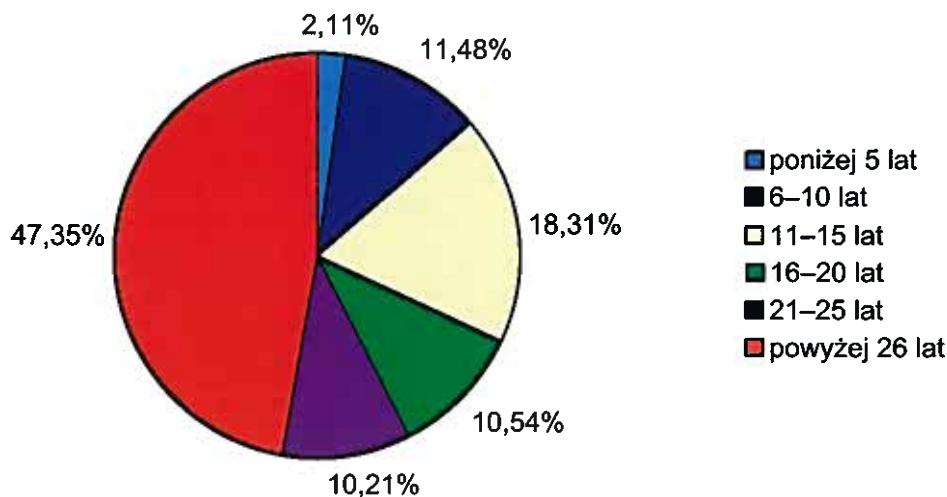
W celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego systemem przesyłowym, realizowane były przez przedsiębiorstwa energetyczne prace remontowe, poprzez prowadzenie planowej polityki remontowej. Prace remontowe prowadzone były między innymi

na podstawie oceny stanu technicznego i oceny bezpieczeństwa sieci, z uwzględnieniem następujących kryteriów:

- bezpieczeństwa eksploatacji sieci oraz zapewnienia świadczenia usług przesyłowych, w tym odtworzenia obiektów sieci przesyłowej,

**Gazociągi wysokiego ciśnienia objęte umową leasingową według przedziałów wiekowych**

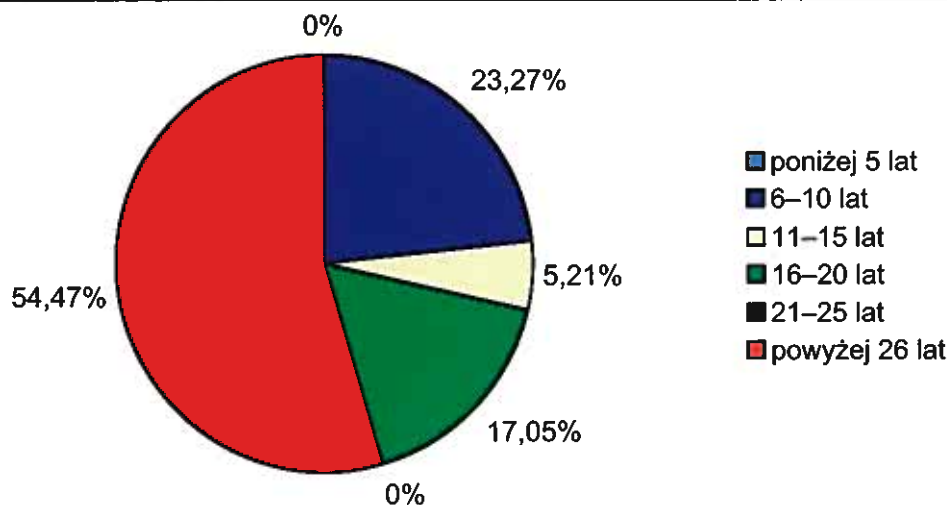
	Poniżej 5 lat	6–10 lat	11–15 lat	16–20 lat	21–25 lat	Powyżej 26 lat
Długość gazociągów w poszczególnej grupie wiekowej [km]	304	1 652	2 636	1 517	1 470	6 816
Udział długości gazociągów w poszczególnej grupie wiekowej do całkowitej ich długości [%]	2,11%	11,48%	18,31%	10,54%	10,21%	47,35%



Źródło: Gaz-System Sp. z o.o. – dane na 31.12.2005 r.

**Gazociągi wysokiego ciśnienia według przedziałów wiekowych – stan majątkowy OGP Gaz-System Sp. z o.o.**

	6–10 lat	11–15 lat	16–20 lat	21–25 lat	Powyżej 26 lat
Długość gazociągów w poszczególnej grupie wiekowej [km]	100	22	73	–	235
Udział długości gazociągów w poszczególnej grupie wiekowej do całkowitej ich długości [%]	23,27%	5,21%	17,05%	0,00%	54,47%



Źródło: Gaz-System Sp. z o.o. – dane na 31.12.2005 r.



- przebudowy sieci przesyłowej, w szczególności realizacji zadań wynikających z przystosowania systemu przesyłowego do obowiązujących norm, przepisów prawnych i technicznych oraz zadań zmierzających do obniżenia kosztów eksploatacji sieci.

Realizacja prac eksploatacyjnych, wykonywana przez Operatora Systemu Przesyłowego, związanych z utrzymaniem właściwego stanu technicznego odbywała się na podstawie harmonogramów rocznych określających częstotliwości wykonywania poszczególnych czynności eksploatacyjnych i instrukcji wykonywania tych prac.

W roku 2005 prace modernizacyjne sieci przesyłowej prowadzone były zarówno na gazociągach będących majątkiem leasingowym (w oparciu o środki PGNiG SA), jak i majątkiem własnym (w oparciu o środki własne) przedsiębiorstwa Gaz-System Sp. z o.o.

Określając stan infrastruktury systemu przesyłowego i prowadzonych prac konserwacyjno-remontowych, należy odnieść się także do struktury wiekowej systemu przesyłowego w podziale na stan majątkowy, przedstawionej w tabeli na stronie 45.

W zakresie inwestycji dotyczących sieci przesyłowej prowadzone były działania mające na celu utrzymanie bezpieczeństwa pracy systemu przesyłowego poprzez budowę i przebudowę obiektów sieci przesyłowej. Prowadzone prace ukierunkowane były na:

- budowę nowych gazociągów,
- przebudowę węzłów systemowych,
- przebudowę stacji gazowych.

W 2005 r. w systemie gazu ziemnego wysokometanowego oddano do użytku nowy gazociąg Czechów – Kielczów DN 500/400 o długości 32,8 km.

PGNiG SA zakończyło także budowę transgranicznego gazociągu relacji Ustług – Hrubieszów (Ukraina – Polska). Uroczyste połączenie gazociągów pomiędzy Ukrainą i Polską odbyło się dnia 10 września 2005 r. Oprócz gazociągu wysokiego ciśnienia powstała również sieć gazociągów dystrybucyjnych, które pozwolą dostarczyć gaz ziemny do odbiorców z tego regionu.

#### Kodeks sieci przesyłowej

Istotnym elementem mającym bezpośredni wpływ na stworzenie warunków do rozwoju konkurencji na rynku gazu ziemnego, funkcjonowania sieci przesyłowej i świadczenia usług przesyłania gazu ziemnego jest Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, zwana „Kodeksem Sieci”, stanowiąca swoisty regulamin w zakresie świadczenia i korzystania z usługi przesyłania gazu ziemnego (paliwa gazowego). Do głównych funkcji Kodeksu Sieci należy uszczegółowienie zasad zapewniających bezpieczne i niezawodne dostawy gazu ziemnego (paliwa gazowego) do odbiorców oraz utrzymanie równowagi pomiędzy dostawami i odbiorami paliwa gazowego z systemu przesyłowego. Dotyczy on całej infrastruktury technicznej zarządzanej

przez Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. oraz określa zadania podmiotów uczestniczących w procesie przesyłania paliwa gazowego.

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo Energetyczne w art. 9g ust. 7, dodanym ustawą z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo Energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 62, poz. 552 oraz z 2006 r. Nr 158, poz. 1123), nakłada na operatora systemu przesyłowego obowiązek przedłożenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia tę część instrukcji, która dotyczy bilansowania systemu przesyłowego i zarządzania ograniczeniami systemowymi. Decyzją z dnia 21 czerwca 2006 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził opracowaną przez OGP Gaz-System Sp. z o.o. Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej na okres 12 miesięcy od dnia jej wejścia w życie.

#### 5. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny oraz postępowanie w przypadku niedoborów ich dostaw

Do dnia 30 czerwca 2005 r. ograniczeniami przesyłowymi zarządzało PGNiG SA. Zadanie to z dniem 1 lipca 2005 r. zostało przejęte przez Operatora Systemu Przesyłowego Gaz-System Sp. z o.o. Zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi odbywało się na podstawie instrukcji wewnętrznych operatora.

W roku 2005 wielkość szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny wystąpiła na początku lutego, spowodowana warunkami atmosferycznymi – falą silnych mrozów. Zapotrzebowanie na gaz ziemny, łącznie w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy o cieple spalania 39,5 MJ/m<sup>3</sup>, wyniosło w tym okresie 60,7 mln m<sup>3</sup>/dobę, w tym dla grupy E (odbiorców przemysłowych) – 56,0 mln m<sup>3</sup>/dobę.

Dla zrealizowania przesyłu gazu ziemnego na tym poziomie, w niektórych fragmentach systemu wykorzystana została maksymalna lub bliska maksymalnej przepustowości gazociągów. Zaobserwowano również chwilowe ograniczenia przepustowości odcinków gazociągów – tzw. „wąskie gardła”, które powodowały zmniejszenie zdolności przesyłowych lub potrzebę kierowania strumienia gazu ziemnego określną drogą do punktu wyjścia.

Według informacji OGP Gaz System Sp. z o.o.<sup>2)</sup> dla poprawy funkcjonowania systemu przesyłowego niezbędne są następujące działania:

- okresowe zwiększenie mocy odbioru gazu ziemnego w punkcie Lwówek do 280 tys. m<sup>3</sup>/h,
- rozbudowa układu przesyłowego Nowogard – Płoty – Karłino – Koszalin,

2) Pismo OGP Gaz-System Sp. z o.o. z dnia 31 marca 2006 r. informacja o realizacji zadań w zakresie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego, znak: OGP/1090/S/760/MG/06.

- zwiększenie przepustowości na odcinku Kwidzyn – Gdańsk,
- zwiększenie przepustowości w rejonie Częstochowy,
- zwiększenie przepustowości obszaru Załęczne – Ołtaszyn,
- przebudowa tłoczni Jarosław II,
- budowa gazociągu Pogórska Woła – Tworzeń.

*Minister Gospodarki wystąpił do operatora o potwierdzenie, że wskazane powyżej „wąskie gardła” systemu zostały umieszczone w planie remontów i inwestycji na najbliższe lata, oraz o informowanie, przed szczytem jesienno-zimowym, o dokonanych zmianach w systemie przesyłowym, ze szczególnym uwzględnieniem wyżej wymienionych odcinków.*

W 2005 r. dostępne moce odbioru gazu ziemnego, dostawy ze źródeł krajowych i importu wraz z dodatkowymi dostawami z importu w formule spotowej były wystarczające i pozwoliły na całkowite pokrycie nierównomierności zapotrzebowania odbiorców i utrzymanie ciągłości dostaw gazu ziemnego.

W związku z „kryzysem ukraińsko-rosyjskim”, w dniach 1 i 2 stycznia 2006 r. nastąpiły ograniczenia w dostawach gazu ziemnego do Polski w punkcie odbioru Drozdowicze, na granicy z Ukrainą, które zostały zrekompensowane dostawami w dniu 3 stycznia 2006 r. Niedobory w dostawach gazu ziemnego z kierunku Ukrainy spowodowały czasowe ograniczenie jego dostaw do Zakładów Azotowych w Puławach.

Kolejne ograniczenia dostaw gazu ziemnego w punkcie odbioru w Drozdowiczach nastąpiły w dniach 20-24 stycznia 2006 r. i spowodowały potrzebę wprowadzenia dalszych ograniczeń w zaopatrzeniu polskich przedsiębiorstw oraz wprowadzenia 10. stopnia zasilania gazem, co stało się w dniu 25 stycznia 2006 r. na mocy rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 24 stycznia 2006 r. w sprawie wprowadzenia na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej ograniczeń w dostarczaniu i poborze paliw gazowych (Dz. U. Nr 12, poz. 70). Zmniejszenie poboru gazu ziemnego dotyczyło największych w kraju odbiorców przemysłowych, tj. Zakładów Azotowych Kędzierzyn, Zakładów Azotowych Puławy, Zakładów Chemicznych Anwil oraz PKN Orlen. Po zwiększeniu dostaw z kierunku ukraińskiego sytuacja uległa unormowaniu, w wyniku czego możliwe stało się wprowadzenie w dniu 30 stycznia 2006 r. pierwszego stopnia zasilania gazem ziemnym.

*Pomimo rekordowego poboru gazu ziemnego przez polskich odbiorców spowodowanego niską temperaturą wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu w 2006 r. nie byłoby konieczne, gdyby dostawcy dotrzymali zakontraktowanego poziomu dostaw.*

W okresach nierównomierności w poborze gazu ziemnego oraz w pokrywaniu długotrwałych znacznych zapotrzebowań w okresach jesienno-zimowych, czy też podczas awarii, zapasy magazynowane są w podziemnych magazynach gazu, które pozwalają na wykorzystanie zgromadzonych zapasów oraz utrzymanie ciągłości dostaw.

W przypadku niedoborów dostaw gazu ziemnego działania, jakie należy podjąć, uregulowane zostały w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 11 marca 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych oraz w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła (Dz. U. Nr 59, poz. 518 oraz z 2006 r. Nr 12, poz. 69).

Zgodnie z § 5 ust. 1 powyższego rozporządzenia Operator Gazociągów Przesyłowych obowiązany jest do opracowania planu wprowadzania ograniczeń w poborze paliw gazowych. Plan taki, przygotowany przez Gaz-System Sp. z o.o., został uzgodniony decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 30 sierpnia 2005 r. i obowiązywał w okresie od dnia 1 września 2005 r. do dnia 31 sierpnia 2006 r. Plan ten podlega corocznej aktualizacji oraz uzgodnieniu z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki do dnia 31 sierpnia. Obecnie trwają uzgodnienia pomiędzy Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki a Gaz-System Sp. z o.o. dotyczące planu na lata 2006/2007.

#### **Dyrektywa o bezpieczeństwie dostaw gazu**

W 2006 r. prowadzono dalsze prace legislacyjne dostosowujące ustawę – Prawo energetyczne do przepisów Unii Europejskiej. W dniu 31 maja 2006 r. Rada Ministrów przyjęła projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne.

Ustawa ta wdraża przepisy dyrektywy Rady 2004/67/WE z dnia 26 kwietnia 2004 r. dotyczącej środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego. Dodatkowo dostosowuje przepisy wynikające z rozporządzenia (WE) nr 1775/2005 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 28 września 2005 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego.

Ustawa zakłada, w zakresie implementacji dyrektywy Rady 2004/67/WE, poprawę bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych, jako istotnego elementu bezpieczeństwa energetycznego, poprzez:

- doprecyzowanie, ujętego w ustawie – Prawo energetyczne, zakresu obowiązków i odpowiedzialności za bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego podmiotów funkcjonujących na krajowym rynku gazu,
- doprecyzowanie zakresu ochrony podmiotów użytkujących paliwa gazowe przed ograniczeniami dostaw tych paliw, ze szczególnym uwzględnieniem odbiorców paliw gazowych w gospodarstwach domowych, poprzez uszczegółowienie rozwiązań funkcjonujących już w polskim systemie prawnym, tj. art. 11 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne oraz wydanych na jego podstawie przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 11 marca 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych oraz w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła,

- uregulowanie trybu postępowania w przypadku zdarzeń mogących spowodować zaburzenia dostaw gazu ziemnego, poprzez wprowadzenie obowiązku podjęcia odpowiednich działań przez przedsiębiorstwa energetyczne, w tym operatorów systemów gazowych, a także przez Ministra Gospodarki i Radę Ministrów.

Ustawa doprecyzowuje także obowiązek nałożony na przedsiębiorstwa prowadzące obrót gazem ziemnym z zagranicą – wskazując, że magazynowanie 3% planowanej rocznej wielkości importu gazu ziemnego musi odbywać się na terytorium Polski.

## 6. Oddziaływanie sektora gazowego na środowisko

Zasadniczym zadaniem stawianym przed polskim sektorem energetycznym jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, przy zachowaniu wymagań dotyczących ochrony środowiska przyrodniczego. Zgodnie z założeniami przyjętej w dniu 4 stycznia 2005 r. Polityki energetycznej Polski do 2025 roku oraz ustawą – Prawo energetyczne, zwiększone zużycie gazu ziemnego, jako alternatywa dla węgla, było kluczowym składnikiem polskiego planu spełnienia rygorystycznych regulacji Unii Europejskiej w kwestii energii i ochrony środowiska. W powyższych dokumentach wyraźnie podkreślono potrzebę wzrostu udziału gazu ziemnego w źródłach energii w Polsce, dając jednoznaczny sygnał popierający technologie proekologiczne, w tym gazowe, pozwalające na zmniejszenie emisji szkodliwych substancji do atmosfery.

Udział gazu ziemnego w całkowitej strukturze zużycia paliw pierwotnych w Polsce stanowił w 2005 r. około 12%.

Należy dodać, że gaz ziemny jest najczystszy paliwem naturalnym charakteryzującym się nieporównywalnie mniejszą zawartością zanieczyszczeń niż pozostałe paliwa, a zatem niekorzystny wpływ na środowisko związany z jego użytkowaniem jest stosunkowo niewielki. Zarówno procesy związane z jego wydobyciem, jak też transportem i magazynowaniem, odbywają się w warunkach bardziej przyjaznych dla środowiska niż w przypadku innych paliw. Ponadto spalanie

gazu pozwala na prawie całkowite wyeliminowanie emisji dwutlenków siarki, pyłów i węglowodorów aromatycznych. Stosując palniki o odpowiedniej konstrukcji, można znacznie obniżyć emisję tlenków azotu, tlenku węgla i dwutlenku węgla.

W roku 2005 przeprowadzono w Grupie kapitałowej PGNiG SA przegląd środowiskowy dla zidentyfikowania ciężących na niej zobowiązań środowiskowych. Dotyczą one głównie likwidowanych odwiertów oraz likwidacji pozostałości z działalności gazowni klasycznych. W ramach Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na lata 2005-2007 zostały uwzględnione m.in. dwa oddziały, tj. Oddział w Zielonej Górze i Oddział w Odolanowie, którym przydzielono uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>. Trwają również prace nad wdrożeniem Systemów Zarządzania Środowiskowego wg normy PN-EN ISO 14001.

## 7. Poziom zapasów gazu ziemnego

Właścicielem wszystkich magazynów gazu ziemnego znajdujących się na terenie Polski jest PGNiG SA. Pojemność czynna podziemnych magazynów gazu w 2005 r., wynosząca ok. 1,622 mld m<sup>3</sup> odpowiada, w zależności od pory roku, ok. 30-50 dniom krajowego zapotrzebowania i stanowi ponad 10% rocznego zużycia gazu w Polsce. Pojemności te służą zaspokajaniu krótkotrwałych, dużych nierównomierności w poborze gazu ziemnego, pozwalają na zapewnienie możliwości utrzymania jego dostaw podczas awarii i krótkotrwałych przerw w dostawach z importu (KPMG Mogilno) oraz pokrywaniu długotrwałych, znacznych zapotrzebowań w okresach jesienno-zimowych (PMG Wierzchowice i PMG Husów).

W roku 2005 realizowany był program rozbudowy podziemnych magazynów gazu w Polsce, zgodnie z Planem rozwoju PGNiG SA na lata 2003-2006, który zakłada rozbudowę pojemności magazynowych do roku 2006 do wielkości 1,65 mld m<sup>3</sup>. Wielkość ta uwzględnia osiągnięcie pojemności czynnej KPMG Mogilno w wysokości 0,417 mld m<sup>3</sup> (10 kawern w 2005 r.). W programie założono także osiągnięcie po 2006 r. pojemności czynnej PMG Wierzchowice w wysokości 1,2 mld m<sup>3</sup>.

### Wielkości zapasów w podziemnych magazynach gazu w 2005 r.

Nazwa	Rodzaj	Całkowita pojemność robocza	
		[mln m <sup>3</sup> ]	
Wierzchowice	złoże wyeksploatowane	500,0	356,0
Mogilno	kawerny	416,7	327,5
Husów	złoże wyeksploatowane	400,0	309,3
Strachocina	złoże wyeksploatowane	150,0	66,0
Swarzów	złoże wyeksploatowane	90,0	42,7
Brzeźnica	złoże wyeksploatowane	65,0	24,1
<b>Razem</b>		<b>621,7</b>	<b>1 126,0</b>

Źródło: PGNiG SA



## Przyrost pojemności magazynowych gazu ziemnego w Polsce w latach 2004-2005

PMG	Pojemność magazynowa [mln m <sup>3</sup> ]		Przyrost [mln m <sup>3</sup> ]	Przyrost [%]
	2004	2005		
Wierzchowice	480,0	500,0	20,0	4,0%
Husów	400,0	400,0	0,0	0,0%
Mogilno	391,0	416,7	25,7	6,2%
Strachocina	130,0	150,0	20,0	13,3%
Swarzów	90,0	90,0	0,0	0,0%
Brzeźnica	65,0	65,0	0,0	0,0%
Razem w mln m <sup>3</sup>	1 556,0	1 621,7	65,7	4,0%

Źródło: PGNiG SA

Na potrzeby techniczne bilansowania systemu przesyłowego spółka OGP Gaz-System wykorzystywała magazyny gazu w Mogilnie. Pojemność udostępniona na potrzeby Operatora Systemu Przesyłowego wynosiła 50 mln m<sup>3</sup>.

Zamiarem Rządu i spółki PGNiG SA jest rozbudowa pojemności magazynów gazu. W wieloletniej perspektywie inwestycyjnej planowana jest rozbudowa magazynów gazu ziemnego wysokometanowego w Wierzchowicach, Mogilnie i Strachocinie, budowa nowego obiektu w Kosakowie, a także budowa nowych magazynów gazu ziemnego zaazotowanego w Daszewie i Bonikowie. W wyniku tych działań możliwe będzie zwiększenie pojemności magazynowych z obecnych 1,6 mld m<sup>3</sup> do 6,3 mld m<sup>3</sup>.

Realizacja tych zamierzeń planowana jest przy wykorzystaniu środków z europejskich funduszy strukturalnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (Priorytet XI – Bezpieczeństwo energetyczne), o którym mowa w rozdziale 11, oraz środków własnych spółki.

Planowane są również działania legislacyjne mające na celu przygotowanie nowej, kompleksowej regulacji dotyczącej zapasów gazu ziemnego w Polsce.

#### Zasada dostępu strony trzeciej (TPA) do usługi magazynowania gazu

Przepisy ustawy – Prawo energetyczne, które weszły w życie z dniem 3 maja 2005 r., wprowadziły szereg nowych rozwiązań prawnych dostosowujących ustawodawstwo polskie do regulacji wspólnotowych, wprowadzając istotne zmiany funkcjonalne dotyczące magazynów gazu ziemnego w Polsce, w szczególności w odniesieniu do obowiązku utrzymywania zapasów gazu oraz zasady TPA (ang. third party access). Zasada ta umożliwia dostęp stronom trzecim do usług magazynowania.

Dyrektywa Rady 2004/67/WE z dnia 26 kwietnia 2004 r. dotycząca środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu podaje w załączniku niewyczerpującą listę instrumentów dla wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, wśród których znajdują się pozycje: „możliwość składowania zapasów operacyjnych gazu” i „możliwość składowania nadwyżek gazu”.

Zgodnie z art. 9j ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne przedsiębiorstwo ener-

getyczne zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą jest obowiązane utrzymywać zapasy tego gazu w ilości 3% planowanej przez to przedsiębiorstwo rocznej wielkości importu gazu ziemnego. Przedsiębiorstwo to jest obowiązane zapewnić dostępność tych zapasów w przypadku nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców, wystąpienia zakłóceń w dostawach gazu ziemnego z importu, awarii w sieciach innych operatorów systemu gazowego lub zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania tego systemu.

W odniesieniu do zasady TPA, zgodnie z postanowieniami znowelizowanej ustawy – Prawo energetyczne, świadczenie usług magazynowania wymaga uzyskania koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie magazynowania paliw gazowych, wydawanej na podstawie decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. W roku 2005 Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, będące właścicielem podziemnych magazynów gazu na terenie Polski, zostało zobligowane do wyodrębnienia działalności w zakresie magazynowania paliw gazowych w celu przyszłego wyznaczenia operatora systemu magazynowego oraz do złożenia wniosku o koncesję na prowadzenie działalności w zakresie magazynowania paliw gazowych. Wniosek taki został złożony do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki we wrześniu 2005 r., a decyzją z dnia 1 lutego 2006 r. PGNiG SA uzyskał koncesję na okres od dnia 10 lutego 2006 r. do dnia 31 grudnia 2025 r. PGNiG SA będzie ubiegał się o status operatora systemu magazynowego.

#### 8. Sytuacja ekonomiczna przedsiębiorstw energetycznych, w tym konkurencyjność cenowa gazu ziemnego

##### Sytuacja ekonomiczna przedsiębiorstw

Struktura przedsiębiorstw funkcjonujących na rynku gazu ziemnego w Polsce w 2005 r. charakteryzowała się wysokim poziomem koncentracji we wszystkich obszarach działalności: wydobycia, magazynowania, obrotu, przesyłu i dystrybucji.

W dniu 23 września 2005 r. rozpoczęto notowania praw do akcji PGNiG SA na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie. Publiczna subskrypcja objęła mniejszościowy pakiet akcji spółki, tj. 15,25%.

## Struktura akcjonariatu PGNiG SA na dzień 31 grudnia 2005 r.

Akcjonariusze	Udział w liczbie głosów na walnym zgromadzeniu	Liczba akcji na dzień 31.12.2005 r.
Skarb Państwa	84,75%	5 000 000 000
Pozostali	15,25%	900 000 000
Razem	100,00%	5 900 000 000

Źródło: Sprawozdanie Zarządu z działalności Spółki PGNiG SA za rok 2005 (Warszawa, 3 kwietnia 2006 r.).

Na dzień 31 grudnia 2005 r. jedynie Skarb Państwa posiadał liczbę akcji stanowiącą 5% i więcej kapitału zakładowego i jednocześnie dającą prawo do 5% i więcej ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu spółki.

PGNiG SA jest podmiotem dominującym w Grupie kapitałowej PGNiG SA. Grupa ta składa się ze spółek prawa handlowego o profilu produkcyjnym, handlowym i usługowym. Ze względu na obszar działalności oraz znaczenie dla funkcjonowania, spółki należące do Grupy podzielono na:

- spółki strategiczne – są to spółki gazownictwa prowadzące działalność w zakresie obrotu detalicznego i dystrybucji gazu ziemnego, obsługi handlowej, a także działalności w obszarze eksploatacji, remontów oraz rozbudowy systemu dystrybucyjnego;
- spółki podstawowe – są to spółki o istotnym znaczeniu, których przedmiot działania i wykonywane funkcje zabezpieczają realizację podstawowych zadań PGNiG SA oraz pozwalają na rozszerzanie źródeł pozyskiwania gazu i rynku sprzedaży gazu;
- spółki celowe – są to spółki powołane do realizacji długoterminowych celów strategicznych Grupy kapitałowej;
- spółki pozostałe – są to spółki wspomagające procesy działania Grupy oraz funkcjonujące jako niezwiązane bezpośrednio z przedmiotem działania PGNiG SA.

W 2004 r. do spółek objętych skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym należały między innymi podmioty bezpośrednio związane z działalnością w sektorze gazu, wśród których wymienić należy 6 spółek dystrybucyjnych, PGNiG-Przesył Sp. z o.o. oraz EuRoPol Gaz SA. Działalność Grupy kapitałowej PGNiG SA zamknęła się w roku 2004 zyskiem netto w wysokości 793,1 mln złotych. Przychody ze sprzedaży osiągnęły wartość 10,9 mld złotych przy wzroście wskaźnika rentowności sprzedaży o 11% w stosunku do poprzedniego roku obrotowego, natomiast wskaźnik bieżącej płynności osiągnął wartość 0,62, stopa zadłużenia wyniosła 38%.

Sprawozdanie finansowe za rok obrotowy 2005 objęło, podobnie jak wskazano powyżej, także spółki dystrybucyjne i udziały w spółce EuRoPol Gaz SA oraz spółkę PGNiG-Przesył Sp. z o.o. (tylko do dnia 28 kwietnia 2005 r.). W tym dniu na podstawie aktu darowizny nastąpiło przekazanie 100% udziałów w spółce do Skarbu Państwa. Skonsolidowany rachunek zysków i strat za okres od dnia 1 stycznia 2005 r. do dnia 31 grudnia

2005 r. wskazuje na osiągnięty przez Grupę kapitałową PGNiG zysk netto w kwocie 880,7 mln złotych. Przychody ze sprzedaży osiągnęły wartość 12,5 mld złotych, co wskazuje ponad 13% wzrost w porównaniu z rokiem 2004. W roku 2005 wskaźnik bieżącej płynności wzrósł do wartości 1,95, natomiast odnotowano zmniejszenie stopy zadłużenia o 6 punktów procentowych w stosunku do roku 2004 i wyniosła ona 32%.

W roku 2006 skonsolidowane sprawozdanie finansowe opisuje pierwsze półrocze działalności Grupy kapitałowej PGNiG SA. W Grupie nie występuje spółka PGNiG-Przesył Sp. z o.o., która przekazana Skarbowi Państwa pełni obecnie funkcję Operatora Systemu Przesyłowego jako OGP Gaz-System Sp. z o.o. Sprawozdanie finansowe wykazuje w pierwszym półroczu 2006 r. zysk netto w kwocie 726,6 mln złotych. Przychody ze sprzedaży osiągnęły wartość 8,1 mld złotych.

W odniesieniu do samej spółki PGNiG SA w 2005 r. zysk netto Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA wyniósł 1.132,2 mln złotych, co wobec 746,7 mln złotych w roku 2004 wskazuje na wzrost o ok. 34%. Natomiast na podstawie jednostkowego sprawozdania spółki za II kwartał 2006 r. zysk netto za pierwsze dwa kwartały 2006 r. wyniósł 660,4 mln złotych.

Dodatni wynik finansowy osiągnął także Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. prowadzący niezależną działalność od 28 kwietnia 2005 r. – dnia przekazania przez PGNiG SA 100% udziałów w spółce do Skarbu Państwa, która za okres obrotowy od dnia 1 stycznia 2005 r. do dnia 30 kwietnia 2006 r. wykazała zysk netto w kwocie 162,9 mln złotych. Przychody ze sprzedaży osiągnęły wartość 1,4 mld złotych przy wskaźniku rentowności sprzedaży netto na poziomie 11%, natomiast wskaźnik zadłużenia (stopa zadłużenia) osiągnął poziom 87%.

Poza spółkami z Grupy kapitałowej PGNiG SA oraz pozostającym własnością Skarbu Państwa Operatorze

## Ilość koncesji udzielonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki według stanu na koniec 2005 r.

Koncesje dotyczące paliw gazowych	Ilość
Wytwarzanie	4
Przesył i dystrybucja	63
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	24
Obrót	78

Źródło: Urząd Regulacji Energetyki

Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. na rynku funkcjonują również inne podmioty, które prowadzą przede wszystkim działalność w sektorze dystrybucji gazu ziemnego.

Należy podkreślić, że wiele przedsiębiorstw nie wykonuje działalności gospodarczej w zakresie udzielonej koncesji, np. w obszarze obrotu gazem ziemnym z zagranicą, poza PGNiG SA, działalność podjęły dotychczas jedynie EuRoPol GAZ SA oraz Media Odra Warta Sp. z o.o.

Do znaczących przedsiębiorstw gazowniczych posiadających sieć gazową o długości powyżej 100 km (wg danych statystycznych opracowanych przez Agencję Rynku Energii SA na dzień 31 grudnia 2004 r.) należą:

- PGNiG SA
- Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
- Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
- Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
- Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. o.o.
- Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
- Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
- SGT EUROPOL GAZ SA
- OGP Gaz-System Sp. z o.o.
- G.EN. GAZ ENERGIA SA
- MEDIA ODRA WARTA Sp. z o.o.

#### Konkurencyjność cenowa gazu ziemnego

Rynek gazu ziemnego w Polsce jest rynkiem regulowanym, w którym ceny gazu kształtowane są pośrednio poprzez decyzje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w procesie zatwierdzania taryf, na mocy ustawy – Prawo energetyczne oraz wydanego na jej podstawie rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 15 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi. W taryfach określa się zarówno cenę paliwa, jak i stawki opłat stałych i zmiennych za przesyłanie i dystrybucję, opłaty abonamentowe, opłaty za przyłączenie do sieci oraz kary za nielegalny pobór paliw gazowych.

Cena hurtowa gazu ziemnego wysokometanowego ustalana jest na podstawie średnioważonych kosztów jego pozyskania ze źródeł krajowych i z importu oraz kosztów własnych obrotu. W głównej mierze – z uwagi na fakt, iż 75% tego gazu pochodzi z importu – o jej wysokości decyduje koszt nabycia tego gazu za granicą, wyznaczany przez ceny importowe oraz kursy walutowe (dolara i euro w zależności od kontraktu).

Ceny importowe gazu ziemnego ustalane są kwartalnie, w wysokości wynikającej z formuł kontraktowych zależnych od cen olejów lekkich i ciężkich, jakie notowane są na giełdzie w Rotterdamie w okresie dziewięciu miesięcy poprzedzających dany kwartał. Ich dynamika pozostaje więc w ścisłym związku z długookresowym trendem zmian cen ropy naftowej.

Ceny gazów zaazotowanych (GZ-41,5 i GZ-35) – pochodzących wyłącznie ze źródeł krajowych – ustalone są na takim poziomie, żeby ceny 1 GJ ciepła wytworzonego z tych gazów były zbliżone do ceny 1 GJ ciepła wytworzonego z gazu wysokometanowego. Taki sposób ich ustalania zapewnia powiązanie cen paliw gazowych z ich jakością (wyrażoną ciepłem spalania), powodując jednocześnie, że obrót gazami zaazotowanymi jest wysoce opłacalny. Pozwala to na stabilizację cen paliw gazowych w ustalonym okresie, mimo wzrostu kosztów zakupu gazu wysokometanowego z importu w stosunku do kosztów przyjętych we wniosku o zatwierdzenie taryfy.

Skutkiem zmiany cen produktów ropopochodnych na świecie była trzykrotna w 2005 r. korekta cen gazu w taryfie dla paliw gazowych.

Konkurencyjność cenowa gazu ziemnego w Polsce była analizowana w układzie porównawczym do innych paliw na rynku krajowym. Przedstawione na następnej stronie dane wskazują, że na rynku krajowym gaz ziemny był bardziej konkurencyjnym paliwem niż olej opałowy, ale mniej konkurencyjnym w odniesieniu do węgla, zarówno dla odbiorców domowych, jak i przemysłowych.

Zmiany cen gazu ziemnego wg taryf PGNiG SA w latach 2004-2005

17 grudnia 2004 r.	16 czerwca 2005 r.		16 września 2005 r.		14 grudnia 2005 r.		Rok 2005	17 marca 2006 r.	
cena za paliwo gazowe [zł/m <sup>3</sup> ]	cena za paliwo gazowe [zł/m <sup>3</sup> ]	zmiana	cena za paliwo gazowe [zł/m <sup>3</sup> ]	zmiana	cena za paliwo gazowe [zł/m <sup>3</sup> ]	zmiana	zmiana grudzień – grudzień	cena za paliwo gazowe [zł/m <sup>3</sup> ]	zmiana
Dla odbiorców gazu wysokometanowego GZ 50 (E)									
0,4925	0,5410	9,85%	0,5815	7,49%	0,6513	12,00%	32,24%	0,7086	8,80%
Dla odbiorców gazu zaazotowanego GZ 35 (Ls)									
0,3120	0,3430	9,94%	0,3685	7,43%	0,4127	11,99%	32,28%	0,4490	8,80%
Dla odbiorców gazu zaazotowanego GZ 41,5 (Ls)									
0,3640	0,4000	9,89%	0,4300	7,50%	0,4815	11,98%	32,28%	0,5240	8,83%

Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki



## Ceny nośników energii dla gospodarstw domowych w 2005 r.

Nazwa nośnika	Ceny [PLN/GJ]	
	(z podatkiem VAT)	(bez podatku VAT)
Energia elektryczna	118,72	97,31
Lekki olej opałowy	70,32	57,64
Gaz ziemny	42,42	34,77
Węgiel kamienny	18,28	14,98

Źródło: Europejski Biuletyn cenowy nośników energii ARE SA

## Ceny nośników energii dla przemysłu w 2005 r.

Nazwa nośnika	Ceny (bez podatku VAT) [PLN/GJ]
Energia elektryczna na WN i SN	52,74 i 63,99
Lekki olej opałowy	52,55
Gaz ziemny	22,77
Węgiel kamienny	8,45

Przeliczenia cen gazu na GJ dokonano w oparciu o ciepło spalania.

Źródło: Europejski Biuletyn cenowy nośników energii ARE SA

## Porównanie cen paliw kopalnych w latach 2003–2005

Nazwa nośnika	Ceny [USD/GJ]		
	2003	2004	2005
Ropa naftowa	5,0	5,5	8,0
Gaz ziemny	2,0	5,5	6,0
Węgiel	1,5	2,0	2,0

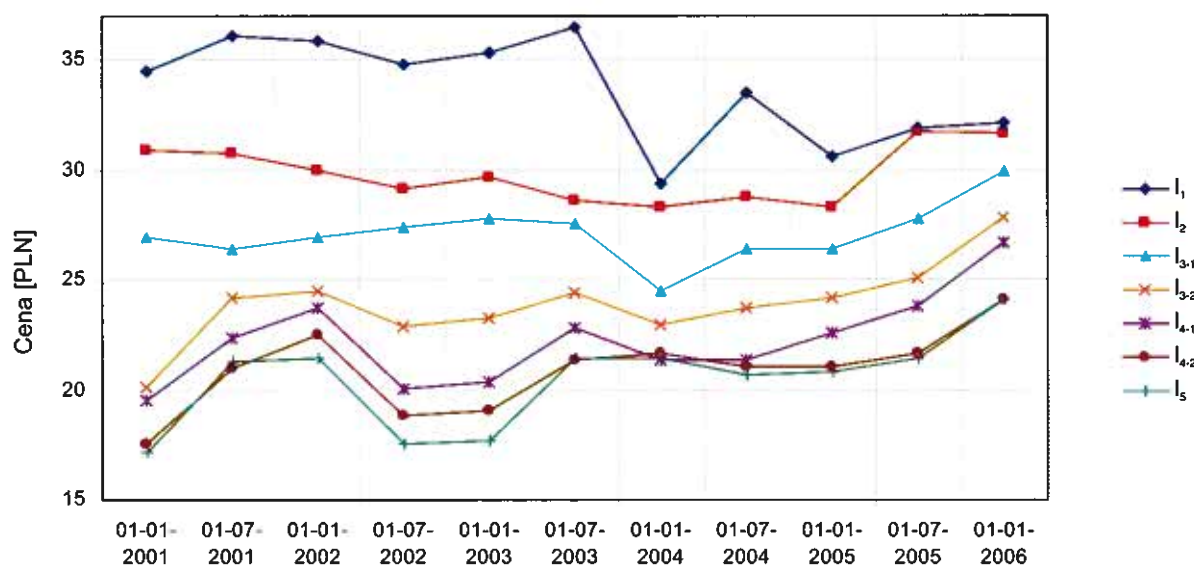
Źródło: Miesięcznik Gospodarczy – Polish Market

W tabelach obok przedstawiono ceny nośników energii dla odbiorców w gospodarstwach domowych i odbiorców przemysłowych.

Poniżej przedstawiono ewolucję cen gazu ziemnego wysokometanowego według kategorii standardowych przemysłowych odbiorców końcowych w latach 2001-2006 (ceny brutto).

Kategorie standardowych odbiorców (standard consumers) zostały ustalone do celów statystycznych, zgodnie z dyrektywą WE nr 90/377/EEC z dnia 29 czerwca 1990 r. ustalającą procedurę informowania o cenach gazu i energii elektrycznej, dla umożliwienia ich wykorzystania w celach porównawczych.

## Ewolucja cen gazu ziemnego wysokometanowego według kategorii standardowych przemysłowych odbiorców końcowych w latach 2001-2006

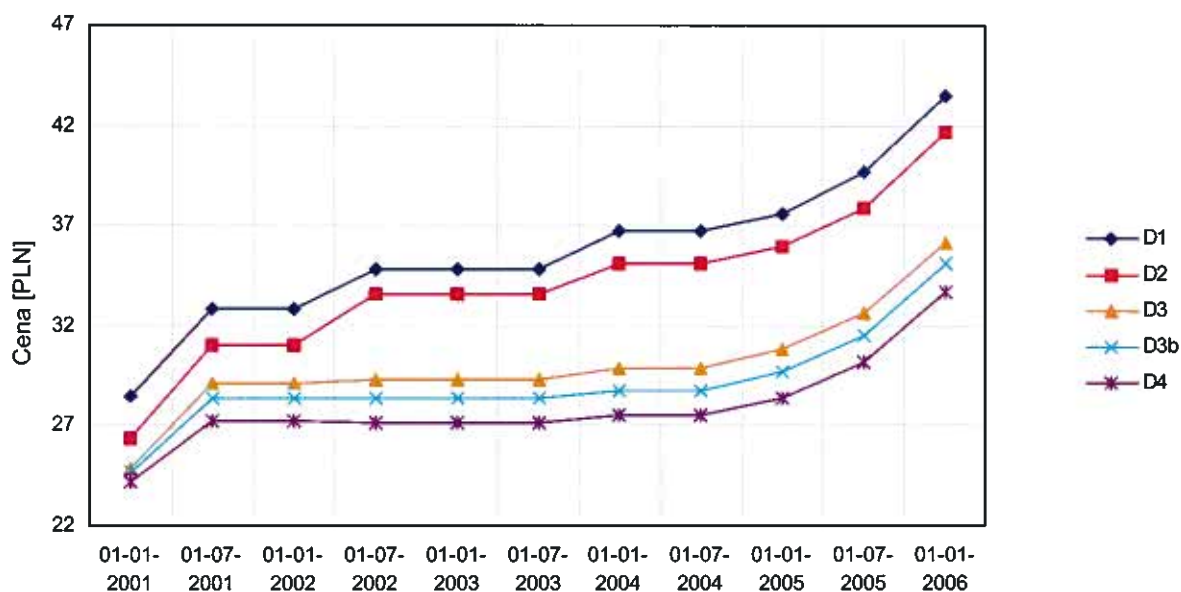


Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki

Kategorie odbiorców	pobór roczny GJ	czas maksymalnego poboru	01-01-2001	01-07-2001	01-01-2002	01-07-2002	01-01-2003	01-07-2003	01-01-2004	01-07-2004	01-01-2005	01-07-2005	01-01-2006
I <sub>1</sub>	418,60	brak	34,46	36,10	35,89	34,75	35,32	36,48	29,37	33,52	30,59	31,90	32,09
I <sub>2</sub>	4 186,00	200 dni	30,92	30,71	29,97	29,15	29,67	28,61	28,31	28,78	28,28	31,73	31,63
I <sub>3-1</sub>	41 860,00	1600 h/200 dni	26,91	26,40	26,95	27,38	27,78	27,55	24,48	26,41	26,40	27,73	29,87
I <sub>3-2</sub>	41 860,00	4000 h/250 dni	20,14	24,19	24,44	22,83	23,23	24,39	22,96	23,73	24,18	25,12	27,87
I <sub>4-1</sub>	418 600,00	4000 h/250 dni	19,53	22,35	23,73	20,04	20,33	22,77	21,31	21,35	22,53	23,82	26,69
I <sub>4-2</sub>	418 600,00	8000 h/330 dni	17,54	20,97	22,49	18,79	19,07	21,37	21,64	21,03	21,06	21,68	24,12
I <sub>5</sub>	4 186 000,00	8000 h/330 dni	17,11	21,23	21,44	17,49	17,68	21,40	21,38	20,68	20,77	21,39	24,08

Źródło: Urząd Regulacji Energetyki

### Ewolucja cen gazu ziemnego wysokometanowego według kategorii standardowych odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych w latach 2001-2006

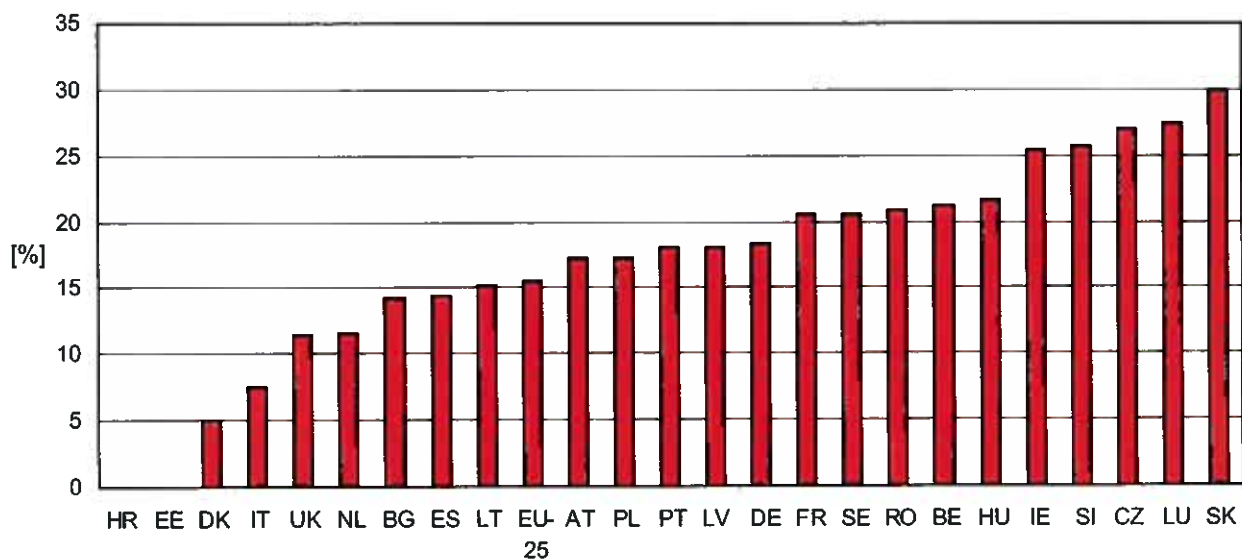


Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Gospodarki

Kategorie odbiorców	Pobór roczny (GJ)	01-01-2001	01-07-2001	01-01-2002	01-07-2002	01-01-2003	01-07-2003	01-01-2004	01-07-2004	01-01-2005	01-07-2005	01-01-2006
D1	8,37	28,49	32,83	32,83	34,80	34,80	34,80	36,71	36,71	37,58	39,7	43,45
D2	16,74	26,37	30,99	30,99	33,60	33,60	33,60	35,14	35,14	35,97	37,9	41,65
D3	83,70	24,89	29,11	29,11	29,32	29,32	29,32	29,87	29,87	30,80	32,6	36,15
D3b	125,60	24,65	28,36	28,36	28,40	28,40	28,40	28,79	28,79	29,74	31,5	35,09
D4	1 047,00	24,23	27,25	27,24	27,14	27,14	27,14	27,48	27,48	28,39	30,2	33,71

Źródło: Urząd Regulacji Energetyki

### Zmiana cen gazu ziemnego w krajach UE dla odbiorców domowych w okresie między styczniem 2005 r. i styczniem 2006 r.



Źródło: Eurostat

### 9. Skuteczność podejmowanych działań w zakresie bezpieczeństwa zaopatrzenia w gaz ziemny

W dniu 7 grudnia 2005 r. powołano Pełnomocnika Rządu do Spraw Dywersyfikacji Dostaw Nośników Energii do Rzeczypospolitej Polskiej oraz podjęto intensywne prace nad programem dywersyfikacji źródeł dostaw gazu i ropy.

W celu zwiększenia bezpieczeństwa zaopatrzenia kraju w gaz ziemny w dniu 3 stycznia 2006 r. Rada Ministrów podjęła uchwałę w sprawie działań mających na celu dywersyfikację dostaw nośników energii. Działania Rządu, będące realizacją uchwały, zmierzają do przygotowania decyzji inwestycyjnych i handlowych dla dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego, między innymi poprzez:

- dostawy gazu z innych niż obecnie źródeł gazu,
- budowę terminala gazu skroplonego (LNG) na terytorium RP,
- zwiększenie wydobycia krajowego gazu ziemnego,
- zwiększenie pojemności magazynowych.

#### Połączenie infrastrukturalne ze złożami gazu w Skandynawii

Przedmiotem działań Rządu w 2006 r. było między innymi współdziałanie z PGNiG SA przy pracach zmierzających do zawarcia stosownych porozumień o zakupie gazu ziemnego od producentów norweskich i budowie gazociągu łączącego norweskie pola gazowe z Polską. Rozmowy w tej sprawie prowadzone były zarówno na poziomie spółek, jak i w kontaktach na płaszczyźnie międzyrządowej. Wykonywane były również wieloaspektowe analizy techniczno-ekonomiczne.

#### Terminal LNG

W zakresie pozyskania gazu skroplonego z wykorzystaniem terminala LNG Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA rozpoczęło na początku 2006 r. procedurę przetargową w celu wyłonienia podmiotu, którego zadaniem będzie przygotowanie „Studium wykonalności i założeń techniczno-ekonomicznych importu LNG do Polski”. Do przetargu zakwalifikowane zostały cztery konsorcja.

W dniu 11 kwietnia 2006 r. wyłonione zostało w przetargu konsorcjum PricewaterhouseCoopers Polska Sp. z o.o., PricewaterhouseCoopers London, ILF Consulting Engineers Sp. z o.o., ILF GmbH oraz Chadbourne & Parke LLP Radzikowski, Szubielska i Wspólnicy sp.k. Termin wykonania studium – koniec 2006 r.

W celu zintensyfikowania działań mających na celu budowę terminala skroplonego gazu ziemnego PGNiG SA podpisało w lutym 2006 r. listy intencyjne z Zarządem Morskiego Portu Gdańsk SA i Zarządem Morskich Portów Szczecin i Świnoujście SA.

Rada Ministrów podjęła także w dniu 31 maja 2006 r. uchwałę nr 77/2006 w sprawie działań zwiększających bezpieczeństwo energetyczne Rzeczypospolitej

spolitej Polskiej. W myśl § 1 ust. 2 pkt 2 tej uchwały uznano za zgodne z polityką Rządu podjęcie przez PGNiG SA działań związanych z przygotowaniem budowy terminala do odbioru gazu skroplonego na wybrzeżu RP. Jednocześnie w § 3 uchwały zobowiązano Ministra Gospodarki do monitorowania działań PGNiG SA związanych z budową terminala LNG, w szczególności z:

- 1) przygotowaniem warunków przystąpienia do tej inwestycji,
- 2) określeniem najdogodniejszej lokalizacji oraz
- 3) zawarciem umów na dostawy gazu skroplonego.

#### Wzrost wydobycia krajowego

Dla zapewnienia bezpieczeństwa zapotrzebowania kraju w gaz ziemny prowadzone były w 2005 r. prace poszukiwawcze i rozpoznawcze krajowych złóż tego gazu na terenie Karpat, podgórze Karpat oraz Niżu Polskim. Według informacji PGNiG SA realizowany Program wzrostu wydobycia zakłada w roku 2008 osiągnięcie zdolności wydobywczych na poziomie 5,5 mld m<sup>3</sup>. W ramach tych prac wykonano 34 otwory wiertnicze (28 otworów poszukiwawczych, 6 otworów rozpoznawczych). Pozwoliło to na zakwalifikowanie 23 otworów jako produktywnych i przekazanie ich do eksploatacji, co daje podstawę do planowania zwiększenia wydobycia gazu ziemnego ze złóż krajowych.

Należy mieć na uwadze, że prace zmierzające do wzrostu wydobycia gazu ziemnego z rodzimych złóż oraz zwiększenia pojemności magazynowych gazu wymagają znacznych nakładów inwestycyjnych. Fundusze na sfinansowanie niezbędnych inwestycji mogą pochodzić ze środków uzyskanych ze sprzedaży części akcji PGNiG SA, pozyskanych drogą oferty publicznej w roku 2005. Według wstępnych założeń spółki środki uzyskane z emisji akcji miały być przeznaczone na:

- działalność w zakresie magazynowania do wysokości 25% pozyskanych środków,
- działania w obszarach poszukiwania i wydobycia do 43% pozyskanych środków.

#### Inne działania

Rząd RP wspierał także działania podmiotów gospodarczych ubiegających się o fundusze unijne na realizację projektów inwestycyjnych w sektorze gazowym. Jednym z takich działań było udzielenie poparcia dla wniosku PGNiG SA złożonego do Komisji Europejskiej w kwietniu 2004 r. w sprawie współfinansowania z funduszy Unii Europejskiej studium wykonalności pt. „Jamał II/Amber – studium wykonalności projektów dotyczące możliwych dróg dostaw gazu ziemnego z Rosji do UE – techniczne, ekonomiczne i środowiskowe aspekty budowy obu gazociągów”. Wniosek ten uzyskał pozytywną opinię Komitetu ds. Wsparcia Finansowego TEN-E (transeuropejskich sieci energetycznych) Komisji Europejskiej. Jednak dla opłacalności i wykonalności powyższego projektu musiał się on spotkać



z poparciem przedsiębiorstw gazowniczych z krajów, przez które przebiegać miały rozważane gazociągi, a w związku z tym zagwarantować pozyskanie wiarygodnych danych, niezbędnych dla rzetelnego wykonania studium. Wysiłki czynione na płaszczyźnie międzyrządowej doprowadziły do uzyskania poparcia rządów krajów włączonych w rozmowy, jednak brak zainteresowania ze strony potencjalnych partnerów projektu uniemożliwił dalszą jego realizację. Konsekwencją powyższego była decyzja o odstąpieniu przez PGNiG SA od opracowania studium wykonalności i rezygnacji z pomocy finansowej. Komisja Europejska, doceniając starania strony polskiej, podjęła w dniu 21 grudnia 2005 r. decyzję K(2005)5897, w której zobowiązała się do zbadania sprawy w celu zainteresowania firm komercyjnych realizacją projektu oraz poinformowała o możliwości uruchomienia studium w terminie późniejszym przy pełnym, pierwotnie przewidzianym wsparciu Komisji. Jednym z istotnych elementów wspierających działania Rządu w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego jest prowadzenie polityki międzynarodowej, w szczególności w odniesieniu do obecnych państw – dostawców paliwa gazowego, w tym Rosji. W dniu 31 marca 2006 r. odbyło się w Moskwie I Posiedzenie Polsko-Rosyjskiej Międzyrządowej Komisji ds. Współpracy Gospodarczej. W myśl podjętych ustaleń na mocy podpisanego Protokołu określono, że do dnia 1 października 2006 r. zainteresowane podmioty gospodarcze przeprowadzą konsultacje w celu uregulowania spornych kwestii w sektorze gazowym. W przypadku braku rozstrzygnięcia na poziomie przedsiębiorstw we wskazanym terminie, do rozmów włączone zostaną strony rządowe obydwu krajów.

#### 10. Przewidywane zapotrzebowanie na gaz ziemny

Dnia 4 stycznia 2005 r. Rada Ministrów przyjęła dokument pt. „Polityka energetyczna Polski do 2025 roku”. W dokumencie tym potwierdzono zasadność kontynuacji polityki energetycznej, której celem jest:

- zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego państwa,
- wzrost konkurencyjności gospodarki,
- ochrona środowiska przed negatywnymi skutkami działalności energetycznej związanej z wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją energii i paliw.

W dokumencie tym zawarto również długoterminową prognozę energetyczną, wyznaczoną na podstawie scenariuszy makroekonomicznego rozwoju kraju do roku 2025, uwzględniając proces dostosowywania gospodarki polskiej do standardów obowiązujących w Unii Europejskiej.

Aktualnie opracowywany jest projekt nowego dokumentu „Polityka energetyczna do 2030 roku”, na potrzeby którego zostanie przygotowana nowa prognoza zapotrzebowania na gaz ziemny.

#### 11. Planowane lub będące w budowie krajowe źródła gazu ziemnego i inne sposoby dostaw gazu ziemnego do krajowego systemu gazowniczego

Zapewnienie bezpieczeństwa zaopatrzenia kraju w gaz ziemny realizowane było w 2005 r. poprzez rozbudowę i modernizację krajowego systemu przesyłu gazu, tworzenie nowych zdolności przesyłowych, poprawę przepustowości systemu przesyłowego, a także dalszą rozbudowę pojemności magazynowych oraz poprawę dostępności społeczności lokalnych do gazu sieciowego.

Krajowe wydobycie gazu ziemnego, według danych za 2005 r., kształtowało się na poziomie ok. 4,3 mld m<sup>3</sup>. Aby zwiększyć udział gazu z wydobycia krajowego w łącznym wolumenie dostarczanego odbiorcom gazu w Polsce, potrzebne będzie zintensyfikowanie prac poszukiwawczych i inwestycyjnych związanych z zagospodarowaniem nowo odkrytych złóż oraz zwiększeniem wydobycia ze złóż dotychczas eksploatowanych.

Dla zapewnienia dostaw gazu ziemnego do Polski podjęto również szereg działań mających na celu przygotowanie decyzji inwestycyjnych i handlowych, będących realizacją uchwały Rady Ministrów z dnia 3 stycznia 2006 r. w sprawie działań mających na celu dywersyfikację dostaw nośników energii. Ich wynikiem jest między innymi rozpoczęcie, na początku 2006 r., przez PGNiG SA prac nad „Studium wykonalności i założeń techniczno-ekonomicznych importu LNG do Polski”. Do końca listopada 2006 r. zaplanowano zakończenie prac nad studium i opracowanie raportu końcowego. Po analizie wyników studium podjęta zostanie decyzja dotycząca wyboru lokalizacji terminalu oraz organizacji jego budowy.

Przedmiotem powyższych działań było także współdziałanie z PGNiG SA przy pracach zmierzających do zawarcia stosownych porozumień o zakupie gazu od producentów norweskich i budowie gazociągu łączącego norweskie pola gazowe z Polską. Rozmowy w tej sprawie prowadzone były zarówno na poziomie spółek, jak i w kontaktach na płaszczyźnie międzyrządowej.

Działania inwestycyjne są możliwe do przeprowadzenia przez spółkę PGNiG SA, która posiada obecnie środki finansowe na ich realizację – pochodzące z wpływów z emisji akcji notowanych na Giełdzie Papierów Wartościowych od dnia 23 września 2005 r. Środki te mogą być przeznaczone na realizację projektów inwestycyjnych w 2006 r. i w latach następnych, a wykorzystanie środków z emisji powinno nastąpić do 2007 r.

Ponadto Minister Gospodarki we współpracy z Ministrem Rozwoju Regionalnego przygotował projekt Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (PO IiŚ) w zakresie sektora energetyki dla pozyskania środków z funduszy strukturalnych Unii Europejskiej. W ramach programu planowano wsparcie energetycznych projektów inwestycyjnych w ramach dwóch priorytetów: *X – Infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku* oraz *XI –*

*Bezpieczeństwo energetyczne*, którego głównym celem jest zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego państwa, poprzez tworzenie nowych zdolności przesyłowych i transportowych energii elektrycznej, gazu ziemnego i ropy naftowej oraz wzrost pojemności magazynów gazu ziemnego.

W ramach priorytetu XI planowano dwa działania:

Działanie nr 1.: rozwój systemów przesyłowych gazu ziemnego i ropy naftowej, budowa i rozbudowa podziemnych magazynów gazu ziemnego, wsparcie budowy infrastruktury zapewniającej dywersyfikację źródeł dostaw nośników energii do kraju, w tym budowy terminala LNG,

Działanie nr 2.: wsparcie rozwoju gazowej sieci dystrybucyjnej.

Minister Gospodarki wnioskował o dofinansowanie projektów inwestycyjnych w priorytecie XI na łączną kwotę ok. 1 mld euro z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (EFRR). Projekt programu został przedłożony do akceptacji Radzie Ministrów.

## 12. Wnioski wynikające ze sprawowania nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny

Konieczne jest kontynuowanie działań ukierunkowanych na dywersyfikację kierunków i form dostaw gazu ziemnego do Polski. Dotyczy to również możliwości pozyskania dostępu do złóż zagranicznych.

Niezbędne jest też kontynuowanie prac mających na celu zwiększenie pojemności magazynowych gazu ziemnego w Polsce dla zabezpieczenia ciągłości dostaw dla odbiorców krajowych.

Zagrożeniem długoterminowym związanym z dostawami gazu ziemnego jest zmniejszenie roli Polski

i Ukrainy jako kraju tranzytowego do Europy Zachodniej. Przy zwiększającym się stale zużyciu gazu ziemnego na świecie oraz przy zwiększającym się uzależnieniu Europy od dostaw rosyjskich nośników oraz budowie omijających Polskę i Państwa Bałtyckie nowych dróg przesyłu gazu istnieje niebezpieczeństwo zakłócenia jego dostaw do Polski.

Przedstawione w rozdziale 3 dane dotyczące źródeł i kierunków zaopatrzenia Polski w gaz ziemny oraz jego importu wskazują na znaczące uzależnienie od dostaw gazu ziemnego pochodzącego z jednego kierunku. Istotne jest natomiast, że dostawy gazu importowanego są uzupełniane poprzez wydobycie gazu ze złóż krajowych, utrzymane na poziomie ok. 30% całkowitego wolumenu jego dostaw.

Prognozy wzrostu gospodarczego i przewidywanego w związku z tym wzrostu popytu na gaz ziemny powodują konieczność poszukiwania dodatkowych źródeł zaopatrzenia kraju w gaz ziemny. Priorytetem Rządu RP jest dywersyfikacja dostaw dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w sytuacji zakłóceń w dostawach.

## 13. Źródła wykorzystane przy opracowaniu sprawozdania

- Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2005 r. (marzec 2006 r.),
- Informacja OGP Gaz-System Sp. z o.o. o realizacji zadań w zakresie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego (31 marca 2006 r.),
- Sprawozdanie Zarządu z działalności spółki PGNiG SA za rok 2005 (3 kwietnia 2006 r.),
- Dane statystyczne zbierane przez Agencję Rynku Energii SA,
- Materiały i opracowania własne Departamentu Ropy i Gazu Ministerstwa Gospodarki.

## USTAWA

z dnia 15 czerwca 2007 r.

### o zmianie ustawy – Prawo energetyczne

(Dz. U. Nr 115, poz. 790)

**Art. 1.** W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.<sup>1)</sup>) po art. 5a dodaje się art. 5b w brzmieniu:

„Art. 5b. 1. Umowa, na podstawie której przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo pełniące funkcję operatora systemu dystrybucyjnego

sprzedaje energię elektryczną do odbiorcy końcowego oraz świadczy usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, z mocy prawa, z dniem wyodrębnienia z tego przedsiębiorstwa jego części niezwiązanej z działalnością dystrybucyjną i wniesienia jej, przed dniem 1 lipca 2007 r., jako wkładu niepieniężnego na pokrycie kapitału zakładowego innego przedsiębiorstwa, staje się umową, której stronami są: przedsiębiorstwo energetyczne wykonują-

1) 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 i Nr 52, poz. 343.

ce działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną do którego wniesiono wkład niepieniężny oraz odbiorca energii elektrycznej.

2. Dniem wyodrębnienia, o którym mowa w ust. 1, jest dzień wniesienia wkładu niepieniężnego, o którym mowa w ust. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne pełniące funkcję operatora systemu dystrybucyjnego powiadamia niezwłocznie Prezesa URE o dniu wyodrębnienia.
3. Za zobowiązania wynikające z umowy, na podstawie której przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo pełniące funkcję operatora systemu dystrybucyjnego dostarcza energię elektryczną do odbiorcy końcowego, powstałe przed dniem wyodrębnienia, o którym mowa w ust. 1, odpowiadają solidarnie przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo pełniące funkcję operatora systemu dystrybucyjnego, z którego wyodrębniono część niezwiązaną z działalnością dystrybucyjną i przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, do którego wniesiono wkład niepieniężny, o którym mowa w ust. 1.
4. Odbiorca końcowy może wypowiedzieć umowę, o której mowa w ust. 1, bez ponoszenia dodatkowych kosztów, składając do przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność w zakresie obrotu energią elektryczną pisemne oświadczenie o wypowiedzeniu tej umowy. Umowa ulega rozwiązaniu z ostatnim dniem drugiego miesiąca następującego po miesiącu, w którym oświadczenie odbiorcy dotarło do tego przedsiębiorstwa energetycznego.
5. Przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo pełniące funkcję operatora systemu dystrybucyjnego w terminie 3 miesięcy od dnia wyodrębnienia, o którym mowa w ust. 1, poinformuje odbiorców końcowych przyłączonych do swojej sieci dystrybucyjnej o wyodrębnieniu jego części niezwiązaną z działalnością dystrybucyjną oraz możliwościach, skutkach i terminie złożenia oświadczenia, o którym mowa w ust. 4.”

**Art. 2.** Koncesja udzielona przedsiębiorstwu zintegrowanemu pionowo pełniącemu funkcję operatora systemu dystrybucyjnego na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną, przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, przechodzi, z mocy prawa, z dniem wyodrębnienia, o którym mowa w art. 5b ust. 1 ustawy wymienionej w art. 1, na przedsiębiorstwo energetyczne do którego wniesiono wkład niepieniężny obejmujący część

przedsiębiorstwa wydzieloną z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo pełniącego funkcję operatora systemu dystrybucyjnego, i wygasa najpóźniej w dniu 31 grudnia 2007 r.

**Art. 3.** Przedsiębiorstwo energetyczne, do którego został wniesiony wkład niepieniężny, o którym mowa w art. 2, od dnia wyodrębnienia, o którym mowa w art. 5b ust. 1 ustawy wymienionej w art. 1, stosuje taryfę dla energii elektrycznej zatwierdzoną przed tym dniem przez Prezesa URE, dla przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo pełniącego funkcję operatora systemu dystrybucyjnego, z którego wyodrębniono część przedsiębiorstwa niezwiązaną z działalnością dystrybucyjną, do czasu wprowadzenia do stosowania nowej taryfy przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, nie dłużej jednak niż do dnia 31 grudnia 2007 r.

**Art. 4.** Przedsiębiorstwo energetyczne powstałe w wyniku rozdzielenia działalności obrotu paliwami gazowymi, przesyłu i dystrybucji gazu jest zobowiązane do dostosowania umów zawartych przed dniem 1 lipca 2007 r. do wymagań określonych w art. 5 ustawy, o której mowa w art. 1, do dnia 31 grudnia 2009 r.

**Art. 5. 1.** W wyniku podziału przedsiębiorstwa energetycznego, zajmującego się do dnia 1 lipca 2007 r. obrotem i dystrybucją paliw gazowych, przez wydzielenie części przedsiębiorstwa niezwiązanej z działalnością dystrybucyjną i jej przeniesienia na istniejące lub nowo powstałe przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi przejmuje prawa i obowiązki wynikające z umów, na podstawie których dostarczane jest paliwo gazowe, i które zostały zawarte do dnia 1 lipca 2007 r. przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem i dystrybucją paliw gazowych.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi, dostarczające paliwo gazowe na podstawie umów, o których mowa w ust. 1, oraz nowych umów zawartych po 1 lipca 2007 r., w rozliczeniach z odbiorcami od dnia 1 lipca 2007 r. do dnia wejścia w życie zatwierdzonej dla tego przedsiębiorstwa nowej taryfy, stosuje taryfę dla paliw gazowych stosowaną przez przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo, z którego wydzielono część przedsiębiorstwa niezwiązaną z działalnością dystrybucyjną i do którego sieci instalacja odbiorcy jest przyłączona.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych, z którego wydzielono część przedsiębiorstwa niezwiązaną z działalnością dystrybucyjną, w rozliczeniach z odbiorcami do dnia wejścia w życie zatwierdzonej dla tego przedsiębiorstwa nowej taryfy, stosuje taryfę dotychczasową.



**Art. 6.** W przypadku połączenia się przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem paliwami gazowymi, przejmujące przedsiębiorstwo energetyczne:

- 1) wstępuje w prawa i obowiązki przedsiębiorstwa przejmowanego wynikające z umów zawartych z odbiorcami;
- 2) w rozliczeniach z odbiorcami, o których mowa w pkt 1, do dnia wejścia w życie zatwierdzonej dla tego przedsiębiorstwa nowej taryfy, stosuje taryfy obowiązujące do dnia przejścia przez to przedsiębior-

stwo wydzielonej z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo części przedsiębiorstwa niezwiązanej z działalnością dystrybucyjną;

- 3) w rozliczeniach z nowymi odbiorcami do dnia wejścia w życie zatwierdzonej dla tego przedsiębiorstwa nowej taryfy stosuje taryfy właściwe dla miejsca przyłączenia ich instalacji.

**Art. 7.** Ustawa wchodzi w życie z dniem ogłoszenia, z mocą od dnia 24 czerwca 2007 r.

## ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI<sup>1)</sup>

z dnia 2 lipca 2007 r.

### w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną

(Dz. U. Nr 128, poz. 895)

Na podstawie art. 46 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm<sup>2)</sup>) zarządza się, co następuje:

#### Rozdział 1

#### Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowe zasady:

- 1) kształtowania taryf dla energii elektrycznej;
- 2) kalkulacji cen i stawek opłat;
- 3) rozliczeń z odbiorcami oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) grafiki handlowe – zbiór danych określających ilość energii elektrycznej wynikającą z zawartych i przedłożonych do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej przypisaną jednostce grafikowej danego uczestnika mechanizmu bilansowania, oddzielnie dla poszczególnych okresów rozliczeniowych mechanizmu bilansowania;
- 2) grupa przyłączeniowa – grupę podmiotów, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci, sklasyfikowaną w następujący sposób:
  - a) grupa I – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV,

b) grupa II – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV,

c) grupa III – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV,

d) grupa IV – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz o mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A,

e) grupa V – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A,

f) grupa VI – podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie, zastąpione przyłączeniem docelowym, lub podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok;

3) grupa taryfowa – grupę odbiorców kupujących energię elektryczną lub korzystających z usługi przesyłania lub dystrybucji albo usługi kompleksowej, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania;

4) jednostka grafikowa – jednostkę w rozumieniu § 2 pkt 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93, poz. 623);

1) Minister Gospodarki kieruje działem administracji rządowej – gospodarka, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 18 lipca 2006 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki (Dz. U. Nr 131, poz. 909).

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, Nr 52, poz. 343 i Nr 115, poz. 790.

- 5) jednostka wytwórcza – jednostkę w rozumieniu § 2 pkt 3 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 4;
- 6) mechanizm bilansowania – mechanizm w rozumieniu § 2 pkt 6 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 4;
- 7) miejsce dostarczania energii elektrycznej – miejsce dostarczania w rozumieniu § 2 pkt 7 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 4;
- 8) miejsce przyłączenia – miejsce przyłączenia w rozumieniu § 2 pkt 8 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 4;
- 9) moc przyłączeniowa – moc przyłączeniową w rozumieniu § 2 pkt 9 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 4;
- 10) moc umowna – moc umowną w rozumieniu § 2 pkt 10 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 4;
- 11) okres regulacji – okres, na jaki zostały ustalone wartości współczynników korekcyjnych, o których mowa w § 24;
- 12) przyłączy – przyłączy w rozumieniu § 2 pkt 15 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 4;
- 13) rezerwa mocy – rezerwę mocy w rozumieniu § 2 pkt 16 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 4;
- 14) układ pomiarowo-rozliczeniowy – układ pomiarowo-rozliczeniowy w rozumieniu § 2 pkt 22 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 4;
- 15) usługi systemowe – usługi systemowe w rozumieniu § 2 pkt 23 rozporządzenia, o którym mowa w pkt 4.

## Rozdział 2

### Szczegółowe zasady kształtowania taryf

§ 3. Przedsiębiorstwo energetyczne ustala taryfę w sposób zapewniający:

- 1) pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą”;
- 2) eliminowanie subsydiowania skrośnego.

§ 4. 1. Taryfa, odpowiednio do zakresu wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, określa:

- 1) grupy taryfowe i szczegółowe kryteria kwalifikowania odbiorców do tych grup;
- 2) rodzaje oraz wysokość cen lub stawek opłat dla poszczególnych grup taryfowych, a także warunki ich stosowania;
- 3) sposób ustalania:
  - a) bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców,
  - b) opłat za:
    - ponadumowny pobór energii biernej i przekroczenia mocy umownej,
    - usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy,
    - nielegalny pobór energii elektrycznej,
    - przyłączenie do sieci.

2. Określone w taryfie ceny lub stawki opłat dla poszczególnych grup taryfowych różnicuje się odpowiednio do kosztów uzasadnionych wykonywanej działalności gospodarczej związanej z zaopatrzeniem w energię elektryczną.

3. Taryfę kształtuje się w taki sposób, aby odbiorca mógł na jej podstawie obliczyć należność odpowiadającą zakresowi usług związanych z zaopatrzeniem w energię elektryczną, określonego w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej.

§ 5. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej zawiera w taryfie:

- 1) ceny energii elektrycznej;
- 2) stawki opłat za rezerwy mocy;
- 3) stawki opłat za usługi systemowe;
- 4) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 5) sposób ustalania opłat za nielegalny pobór energii elektrycznej.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej zawiera w taryfie:

- 1) stawki opłat za świadczenie usług przesyłania, zwane dalej „stawkami opłat przesyłowych”;
- 2) stawki opłat abonamentowych;
- 3) sposób ustalania opłat za przyłączenie do sieci;
- 4) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 5) sposób ustalania opłat za:
  - a) ponadumowny pobór energii biernej,
  - b) przekroczenia mocy,
  - c) nielegalny pobór energii elektrycznej.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej zawiera w taryfie:

- 1) stawki opłat za przyłączenie do sieci lub sposób ich ustalania;
- 2) stawki opłat za świadczenie usługi dystrybucji, zwane dalej „stawkami opłat dystrybucyjnych”;
- 3) stawki opłat abonamentowych;
- 4) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców;
- 5) sposób ustalania opłat za:
  - a) ponadumowny pobór energii biernej,
  - b) przekroczenia mocy,
  - c) usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy,
  - d) nielegalny pobór energii elektrycznej.

4. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną zawiera w taryfie:

- 1) ceny energii elektrycznej;
- 2) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców.

5. Przedsiębiorstwo energetyczne świadczące odbiorcy usługę kompleksową przyjmuje do rozliczeń z odbiorcą stawki opłat oraz warunki ich stosowania wynikające z taryf obowiązujących w przedsiębiorstwie energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, do którego sieci przyłączony jest dany odbiorca.

6. Przedsiębiorstwa energetyczne, o których mowa w art. 9a ust. 1 i 8 ustawy, różnicują ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych i odbiorców dokonujących zakupu energii elektrycznej podlegającej odsprzedaży, ze względu na koszty obowiązkowego uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii oraz koszty obowiązkowego uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji lub koszty poniesionej opłaty zastępczej.

7. Przedsiębiorstwa energetyczne, o których mowa w art. 9a ust. 6 ustawy, różnicują ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych i odbiorców dokonujących zakupu energii elektrycznej podlegającej odsprzedaży, ze względu na koszty obowiązkowego zakupu energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii.

§ 6. 1. Podział odbiorców na grupy taryfowe jest dokonywany w zależności od poziomu kosztów uzasadnionych, ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne za dostarczanie energii elektrycznej do tych odbiorców, na podstawie następujących kryteriów:

- 1) poziomu napięcia sieci w miejscu dostarczania energii elektrycznej;
- 2) wartości mocy umownej;
- 3) systemu rozliczeń;
- 4) liczby rozliczeniowych stref czasowych;
- 5) zużycia energii elektrycznej na potrzeby gospodarstw domowych.

2. Ceny lub stawki opłat, o których mowa w § 5, mogą być różnicowane dla poszczególnych grup taryfowych z uwzględnieniem podziału doby i roku na strefy i okresy czasowe. Taryfa może przewidywać więcej niż jeden sposób podziału doby na strefy czasowe.

§ 7. 1. Odbiorca, który:

- 1) pobiera energię elektryczną z kilku miejsc dostarczania, położonych w sieci o różnych poziomach napięć – jest zaliczany do grup taryfowych oddzielnie w każdym z tych miejsc;

- 2) pobiera energię elektryczną w celu zasilania jednego zespołu urządzeń z więcej niż jednego miejsca dostarczania na tym samym poziomie napięcia – wybiera grupę taryfową jednakową dla wszystkich miejsc dostarczania;
- 3) pobiera energię elektryczną z kilku miejsc dostarczania, położonych w sieci o jednakowych poziomach napięć – może być zaliczony do grup taryfowych oddzielnie w każdym z tych miejsc, zgodnie z kryteriami podziału odbiorców na grupy taryfowe przyjętymi w danym przedsiębiorstwie energetycznym;
- 4) ze względu na przyjęty w przedsiębiorstwie energetycznym podział odbiorców na grupy taryfowe dokonany na podstawie kryteriów, o których mowa w § 6 ust. 1, może być dla danego miejsca dostarczania energii elektrycznej zaliczony do więcej niż jednej grupy taryfowej – wybiera jedną spośród tych grup.

2. Odbiorca, o którym mowa w ust. 1 pkt 4, może wystąpić do przedsiębiorstwa energetycznego o zmianę grupy taryfowej, nie częściej niż raz na 12 miesięcy. Warunki zmiany grupy taryfowej określa umowa sprzedaży energii elektrycznej albo umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo umowa kompleksowa.

§ 8. Przedsiębiorstwo energetyczne ustala w taryfie opłaty za wznowienie dostarczania energii elektrycznej, jeżeli wstrzymanie jej dostarczania spowodowane zostało z przyczyn, o których mowa w art. 6 ust. 3 i 3a ustawy.

### Rozdział 3

#### Szczegółowe zasady kalkulacji cen i stawek opłat

§ 9. Ceny lub stawki opłat zawarte w taryfie kalkuluje się na okres 12 miesięcy kalendarzowych.

§ 10. Koszty uzasadnione uwzględniane w kalkulacji cen lub stawek opłat, o których mowa w § 9, dla wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie:

- 1) wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej – stanowią planowane, dla danego roku, uzasadnione koszty przedsiębiorstwa energetycznego, uwzględniające uzasadniony zwrot z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą;
- 2) obrotu energią elektryczną – stanowią planowane dla danego roku uzasadnione koszty, o których mowa w § 21.

§ 11. 1. Koszty, o których mowa w § 10, ustala się:

- 1) zgodnie z art. 44 i 45 ustawy oraz zasadami ewidencji kosztów określonymi w przepisach o rachunkowości;
- 2) na podstawie planowanych, dla każdego roku okresu regulacji, ilości energii elektrycznej przewidywanych do sprzedaży, wytworzenia, przesłania lub dystrybucji, a także wielkości mocy umownej.



2. Podstawą oceny:

- 1) kosztów, o których mowa w ust. 1, są porównywalne koszty poniesione przez przedsiębiorstwo energetyczne w roku kalendarzowym poprzedzającym rok ustalania taryfy, określone na podstawie sprawozdań finansowych dla poszczególnych rodzajów wykonywanej działalności gospodarczej, o których mowa w art. 44 ust. 2 ustawy;
- 2) ilości, o których mowa w ust. 1 pkt 2, są ilości wynikające z poprzednich okresów.

3. Podstawą oceny kosztów, o których mowa w ust. 1, mogą być porównywalne koszty wykonywania działalności gospodarczej w przedsiębiorstwach energetycznych wykonujących tego samego rodzaju działalność gospodarczą o zbliżonych warunkach jej wykonywania.

§ 12. 1. Koszty wspólne dla wszystkich lub kilku rodzajów wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej oraz koszty wspólne dla wszystkich lub kilku grup taryfowych dzieli się na poszczególne rodzaje wykonywanej działalności gospodarczej i na poszczególne grupy taryfowe, a także w odniesieniu do poszczególnych rodzajów cen i stawek opłat, zgodnie z przyjętą w przedsiębiorstwie metodą podziału kosztów. Przyjęta metoda podziału kosztów powinna zapewnić podział kosztów odpowiadających zaangażowaniu zasobów przedsiębiorstwa w zaopatrzenie w energię elektryczną odbiorców z poszczególnych grup taryfowych.

2. Metoda podziału kosztów, zasady ewidencji kosztów oraz podział odbiorców na grupy taryfowe nie mogą ulec zmianie w okresie regulacji.

§ 13. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej kalkuluje ustalone w taryfie:

- 1) ceny energii elektrycznej – na podstawie sumy jednostkowych kosztów stałych i zmiennych, ustalonych w sposób określony w ust. 3 i 4 [w zł/MWh lub zł/kWh];
- 2) stawki opłat za rezerwy mocy – na podstawie jednostkowych kosztów stałych, ustalonych w sposób określony w ust. 3 [w zł/MWh lub zł/kWh];
- 3) stawki opłat za usługi systemowe – na podstawie kosztów uzasadnionych stałych i zmiennych świadczenia tych usług, wynikających ze zwiększenia kosztów ponad koszty wytwarzania energii elektrycznej, o których mowa w pkt 1 i 2.

2. Stawki opłat, o których mowa w ust. 1 pkt 3, mogą być kalkulowane z podziałem na:

- 1) składnik stały – za utrzymanie gotowości do świadczenia poszczególnych rodzajów usług systemowych, wyrażony w zł/h lub zł/miesiąc lub w zł/MWh lub zł/kWh lub zł/MWh/miesiąc lub zł/kWh/miesiąc;
- 2) składnik zmienny – za świadczenie usług systemowych, wyrażony w zł/MWh lub zł/kWh.

3. Jednostkowe koszty stałe, oznaczone symbolem „ $k_{js}$ ”, oblicza się według wzoru:

$$k_{js} = \frac{K_{sp}}{\sum_{i=1}^n P_{dwi} + \sum_{i=1}^n P_{dri}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- $K_{sp}$  – koszty stałe planowane dla każdego roku okresu regulacji, ustalone dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, z wyłączeniem kosztów, o których mowa w ust. 4 [w zł];
- $P_{dwi}$  – moc dyspozycyjną planowaną na każdą godzinę dla danej jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, wykorzystaną do produkcji energii elektrycznej, planowaną do sprzedaży w każdym roku okresu regulacji [w MW/h lub kW/h];
- $P_{dri}$  – moc dyspozycyjną jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek, planowaną do sprzedaży jako rezerwa mocy w poszczególnych godzinach, w każdym roku okresu regulacji [w MW/h lub kW/h];
- $n$  – liczbę godzin, planowaną dla mocy dyspozycyjnej, oznaczonej symbolem „ $P_{dwi}$ ”, albo dla mocy dyspozycyjnej oznaczonej symbolem „ $P_{dri}$ ”, w każdym roku okresu regulacji.

4. Jednostkowe koszty zmienne, oznaczone symbolem „ $k_{jz}$ ” [w zł/MWh lub zł/kWh] oblicza się według wzoru:

$$k_{jz} = \frac{K_{zp} + K_{ze} + K_{zw}}{E_{jw}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- $K_{zp}$  – koszty paliwa łącznie z kosztami jego transportu i składowania, planowanego do zużycia w każdym roku okresu regulacji, dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek [w zł];
- $K_{ze}$  – koszty opłat za gospodarcze korzystanie ze środowiska oraz składowanie odpadów paleniskowych, planowane dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek w każdym roku okresu regulacji [w zł];
- $K_{zw}$  – pozostałe koszty zmienne, planowane dla jednostki wytwórczej lub grup takich jednostek w każdym roku okresu regulacji [w zł];
- $E_{jw}$  – ilość energii elektrycznej, planowaną do sprzedaży, a wytworzoną przez jednostkę wytwórczą lub grupę takich jednostek, w każdym roku okresu regulacji [w MWh lub kWh].

§ 14. 1. Opłaty za przyłączenie do sieci ustala się dla podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej:

- 1) I, II, III oraz VI, gdy tymczasowe przyłącze będzie przebudowywane i dostosowywane zgodnie z wa-

runkami przyłączenia – przyłączanych do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci – na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia;

- 2) IV i V oraz VI, gdy przyłącze będzie wykorzystywane do docelowego zasilania – przyłączanych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci – na podstawie stawek opłat kalkulowanych na zasadach określonych w art. 7 ust. 8 pkt 2 ustawy oraz w zależności od rodzaju stawki odpowiednio do wielkości mocy przyłączeniowej, długości odcinka sieci służącego do przyłączenia lub rodzaju tego odcinka (napowietrzne lub kablowe).

2. Stawki opłat, o których mowa w ust. 1 pkt 2, dla przyłącza kablowego uwzględniają koszty zakupu i montażu:

- 1) złącza kablowego wraz z jego obudową i wyposażeniem;
- 2) układu pomiarowo-rozliczeniowego i zabezpieczenia przedlicznikowego wraz z ich obudową i wyposażeniem do ich montażu.

3. W zależności od przyjętego rozwiązania technicznego przez obudowę, o której mowa w ust. 2, rozumie się szafkę złączowo-pomiarową zintegrowaną lub modułową wspólną dla złącza i układu pomiarowo-rozliczeniowego lub odpowiadające jej funkcjonalnie oddzielne szafki złączowe i pomiarowe lub szafki pomiarowe.

4. Przepisów ust. 2 pkt 2 nie stosuje się do przyłączy kablowych w budynkach wielolokalowych, w których lokalizacja układów pomiarowo-rozliczeniowych nie pokrywa się z lokalizacją złączy kablowych.

5. W nakładach, o których mowa w art. 7 ust. 8 ustawy, uwzględnia się wydatki ponoszone na: wykonanie prac projektowych i geodezyjnych, uzgodnienia dokumentacji, uzyskanie pozwoleń na budowę, zakup lub budowę elementów odcinków sieci służących do przyłączenia podmiotów do sieci z uwzględnieniem długości tych odcinków, roboty budowlano-montażowe wraz z nadzorem, wykonanie niezbędnych prób, a także koszty uzyskania praw do nieruchomości oraz zajęcia terenu, niezbędnych do budowy lub eksploatacji urządzeń.

6. W nakładach, o których mowa w art. 7 ust. 8 ustawy, uwzględnia się także wydatki ponoszone na budowę odcinków sieci, od miejsca przyłączenia do miejsca rozgraniczenia własności instalacji, urządzeń lub sieci, określonych w umowie o przyłączenie do sieci.

7. Przyłączany podmiot może wybrać rodzaj przyłącza – kablowe lub napowietrzne, o ile jest on możliwy do realizacji ze względów technicznych.

8. W przypadku obiektów wymagających wielostronnego układu zasilania opłatę za przyłączenie ustala się w sposób określony w ust. 1-6, z wyjątkiem zasilania rezerwowego. W przypadku zasilania rezerwowego opłatę ustala się na podstawie rzeczywistych nakładów.

9. Za zwiększenie mocy przyłączeniowej, dokonywanej na wniosek danego podmiotu zakwalifikowanego do:

- 1) I, II, III oraz VI grupy przyłączeniowej, gdy tymczasowe przyłącze będzie przebudowywane i dostosowywane zgodnie z warunkami przyłączenia – pobiera się opłatę w takiej wysokości, jak opłatę za przyłączenie do sieci, ustalaną stosownie do ust. 1;
- 2) IV, V i VI grupy przyłączeniowej, gdy przyłącze będzie wykorzystywane do docelowego zasilania – pobiera się opłatę stanowiącą iloczyn stawki opłaty ustalonej w taryfie i przyrostu mocy przyłączeniowej.

10. Za wymianę lub przebudowę przyłącza bez zwiększenia mocy przyłączeniowej, dokonywaną na wniosek przyłączonego podmiotu, opłatę ustala się na podstawie rzeczywistych nakładów z tym związanych.

§ 15. 1. Stawki opłat przesyłowych kalkuluje się z uwzględnieniem podziału na stawki wynikające z:

- 1) przesyłania energii elektrycznej;
- 2) korzystania z krajowego systemu elektroenergetycznego;
- 3) prowadzenia rozliczeń dla zgłaszających umowy sprzedaży.

2. Stawki opłat przesyłowych, o których mowa w ust. 1 pkt 2, zwane dalej „stawkami systemowymi”, kalkuluje się jako dwuskładnikowe z podziałem na składnik:

- 1) jakościowy stawki systemowej;
- 2) wyrównawczy stawki systemowej.

3. Stawki opłat przesyłowych, o których mowa w ust. 1 pkt 3, kalkuluje się z podziałem na stawkę:

- 1) rozliczeniową;
- 2) rynkową.

4. Stawki opłat dystrybucyjnych kalkuluje się z uwzględnieniem podziału na stawki wynikające z:

- 1) dystrybucji energii elektrycznej;
- 2) korzystania z krajowego systemu elektroenergetycznego.

5. Stawki opłat dystrybucyjnych, o których mowa w ust. 4 pkt 2, kalkuluje się jako jednoskładnikowe, na podstawie kosztów zakupu usług przesyłania od operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w części dotyczącej korzystania z krajowego systemu elektroenergetycznego.

6. Stawki opłat przesyłowych lub dystrybucyjnych, o których mowa w ust. 1 pkt 1 i ust. 4 pkt 1, zwane dalej „stawkami sieciowymi”, kalkuluje się jako dwuskładnikowe na podziałem na składnik:

- 1) stały stawki sieciowej – obliczany na jednostkę mocy umownej, a dla odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym – obliczany w odniesieniu do układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 2) zmienny stawki sieciowej – obliczany na jednostkę energii elektrycznej pobieranej z sieci w miejscu dostarczania.

§ 16. 1. Stawki opłat przesyłowych, o których mowa w § 15 ust. 1 pkt 1, kalkuluje się dla sieci przesyłowych elektroenergetycznych.

2. Stawki opłat dystrybucyjnych, o których mowa w § 15 ust. 4 pkt 1, kalkuluje się z uwzględnieniem podziału sieci na poziomy napięcie znamionowych:

- 1) wysokich – obejmujących napięcie znamionowe 110 kV;
- 2) średnich – obejmujących napięcie znamionowe wyższe niż 1 kV i niższe niż 110 kV;
- 3) niskich – obejmujących napięcie znamionowe nie wyższe niż 1 kV.

3. Stawki sieciowe kalkuluje się na podstawie kosztów uzasadnionych dla danej grupy taryfowej z uwzględnieniem uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, odpowiadającemu określonej poziomowi napięcia.

§ 17. 1. Składnik stały stawki sieciowej, o którym mowa w § 15 ust. 6 pkt 1, kalkuluje się na podstawie planowanych do poniesienia stałych kosztów uzasadnionych z uwzględnieniem udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, o których mowa w art. 45 ust. 5 ustawy.

2. Składnik zmienny stawki sieciowej, o którym mowa w § 15 ust. 6 pkt 2, kalkuluje się na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych:

- 1) zakupu energii elektrycznej w ilości niezbędnej do pokrycia różnicy między ilością energii elektrycznej wprowadzanej do sieci danego poziomu napięcia znamionowych a ilością energii pobranej z tej sieci przez odbiorców lub przesłanej lub dystrybuowanej do sieci innych poziomów napięcia znamionowych;
- 2) zmiennych za przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej sieciami innych poziomów napięcia znamionowych i sieciami należącymi do innych operatorów lub innych przedsiębiorstw energetycznych;
- 3) stałych za przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej w części nieuwzględnionej w składniku stałym, o którym mowa w § 15 ust. 6 pkt 1, stosownie do art. 45 ust. 5 ustawy.

3. Składnik stały stawki sieciowej, o którym mowa w § 15 ust. 6 pkt 1, oznaczony symbolem „ $S_{SVn}$ ” kalkuluje się według wzoru:

- 1) dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięcia znamionowych, zaliczonych do danej grupy taryfowej [w zł/MW lub zł/kW]:

$$S_{SVn} = \frac{K_{SVn}}{P_{Vn}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$K_{SVn}$  – sumę planowanych do poniesienia w każdym roku okresu regulacji stałych kosztów, o których mowa w ust. 1, pokrywanych przez odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej;

$P_{Vn}$  – wartość mocy umownej – określoną jako sumę mocy umownych planowanych do pobrania z sieci, w każdym roku okresu regulacji, przez odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej, w tym operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, przedsiębiorstwa energetyczne świadczące usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędące operatorami oraz przedsiębiorstwa energetyczne świadczące usługi kompleksowe, wyznaczoną zgodnie z ust. 4;

- 2) dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym [w zł/miesiąc]:

$$S_{SVn} = \frac{K_{SVn}}{n_G}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$K_{SVn}$  – sumę planowanych do poniesienia w każdym roku okresu regulacji stałych kosztów, o których mowa w ust. 1, pokrywanych przez odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej;

$n_G$  – liczbę układów pomiarowo-rozliczeniowych w gospodarstwach domowych.

4. Wartość mocy umownej dla odbiorców będących operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, przyjmowaną do kalkulacji składnika stałego stawki sieciowej w taryfie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, dla miejsc dostarczania energii elektrycznej będących miejscami przyłączenia sieci dystrybucyjnej do sieci przesyłowej, wyznacza się dla każdego roku okresu regulacji poprzez wyznaczenie średniej arytmetycznej z pięciu pomiarów wybranych z siedmiu pomiarów maksymalnego poboru mocy średniogodzinnej i po odrzuceniu dwóch pomiarów maksymalnych, dokonanych w okresie od dnia 1 lipca roku n-2 do dnia 30 czerwca roku n-1, gdzie „n” jest rokiem obowiązywania taryfy, przy zachowaniu co najmniej 240 godzin przerw pomiędzy poszczególnymi pomiarami.

5. Składnik stały stawki sieciowej w taryfie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego



kalkuluje się z uwzględnieniem przychodów, o których mowa w art. 6 pkt 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1228/2003/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (Dz. Urz. WE L 176 z 15.07.2003, z późn. zm.; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 2, str. 175), niewykorzystanych na cele, o których mowa w art. 6 pkt 6 lit. a i b tego rozporządzenia.

6. Składnik zmienny stawki sieciowej, o którym mowa w § 15 ust. 6 pkt 2, dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych, zaliczonych do danej grupy taryfowej, oznaczony symbolem „ $S_{ZVn}$ ” [w zł/MWh lub zł/kWh], kalkuluje się według wzoru:

$$S_{ZVn} = \frac{K_{ZVn}}{E_{Vn}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$K_{ZVn}$  – sumę planowanych do poniesienia w każdym roku okresu regulacji kosztów zmiennych, o których mowa w ust. 2, przenoszonych na odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej;

$E_{Vn}$  – sumę energii elektrycznej planowanej do pobrania w każdym roku okresu regulacji przez odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych  $V_n$ , zaliczonych do danej grupy taryfowej [w MWh lub kWh].

§ 18. 1. Składnik jakościowy stawki systemowej, o którym mowa w § 15 ust. 2 pkt 1, oznaczony symbolem „ $S_{oSJ}$ ” [w zł/MWh lub zł/kWh], kalkuluje się według wzoru:

$$S_{oSJ} = \frac{K_{SJ}}{E_{SJ}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$K_{SJ}$  – koszty utrzymania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej, planowane do poniesienia w każdym roku okresu regulacji;

$E_{SJ}$  – ilość energii elektrycznej planowaną do zużycia przez odbiorców końcowych korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego [w MWh lub kWh].

2. Koszty utrzymania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1, obejmują koszty planowanych do zakupu przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego:

- 1) niezbędnych rezerw mocy i usług systemowych, w wysokości kosztów ich zakupu;
- 2) niezbędnych ilości energii elektrycznej wytwarzanej w celu zapewnienia odpowiedniej jakości dostaw tej energii, określone jako różnica w wysokości między płatnościami za energię elektryczną

a przychodami ze sprzedaży tej energii w ramach mechanizmu bilansowania.

3. Składnik wyrównawczy stawki systemowej, o którym mowa w § 15 ust. 2 pkt 2, oznaczony symbolem „ $S_{oSW}$ ” [w zł/MWh lub zł/kWh], kalkuluje się według wzoru:

$$S_{oSW} = \frac{K_{SW}}{E_{SJ}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$K_{SW}$  – koszty usług dodatkowych polegających na utrzymaniu wymaganego stanu krajowego systemu elektroenergetycznego, świadczonych przez zarządcę kontraktów, o którym mowa w § 26, na rzecz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego poprzez wykonanie postanowień umów sprzedaży mocy i energii elektrycznej umożliwiających realizację przedsięwzięć inwestycyjnych, o których mowa w art. 45 ust. 1a ustawy, zwanych dalej „umowami długoterminowymi”, kalkulowane w sposób określony w ust. 4, planowane do poniesienia w każdym roku okresu regulacji;

$E_{SJ}$  – ilość energii elektrycznej planowaną do zużycia przez odbiorców końcowych, korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego [w MWh lub kWh].

4. Koszty usług dodatkowych, oznaczone symbolem „ $K_{SW}$ ”, kalkuluje się jako roczne koszty wynikające z nakładów inwestycyjnych ponoszonych na przedsięwzięcia inwestycyjne, o których mowa w art. 45 ust. 1a ustawy, określone jako suma różnic między zweryfikowanymi planowanymi płatnościami wynikającymi z umów długoterminowych a planowanymi przychodami ze sprzedaży mocy i energii elektrycznej, obliczane według wzoru:

$$K_{SW} = (C_{KD} - C_{TH}) \times E_{KD}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$C_{KD}$  – planowaną średnią cenę zakupu energii elektrycznej, na podstawie umów długoterminowych, przeznaczonej do sprzedaży odbiorcom, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania, przez zarządcę kontraktów, o którym mowa w § 26, podwyższoną o jednostkowe koszty własne obrotu tą energią [w zł/MWh lub w zł/kWh]. W kalkulacji ceny zakupu energii elektrycznej nie uwzględnia się planowanych przychodów ze sprzedaży rezerw mocy i usług uzyskanych od jednostek wytwórczych objętych umowami długoterminowymi;

$C_{TH}$  – planowaną średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej określoną na podstawie cen ustalonych w taryfie zarządcy kontraktów, o którym mowa w § 26 [w zł/MWh lub w zł/kWh];

$E_{KD}$  – ilość energii elektrycznej planowaną do sprzedaży odbiorcom, dla których stosuje się jeden zbiór cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania, przez zarządcę kontraktów, o którym mowa w § 26 [w MWh lub kWh].

§ 19. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego kalkuluje stawkę rozliczeniową, o której mowa w § 15 ust. 3 pkt 1, dla podmiotów zgłaszających grafiki handlowe, na podstawie kosztów uzasadnionych planowanych do poniesienia w każdym roku okresu regulacji.

2. Stawkę rozliczeniową, o której mowa w § 15 ust. 3 pkt 1, kalkuluje się jako iloraz kosztów uzasadnionych budowy i rozwoju systemów bilansowo-rozliczeniowych oraz ich eksploatacji, niezbędnych do realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zgłaszanych w formie grafików handlowych, do planowanych ilości energii elektrycznej określonej w tych grafikach.

3. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego kalkuluje stawkę rynkową, o której mowa w § 15 ust. 3 pkt 2, na podstawie kosztów uzasadnionych planowanych do poniesienia w każdym roku okresu regulacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, wynikających z rekompensat, o których mowa w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1228/2003/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej, w części dotyczącej wymiany energii elektrycznej pomiędzy krajowym systemem elektroenergetycznym a systemami krajów niebędących członkami Unii Europejskiej.

4. Stawkę rynkową, o której mowa w ust. 3, oznaczoną symbolem „ $S_r$ ” [w zł/MWh lub zł/kWh], kalkuluje się według wzoru:

$$S_r = \frac{K_r}{E_{zk}}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$K_r$  – koszty uzasadnione, o których mowa w ust. 3;  
 $E_{zk}$  – ilość energii elektrycznej planowanej do wymiany pomiędzy krajowym systemem elektroenergetycznym a systemami państw niebędących członkami Unii Europejskiej.

§ 20. 1. Opłaty za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy zawarte w taryfie kalkuluje się na podstawie planowanych do poniesienia kosztów realizacji tych usług.

2. Opłaty, o których mowa w ust. 1, ustala się za:

- 1) przerwanie i wznowienie dostarczania energii elektrycznej;

- 2) sprawdzenie prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 3) laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 4) wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego wcześniej układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 5) przeniesienie licznika lub licznika i urządzenia (zegara) sterującego (dla liczników strefowych) w inne, uprzednio przygotowane i odpowiednio wyposażone miejsce w obrębie tego samego obiektu;
- 6) nadzorowanie prac wykonywanych przez wykonawców wyłonionych przez sprzedawcę, na urządzeniach elektroenergetycznych będących własnością sprzedawcy lub w pobliżu tych urządzeń;
- 7) wyłączenie napięcia, przygotowanie miejsca pracy dla wykonujących te prace na zlecenie sprzedawcy oraz likwidację miejsca pracy wraz z ponownym załączeniem urządzeń do sieci sprzedawcy;
- 8) założenie plomb na urządzeniach podlegających opłombowaniu, w szczególności po naprawie, remoncie i konserwacji instalacji;
- 9) montaż i demontaż urządzenia kontrolno-pomiarowego, instalowanego w celu sprawdzania utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci.

§ 21. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną kalkuluje ceny energii elektrycznej na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych zakupu tej energii oraz kosztów uzasadnionych wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną.

2. Koszty uzasadnione zakupu energii elektrycznej obejmują koszty zakupionej energii z zachowaniem zasad konkurencji i minimalizacji kosztów jej zakupu oraz koszty:

- 1) poniesionej opłaty zastępczej, o której mowa w:
  - a) art. 9a ust. 1 pkt 2 ustawy,
  - b) art. 9a ust. 8 pkt 2 ustawy;
- 2) zakupu energii elektrycznej, do którego przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane, stosownie do art. 9a ust. 6 i 8 ustawy;
- 3) uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 9e ust. 1 i art. 9l ust. 1 ustawy.

3. Koszty uzasadnione wykonywania działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną, o których mowa w ust. 1, ustala się na podstawie kosztów:

- 1) obsługi handlowej związanej z obrotem energią elektryczną;
- 2) wspólnych wykonywania działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną, o których mowa w § 12 ust. 1.

§ 22. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne świadczące odbiorcy usługę kompleksową kalkuluje w taryfie cenę energii elektrycznej stosownie do § 21.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, w rozliczeniach z odbiorcami stosuje stawki opłat za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej zawarte w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, do którego instalacji dany odbiorca jest przyłączony.

§ 23. 1. Stawkę opłaty abonamentowej, o której mowa w § 5 ust. 2 pkt 2 oraz ust. 3 pkt 3, kalkuluje się na podstawie kosztów uzasadnionych:

- 1) ponoszonych w związku z odczytywaniem wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych i ich kontrolą;
- 2) handlowej obsługi odbiorców związanej z wystawianiem faktur i ich dostarczaniem.

2. Stawki opłaty abonamentowej, o których mowa w § 5 ust. 2 pkt 2 oraz ust. 3 pkt 3, są różnicowane ze względu na długość okresu rozliczeniowego.

§ 24. 1. W celu określenia stopnia poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego w okresie regulacji ustala się na poszczególne lata współczynniki korekcyjne, oznaczone symbolem „X”, według wzoru:

$$Kw_n \leq Kw_{n-1} \times [1 + (RPI - X_n) / 100]$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$Kw_n, Kw_{n-1}$  – uzasadnione koszty własne przedsiębiorstwa energetycznego związane z wykonywaną przez to przedsiębiorstwo działalnością gospodarczą, uwzględniające zależne od przedsiębiorstwa energetycznego warunki prowadzenia działalności gospodarczej, wyznaczone w szczególności z zastosowaniem metod porównawczych, o których mowa w art. 47 ust. 2e ustawy, na poszczególne lata okresu regulacji. W pierwszym roku okresu regulacji koszty, oznaczone symbolem „ $Kw_{n-1}$ ”, równe są kosztom z roku poprzedzającego rok wyznaczenia współczynników korekcyjnych, oznaczonych symbolem „X”;

$X_n$  – współczynniki korekcyjne, określające projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego ustalane dla poszczególnych lat okresu regulacji, w roku sporządzenia taryfy dla pierwszego roku okresu regulacji [%]. Współczynnik korekcyjny na pierwszy rok okresu regulacji, w zależności od wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, uwzględnia się w cenie energii elektrycznej albo w stawkach opłat przesyłowych lub dystrybucyjnych, zawartych w taryfach;

RPI – średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem, w roku kalendarzowym poprzedzającym rok sporządzenia taryfy, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski” [w %].

2. W celu określenia dopuszczalnych zmian cen i stawek opłat na dany rok okresu regulacji, będących wynikiem poprawy efektywności gospodarowania w przedsiębiorstwie oraz zmiany warunków zewnętrznych funkcjonowania przedsiębiorstwa, ustala się, dla poszczególnych rodzajów wykonywanej działalności gospodarczej, współczynniki korekcyjne, oznaczone symbolem „Y”, w taki sposób, aby ceny wskaźnikowe oznaczone symbolem „ $Cw_n$ ”, spełniały warunek określony wzorem:

$$Cw_n \leq Cw_{n-1} \times [1 + Y_n / 100]$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$Cw_n, Cw_{n-1}$  – ceny wskaźnikowe dla danego rodzaju działalności gospodarczej, wyznaczone w sposób określony w ust. 3;

$Y_n$  – współczynnik korekcyjny, określający zmianę niezależnych od przedsiębiorstwa warunków wykonywania danego rodzaju działalności gospodarczej, w szczególności zmianę kosztu zakupu usług przesyłowych i dystrybucyjnych, wielkości i struktury sprzedaży energii elektrycznej oraz obciążeń podatkowych, ustalany corocznie i uwzględniany w cenie energii elektrycznej albo w stawkach opłat przesyłowych lub dystrybucyjnych zawartych w taryfach.

3. Ceny wskaźnikowe, o których mowa w ust. 2, ustala się w zakresie:

- 1) wytwarzania energii elektrycznej lub obrotu tą energią, jako średnią cenę sprzedanej energii elektrycznej stanowiącą iloraz kalkulacyjnych przychodów z jej sprzedaży, wyliczanych odpowiednio według cen energii elektrycznej planowanych na dany rok okresu regulacji ( $Cw_n$ ) lub z roku poprzedzającego dany rok okresu regulacji ( $Cw_{n-1}$ ) oraz wielkości i struktury sprzedaży planowanych w taryfie na dany rok okresu regulacji, do ilości sprzedaży tej energii planowanej na dany rok okresu regulacji;
- 2) przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, jako średnią cenę dostarczania energii elektrycznej stanowiącą iloraz kalkulacyjnych przychodów ze sprzedaży usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz z opłat abonamentowych, wyliczanych odpowiednio na podstawie stawek opłat planowanych na dany rok okresu regulacji ( $Cw_n$ ) lub z roku poprzedzającego dany rok okresu regu-



- lacji ( $Cw_{n-1}$ ) oraz wielkości i struktury sprzedaży tych usług planowanych w taryfie na dany rok okresu regulacji, do ilości dostarczonej energii elektrycznej planowanej na dany rok okresu regulacji;
- 3) usług kompleksowych, jako średnią cenę sprzedanej energii elektrycznej – obliczoną w sposób określony w pkt 1, i średnią cenę usług dystrybucyjnych – obliczoną w sposób określony w pkt 2.

§ 25. 1. Przychód pokrywający koszty uzasadnione, ustalany dla każdego roku okresu regulacji, uwzględnia przychody uzyskane z:

- 1) cen i stawek opłat;
- 2) opłat za ponadumowny pobór energii biernej i przekroczenia mocy umownej;
- 3) opłat za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy.

2. W przychodzie określonym w ust. 1 nie uwzględnia się bonifikat oraz przychodów uzyskanych z opłat:

- 1) za nielegalny pobór energii elektrycznej;
- 2) z tytułu czynności dotyczących wznowienia dostaw energii elektrycznej, jeżeli wstrzymanie jej dostarczania spowodowane zostało z przyczyn, o których mowa w art. 6 ust. 3 lub ust. 3a ustawy.

#### Rozdział 4

##### Szczegółowe zasady rozliczeń z odbiorcami oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi

§ 26. Wytwórca będący stroną umowy długoterminowej dokonuje rozliczenia kosztów, o których mowa w art. 45 ust. 1a ustawy, z przedsiębiorstwem energetycznym będącym stroną tej umowy, zwanym dalej „zarządcą kontraktów”, zgodnie z postanowieniami umowy długoterminowej.

§ 27. Zarządca kontraktów dokonuje rozliczenia kosztów usług dodatkowych, oznaczonych symbolem „ $K_{SW}$ ”, o których mowa w § 18 ust. 3, z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, obliczając opłatę, oznaczoną symbolem „ $O_{SW}$ ” [w zł za okres rozliczeniowy], według wzoru:

$$O_{SW} = S_{OSW} \times E_s$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- $S_{OSW}$  – składnik wyrównawczy stawki systemowej [w zł/MWh lub zł/kWh];
- $E_s$  – ilość energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego [w MWh lub kWh za okres rozliczeniowy].

§ 28. 1. Rozliczenia między przedsiębiorstwami energetycznymi za dostarczoną energię elektryczną lub świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji tej energii prowadzi się na podstawie danych rozliczeniowych dotyczących okresu rozliczeniowego ustalonego w taryfie.

2. Podstawą do rozliczeń, o których mowa w ust. 1, są wskazania układów pomiarowo-rozliczeniowych, rejestrowane wielkości niemierzalne oraz algorytmy ich przetwarzania na dane rozliczeniowe.

§ 29. 1. Opłatę za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla danego poziomu napięć znamionowych, w okresie rozliczeniowym, oblicza się według wzoru:

$$O_{poi} = S_{SVn} \times P_i + S_{ZVn} \times E_{pi} + k_{os} \times S_{os} \times E_{os} + k_{ok} \times S_{os} \times E_{ok} + S_r \times E_{wp}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- $O_{poi}$  – opłatę za usługi przesyłania lub dystrybucji obliczoną dla danego odbiorcy, w tym operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącego operatorem oraz przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi kompleksowe [w zł];
- $S_{SVn}$  – składnik stały stawki sieciowej za okres rozliczeniowy [w zł/MW lub zł/kW mocy umownej lub w zł/miesiąc dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym];
- $P_i$  – moc umowną określoną dla danego odbiorcy, w tym dla operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącego operatorem oraz przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi kompleksowe [w MW lub kW] lub ilość miesięcy dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym;
- $S_{ZVn}$  – składnik zmienny stawki sieciowej [w zł/MWh lub zł/kWh];
- $E_{pi}$  – ilość energii elektrycznej pobraną z sieci przez danego odbiorcę, w tym przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędące operatorem oraz przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługi kompleksowe [w MWh lub kWh w okresie rozliczeniowym ustalonym w taryfie];
- $k_{os}$  – współczynnik udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych, ustalony w sposób określony w ust. 3 pkt 1;
- $k_{ok}$  – współczynnik udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych, ustalony w sposób określony w ust. 3 pkt 2;
- $S_{os}$  – stawkę systemową, określoną jako sumę składników, o których mowa w § 15 ust. 2 [w zł/MWh lub w zł/kWh];
- $E_{os}$  – ilość energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego, o których mowa w ust. 3 pkt 1 [w MWh];

- $E_{ok}$  – ilość energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego, o których mowa w ust. 3 pkt 2 [w MWh];
- $S_r$  – stawkę rynkową [w zł/MWh];
- $E_{wp}$  – ilość energii elektrycznej przeznaczoną do wymiany pomiędzy krajowym systemem elektroenergetycznym a państwami niebędącymi członkami Unii Europejskiej, określoną w umowach handlowych sprzedaży energii elektrycznej przedkładanych do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego [w MWh lub kWh za okres rozliczeniowy].

2. Ilości energii, oznaczonej symbolami „ $E_{os}$ ” i „ $E_{ok}$ ”, o których mowa w ust. 1, zużytej przez odbiorców końcowych, oblicza się dla:

- 1) operatora systemu elektroenergetycznego – jako sumę energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci tego operatora i energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącego operatorem, przyłączonego do sieci tego operatora;
- 2) przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej niebędącego operatorem – jako sumę energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego przyłączonych do sieci tego przedsiębiorstwa;
- 3) przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego usługi kompleksowe – jako sumę energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych, którym to przedsiębiorstwo świadczy usługi kompleksowe.

3. Współczynniki oznaczone symbolami „ $k_{os}$ ” i „ $k_{ok}$ ”, o których mowa w ust. 1, ustala się dla odbiorców końcowych:

- 1) którzy w poprzednim roku kalendarzowym zużyli na własne potrzeby nie mniej niż 500 GWh energii elektrycznej, z wykorzystaniem nie mniej niż 50% mocy przyłączeniowej, dla których koszt energii elektrycznej obliczony przy zastosowaniu współczynnika „ $k_{os}$ ” = 1 stanowi nie mniej niż 20% kosztów produkcji jako „ $k_{os}$ ” = 0,1;
- 2) w krajowym systemie elektroenergetycznym, innych niż odbiorcy, o których mowa w pkt 1, przyłączonych do sieci, w której usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej świadczy operator lub przedsiębiorstwo energetyczne niebędące operatorem, którzy całość kupowanej energii zużywają na własne potrzeby – jako „ $k_{ok}$ ”. Współczynnik ten oblicza się według wzoru:

$$k_{ok} = [(E_{ok} + E_{os}) - k_{os} \times E_{os}] / E_{ok}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- $E_{os}, E_{ok}$  – ilość energii elektrycznej planowaną do zużycia w każdym roku okresu regulacji przez odbiorców, o których mowa w pkt 1, lub odbiorców, o których mowa w pkt 2 [w MWh lub kWh].

4. Wytwórca przyłączony do sieci operatora systemu elektroenergetycznego sprzedający energię elektryczną odbiorcy końcowemu w imieniu i na rzecz tego operatora nalicza odbiorcy opłatę systemową, z zastrzeżeniem ust. 5, w wysokości:

$$O_{os} = k_{os} \times S_{os} \times E_{os} + k_{ok} \times S_{os} \times E_{ok}$$

gdzie poszczególne składniki oznaczają:

- $k_{ok}$  – współczynnik udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych, ustalony w sposób określony w ust. 3 pkt 2;
- $k_{os}$  – współczynnik udziału odbiorcy w pokrywaniu kosztów systemowych, ustalony w sposób określony w ust. 3 pkt 1;
- $S_{os}$  – stawkę systemową określoną w taryfie operatora systemu elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączony wytwórca [w zł/MW lub zł/kWh];
- $E_{os}$  – ilość energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 3 pkt 1 [w MWh lub kWh];
- $E_{ok}$  – ilość energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 3 pkt 2 [w MWh lub kWh].

5. W przypadku gdy wytwórca jest przyłączony jednocześnie do sieci operatora systemu przesyłowego i sieci operatora systemu dystrybucyjnego, opłata systemowa pobierana jest w imieniu i na rzecz operatora systemu przesyłowego.

6. Opłatę za usługi przesyłania energii elektrycznej, oznaczoną symbolem „ $O_{pw}$ ”, dla przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej [w zł za okres rozliczeniowy], oblicza się według wzoru:

$$O_{pw} = S_{pr} \times E_z$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- $S_{pr}$  – stawkę rozliczeniową [w zł/MWh lub zł/kWh];
- $E_z$  – ilość energii elektrycznej określoną w zgłoszonych do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i przedłożonych do realizacji grafikach handlowych [w MWh lub kWh za okres rozliczeniowy].

7. Opłatę za usługi przesyłania energii elektrycznej, oznaczoną symbolem „ $O_{pn}$ ”, dla przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się sprzedażą energii elektrycznej lub jej obrotem [w zł za okres rozliczeniowy], oblicza się według wzoru:

$$O_{pn} = 0,5 \times S_{pr} \times (E_{sn} + E_{zn}) + S_r \times E_{wp}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$S_{pr}$  – stawkę rozliczeniową [w zł/MWh lub w zł/kWh];

$E_{sn}$  – ilość energii elektrycznej określoną w zgłoszonych do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i przedłożonych do realizacji grafikach handlowych, odbieraną w okresie rozliczeniowym ustalonym w taryfie [w MWh lub kWh za okres rozliczeniowy];

$E_{zn}$  – ilość energii elektrycznej określoną w zgłoszonych do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i przedłożonych do realizacji grafikach handlowych, dostarczaną w okresie rozliczeniowym ustalonym w taryfie [w MWh lub kWh za okres rozliczeniowy];

$S_r$  – stawkę rynkową [w zł/MWh lub w zł/kWh];

$E_{wp}$  – ilość energii elektrycznej przeznaczoną do wymiany pomiędzy krajowym systemem elektroenergetycznym a państwami niebędącymi członkami Unii Europejskiej, określoną w umowach handlowych sprzedaży energii elektrycznej przedkładanych do właściwego operatora [w MWh lub kWh za okres rozliczeniowy].

8. Opłatę za usługi dystrybucji energii elektrycznej, oznaczoną symbolem „ $O_{povi}$ ”, świadczone pomiędzy operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na tym samym poziomie napięć znamionowych [w zł za okres rozliczeniowy] oblicza się według wzoru:

$$O_{povi} = \sum_{i=1}^m (S_{svn} \times P_{vi} + S_{zvn} \times E_{pi})$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$S_{svn}$  – składnik stały stawki opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej [w zł/MW lub zł/kW],

$P_{vi}$  – moc umowną określoną dla każdego połączenia sieci na tym samym poziomie napięć znamionowych [w MW lub kW],

$S_{zvn}$  – składnik zmienny stawki opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej [w zł/MWh lub zł/kWh],

$E_{pi}$  – ilość energii elektrycznej pobraną przez dane połączenie, określoną jako różnica między energią pobraną i oddaną [w MWh lub kWh za okres rozliczeniowy].

§ 30. 1. Podstawą do zastosowania w rozliczeniach pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym a sprzedawcą zróżnicowanych cen energii elektrycznej, o których mowa w § 5 ust. 6 i 7, jest informacja sporządzana za dany miesiąc i przekazana sprzedawcy do 10 dnia miesiąca następującego po miesiącu, za jaki jest sporządzona.

2. Informacja, o której mowa w ust. 1, powinna zawierać dane określające ilość energii elektrycznej zu-

żytej na potrzeby własne i odsprzedanej odbiorcom, z podziałem na ich miejsca dostarczania.

3. W przypadku braku układów pomiarowo-rozliczeniowych umożliwiających przedsiębiorstwu energetycznemu ustalenie struktury sprzedaży energii elektrycznej w strefach czasowych odbiorcom tej energii w rozliczeniach, o których mowa w ust. 1, przyjmuje się taką strukturę, jaka jest ustalona w przypadku zakupu energii elektrycznej przez to przedsiębiorstwo od sprzedawcy.

4. Ilość energii elektrycznej określona w informacji, o której mowa w ust. 1, zużyta na potrzeby własne przez przedsiębiorstwo energetyczne w danym okresie rozliczeniowym oraz odsprzedana odbiorcom przyłączonym do sieci tego przedsiębiorstwa nie może być większa od ilości wykazanej przez układ pomiarowo-rozliczeniowy, na podstawie którego są dokonywane rozliczenia pomiędzy tym przedsiębiorstwem a sprzedawcą.

§ 31. 1. Rozliczeń z odbiorcami za dostarczaną energię elektryczną i świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo usługi kompleksowe dokonuje się w okresach rozliczeniowych, ustalonych w taryfie.

2. Okres rozliczeniowy nie powinien być dłuższy niż dwa miesiące, a dla odbiorców zaliczanych do V grupy przyłączeniowej nie może być dłuższy niż rok. Okresy rozliczeniowe ustalone w taryfie przedsiębiorstwa świadczącego usługę kompleksową powinny być skoordynowane z okresami rozliczeniowymi przedsiębiorstwa świadczącego usługę dystrybucji dla jego odbiorców.

3. Jeżeli okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc, w okresie tym mogą być pobierane opłaty za energię elektryczną oraz za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w wysokości określonej na podstawie prognozowanego zużycia tej energii w tym okresie, z uwzględnieniem sezonowości poboru energii elektrycznej i trendu poboru energii przez odbiorcę, w okresie ostatnich dwóch lat.

4. W przypadku powstania nadpłaty lub niedopłaty za pobraną energię elektryczną:

- 1) nadpłata podlega zaliczeniu na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, o ile odbiorca nie zażąda jej zwrotu;
- 2) niedopłata jest doliczana do pierwszej faktury wystawianej za najbliższy okres rozliczeniowy.

§ 32. Przedsiębiorstwo energetyczne powstałe w wyniku dokonanych przekształceń organizacyjnych polegających w szczególności na łączeniu, podziale lub wydzieleniu z tego przedsiębiorstwa innego przedsiębiorstwa zachowuje prawo do prowadzenia rozliczeń z odbiorcami, na podstawie cen i stawek opłat ustalonych w taryfach przedsiębiorstw, które uległy



przekształceniom organizacyjnym, do dnia wejścia w życie taryfy ustalonej przez to przedsiębiorstwo i zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, przez okres, na jaki taryfa dotychczasowa została zatwierdzona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, lecz nie dłużej niż przez okres 12 miesięcy od dnia dokonania tych przekształceń.

§ 33. Rozliczenia za dostarczaną energię elektryczną są dokonywane na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych dla miejsc dostarczania tej energii, określonych w umowie sprzedaży albo umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo w umowie kompleksowej. Dopuszcza się możliwość prowadzenia łącznych rozliczeń dla więcej niż jednego miejsca dostarczania energii elektrycznej.

§ 34. 1. W przypadku stwierdzenia błędów w pomiarze lub odczycie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, które spowodowały zawyżenie należności za pobraną energię elektryczną, przedsiębiorstwo energetyczne dokonuje korekty uprzednio wystawionych faktur.

2. Korekta, o której mowa w ust. 1, obejmuje cały okres rozliczeniowy lub okres, w którym występowały stwierdzone nieprawidłowości lub błędy.

§ 35. 1. Podstawą do wyliczenia wielkości korekty faktur, o których mowa w § 34 ust. 1, jest wielkość błędu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego.

2. Jeżeli określenie błędu, o którym mowa w ust. 1, nie jest możliwe, podstawę do wyliczenia wielkości korekty stanowi średnia liczba jednostek energii elektrycznej za okres doby, obliczana na podstawie sumy jednostek energii elektrycznej prawidłowo wykazanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy w poprzednim okresie rozliczeniowym, pomnożona przez liczbę dni okresu, którego dotyczy korekta faktury. W wyliczaniu wielkości korekty należy uwzględnić sezonowość poboru energii elektrycznej oraz inne udokumentowane okoliczności mające wpływ na wielkość poboru tej energii.

3. Jeżeli nie można ustalić średniego dobowego zużycia energii elektrycznej na podstawie poprzedniego okresu rozliczeniowego, podstawą wyliczenia wielkości korekty jest wskazanie układu pomiarowo-rozliczeniowego z następnego okresu rozliczeniowego.

§ 36. Nadpłatę wynikającą z wyliczonej korekty, o której mowa w § 34 ust. 1, zalicza się na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, o ile odbiorca nie zażąda jej zwrotu.

§ 37. 1. Za niedotrzymanie, określonych w odrębnych przepisach, dopuszczalnych poziomów odchylenia napięcia od napięcia znamionowego oblicza się bonifikatę, oznaczoną symbolem „ $W_{UT}$ ” [w zł]:

1) jeżeli wartość odchylenia napięcia od dopuszczalnych wartości granicznych nie przekracza 10%, odbiorcy przysługuje bonifikata w okresie doby, w wysokości obliczonej według wzoru:

$$W_{UT} = \left( \frac{\Delta U}{10\%} \right)^2 \times A_T \times C_T$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$\Delta U$  – wartość odchylenia napięcia od określonych w odrębnych przepisach dopuszczalnych wartości granicznych odchylenia napięcia od napięcia znamionowego [w %],

$A_T$  – ilość energii elektrycznej dostarczoną odbiorcy w okresie doby [w jednostkach energii],

$C_T$  – cenę energii elektrycznej, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, za okres doby, w której nastąpiło odchylenie napięcia od określonych, w odrębnych przepisach, dopuszczalnych wartości granicznych odchylenia napięcia od napięcia znamionowego [w zł za jednostkę energii];

2) jeżeli wartość odchylenia napięcia od dopuszczalnych wartości granicznych przekracza 10%, odbiorcy przysługuje bonifikata w okresie doby, w łącznej wysokości obliczonej według wzoru:

$$W_{UT} = A_T \times C_T + b_{rT} \times t_T$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$A_T$  – ilość energii elektrycznej dostarczoną odbiorcy w okresie doby [w jednostkach energii];

$C_T$  – cenę energii elektrycznej, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, za okres doby, w której nastąpiło odchylenie napięcia od określonych, w odrębnych przepisach, dopuszczalnych wartości granicznych odchylenia napięcia od napięcia znamionowego [w zł za jednostkę energii];

$b_{rT}$  – ustaloną w taryfie bonifikatę za niedotrzymanie poziomu napięcia w zakresie określonych w odrębnych przepisach dopuszczalnych wartości granicznych odchylenia napięcia od napięcia znamionowego w okresie doby [w zł za godzinę];

$t_T$  – łączny czas niedotrzymania poziomu napięcia w zakresie określonych w odrębnych przepisach dopuszczalnych wartości granicznych odchylenia napięcia od napięcia znamionowego w okresie doby [w godzinach].

2. Za każdą niedostarczoną jednostką energii elektrycznej odbiorcy przysługuje bonifikata w wysokości pięciokrotności ceny energii elektrycznej, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, za okres, w którym wystąpiła przerwa w dostarczaniu tej energii; ilość niedostarczonej energii elektrycznej w dniu, w którym miała miejsce przerwa w jej dostarczaniu, ustala się na podstawie poboru tej energii w odpowiednim dniu poprzedniego tygodnia, z uwzględnieniem czasu dopuszczalnych przerw określonych w umowie lub odrębnych przepisach.

3. W okresie, w którym nie były dotrzymane parametry jakościowe energii elektrycznej, a układ pomiarowo-rozliczeniowy uniemożliwia określenie ilości energii elektrycznej dostarczonej odbiorcy, ilość tej energii ustala się na podstawie poboru energii elektrycznej w analogicznym okresie rozliczeniowym tego samego dnia tygodnia w poprzednim tygodniu oraz proporcji liczby godzin, w których parametry jakościowe energii elektrycznej nie zostały dotrzymane, do całkowitej liczby godzin w okresie rozliczeniowym.

§ 38. W przypadku niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców, o ile umowa sprzedaży energii elektrycznej lub umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej nie stanowi inaczej, odbiorcom przysługują bonifikaty w następującej wysokości:

- 1) za nieprzyjęcie zgłoszeń lub reklamacji od odbiorcy – w wysokości 1/50 przeciętnego wynagrodzenia w gospodarce narodowej w roku kalendarzowym poprzedzającym rok zatwierdzenia taryfy, określonego w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego ogłaszanym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”;
- 2) za nieuzasadnioną zwłokę w usuwaniu zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci – w wysokości 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 3) za odmowę udzielenia odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej, przerwanej z powodu awarii sieci – w wysokości 1/50 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 4) za niepowiadomienie, co najmniej z pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie ogłoszeń prasowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych, albo w inny sposób przyjęty na danym terenie, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV – w wysokości 1/50 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 5) za niepowiadomienie w formie indywidualnych zaawizowań pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka telekomunikacji, co najmniej z pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV – w wysokości 1/10 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 6) za niepoinformowanie na piśmie, co najmniej z tygodniowym wyprzedzeniem, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią – w wysokości 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 7) za niepoinformowanie na piśmie, co najmniej z rocznym wyprzedzeniem, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV o konieczności dostosowania instalacji do zmienionych warunków zasilania – w wysokości 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 8) za niepoinformowanie na piśmie, co najmniej z trzyletnim wyprzedzeniem, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV o konieczności dostosowania instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu mocy zwarcia i innych warunków funkcjonowania sieci – w wysokości 1/10 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 9) za nieuzasadnioną odmowę odpłatnego podjęcia stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania przez odbiorcę lub inny podmiot prac w obszarze oddziaływania tej sieci – w wysokości 1/15 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 10) za nieudzielenie, na żądanie odbiorcy, informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf – w wysokości 1/50 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1;
- 11) za przedłużenie czternastodniowego terminu rozpatrzenia wniosku lub reklamacji odbiorcy w sprawie zasad rozliczeń i udzielenia odpowiedzi, za każdy dzień zwłoki – w wysokości 1/250 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1.

§ 39. 1. Za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w odrębnych przepisach odbiorcom, na ich wniosek, przysługują bonifikaty w wysokości określonej w taryfie lub umowie.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne rozpatruje wniosek, o którym mowa w ust. 1, w terminie 30 dni od dnia jego złożenia.

§ 40. 1. Jeżeli energia elektryczna jest pobierana bez zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej albo umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo umowy kompleksowej, przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługi przesyłania lub dystrybucji lub usługi kompleksowe może obciążyć podmiot nielegalnie pobierający tę energię opłatami w wysokości pięciokrotności stawek opłat określonych w taryfie dla jednostrefowej grupy taryfowej, do której ten podmiot byłby zakwalifikowany, zgodnie z kryteriami określonymi w § 6 ust. 1 oraz pięciokrotności cen energii elektrycznej, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, przyjmując ryczałtowe ilości zużycia energii elektrycznej określone w taryfie i wielkość mocy wynikającą z sumy zainstalowanych odbiorników.

2. Jeżeli energia elektryczna jest pobierana z całkowitym lub częściowym pominięciem układu pomiaro-

wo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy, przedsiębiorstwo energetyczne może obciążyć odbiorcę opłatami, w przypadku:

- 1) udowodnionego okresu nielegalnego pobierania energii elektrycznej, w wysokości dwukrotności stawek opłat określonych w taryfie dla grupy taryfowej, do której jest zakwalifikowany odbiorca, oraz dwukrotności cen energii elektrycznej, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, przyjmując wielkości mocy umownej i zużycia tej energii, jakie wystąpiły w analogicznym okresie przed powstaniem nielegalnego pobierania energii elektrycznej lub po jego ustaniu; opłaty oblicza się dla każdego miesiąca, w którym nastąpiło nielegalne pobieranie energii elektrycznej;
- 2) gdy nie można ustalić ilości nielegalnie pobranej energii elektrycznej, w wysokości dwukrotności stawek opłat określonych w taryfie dla grupy taryfowej, do której jest zakwalifikowany odbiorca, oraz dwukrotności cen energii elektrycznej, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, na podstawie mocy umownej oraz ryczałtowych ilości energii elektrycznej w wysokości określonej w taryfie.

3. Opłaty, o których mowa w ust. 2 pkt 1, oblicza się dla całego nieobjętego przedawnieniem okresu udowodnionego nielegalnego pobierania energii elektrycznej.

4. Ryczałtowe ilości energii, o których mowa w ust. 1 i ust. 2 pkt 2, są określane w taryfach jako ilości maksymalne i przedsiębiorstwo przy ustalaniu opłat może zastosować ilości mniejsze, uwzględniając rzeczywiste możliwości pobierania energii elektrycznej przez danego odbiorcę wynikające z mocy i rodzaju zainstalowanych odbiorników.

5. Przedsiębiorstwo energetyczne może ustalić w taryfie opłaty za wykonywanie następujących czynności związanych ze stwierdzeniem nielegalnego pobierania energii elektrycznej:

- 1) wymianę uszkodzonego przez odbiorcę licznika lub innego urządzenia pomiarowego;
- 2) sprawdzenie stanu technicznego układu pomiarowo-rozliczeniowego i założenie nowych plomb na zabezpieczeniu głównym w układzie pomiarowo-rozliczeniowym lub na innym elemencie podlegającym oplombowaniu, w miejsce zerwanych przez odbiorcę plomb lub przez niego uszkodzonych;
- 3) poddanie urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego ponownej legalizacji z powodu zerwania przez odbiorcę plomb legalizacyjnych lub ich naruszenia;
- 4) założenie na wskaźniku mocy 15-minutowej lub innym urządzeniu związanym z pomiarem tej mocy plomby w miejsce plomby zerwanej lub naruszonej przez odbiorcę.

§ 41. 1. Przez ponadumowny pobór energii biernej przez odbiorcę rozumie się ilość energii elektrycznej biernej odpowiadającą:

- 1) współczynnikowi mocy  $\text{tg}\varphi$  wyższemu od umownego współczynnika  $\text{tg}\varphi_0$  (niedokompensowanie) i stanowiącą nadwyżkę energii biernej indukcyjnej ponad ilość odpowiadającą wartości współczynnika  $\text{tg}\varphi_0$  lub
- 2) indukcyjnemu współczynnikowi mocy przy braku poboru energii elektrycznej czynnej, lub
- 3) pojemnościowemu współczynnikowi mocy (przekompensowanie) zarówno przy poborze energii elektrycznej czynnej, jak i przy braku takiego poboru.

2. Rozliczeniami za pobór energii biernej objęci są odbiorcy zasilani z sieci średniego i wysokiego napięcia. Rozliczeniami tymi mogą być objęci, w uzasadnionych przypadkach, także odbiorcy zasilani z sieci niskiego napięcia, którzy użytkują odbiorniki o charakterze indukcyjnym, o ile zostało to określone w technicznych warunkach przyłączenia, w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej.

3. Opłacie podlega, w okresie rozliczeniowym, ponadumowny pobór energii biernej określony jako nadwyżka tej energii ponad ilość odpowiadającą wartości współczynnika  $\text{tg}\varphi_0$  – gdy  $\text{tg}\varphi > \text{tg}\varphi_0$ , zmierzona w strefach, w których jest prowadzona kontrola poboru tej energii lub całodobowo w zależności od rodzaju zainstalowanego układu pomiarowego.

4. Wartość współczynnika mocy  $\text{tg}\varphi_0$  określa się w warunkach przyłączenia albo w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej. Wartość współczynnika mocy przyjmuje się w wysokości  $\text{tg}\varphi_0 = 0,4$ , chyba że indywidualna ekspertyza uzasadnia wprowadzenie niższej wartości, jednak w żadnym przypadku wartość współczynnika mocy  $\text{tg}\varphi_0$  nie może być niższa od wartości 0,2. Jeżeli wartość współczynnika  $\text{tg}\varphi_0$  nie została określona w warunkach przyłączenia, w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub w umowie kompleksowej do rozliczeń przyjmuje się również wartość  $\text{tg}\varphi_0 = 0,4$ .

5. Opłatę za nadwyżkę energii biernej pobranej ponad ilość wynikającą ze współczynnika  $\text{tg}\varphi_0$  w okresie rozliczeniowym, o której mowa w ust. 1 pkt 1, całodobowo lub dla stref czasowych, w których jest prowadzona kontrola poboru tej energii, oblicza się według wzoru:

$$O_b = k \times C_{rk} \times \left( \sqrt{\frac{1 + \text{tg}^2\varphi}{1 + \text{tg}^2\varphi_0}} - 1 \right) \times A$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$O_b$  – opłatę za nadwyżkę energii biernej, wyrażoną w złotych,



- $C_{rk}$  – cenę energii elektrycznej, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, obowiązującą w dniu zatwierdzenia taryfy, wyrażoną w zł/MWh lub zł/kWh,
- $k$  – ustaloną w taryfie krotność ceny  $C_{rk}$ ,
- $tg\varphi_0$  – umowny współczynnik mocy, określony zgodnie z ust. 4,
- $tg\varphi$  – współczynnik mocy, określony zgodnie z ust. 6,
- $A$  – energię czynną pobraną całodobowo lub dla strefy czasowej, w której prowadzona jest kontrola poboru energii biernej, wyrażoną w MWh lub kWh,

6. W uzasadnionych przypadkach, przy występowaniu szybkozmiennych obciążeń mocą bierną, rozliczanie ponadumownego poboru energii biernej ponad wartość współczynnika  $tg\varphi_0$  przeprowadzane jest na podstawie bezpośredniego pomiaru nadwyżki energii biernej. Opłata w okresie rozliczeniowym naliczana jest zgodnie z ust. 5, z uwzględnieniem współczynnika  $tg\varphi$ , ustalonego według następującego wzoru:

$$tg\varphi = \frac{\Delta E_b}{A} + tg\varphi_0$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- $\Delta E_b$  – nadwyżkę energii biernej wykazaną przez urządzenie pomiarowe w okresie rozliczeniowym, wyrażoną w MVarh;
- $tg\varphi_0$  – umowny współczynnik mocy, określony zgodnie z ust. 4;
- $A$  – energię czynną pobraną całodobowo lub dla strefy czasowej, w której jest prowadzona kontrola poboru energii biernej, wyrażoną w MWh lub kWh.

7. Odbiorca ponosi w okresie rozliczeniowym opłatę wynikającą z iloczynu całej ilości energii biernej, o której mowa w ust. 1 pkt 1 i 2, i ustalonej w taryfie krotności „ $k$ ” ceny energii elektrycznej [w zł/MWh lub zł/kWh], o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, obowiązującej w dniu zatwierdzenia taryfy.

§ 42. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne monitoruje przekroczenia mocy umownej określonej w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo w umowie o świadczenie usług kompleksowych, jako maksymalne wielkości nadwyżek mocy czynnej pobranej lub wprowadzonej do sieci ponad moc umowną przez podmiot przyłączony, określonej jako wartość maksymalną, wyznaczoną w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego, ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach piętnastominutowych lub maksymalną wielkość tej mocy wyznaczoną w okresie rozliczeniowym, o ile układy pomiarowo-rozliczeniowe nie pozwalają na rejestrację w cyklu godzinowym, zwaną dalej „mocą pobraną”.

2. Za przekroczenie, w okresie rozliczeniowym, mocy umownej określonej w umowach, o których mowa w ust. 1, jest pobierana opłata w wysokości stanowiącej iloczyn składnika stałego stawki sieciowej oraz:

- 1) sumy dziesięciu największych wielkości nadwyżek mocy pobranej ponad moc umowną, lub
- 2) dziesięciokrotności maksymalnej wielkości nadwyżki mocy pobranej ponad moc umowną wyznaczoną w okresie rozliczeniowym, jeżeli urządzenia pomiarowe nie pozwalają na zastosowanie sposobu wskazanego w pkt 1.

3. Jeżeli dostarczanie energii elektrycznej odbywa się z kilku niezależnych miejsc jej dostarczenia, opłatę za przekroczenie mocy umownej oblicza się oddzielnie dla każdego miejsca, w którym nastąpiło przekroczenie tej mocy. Za niezależne nie można uznać miejsc dostarczania, za którymi występuje naturalne sumowanie pobranej mocy lub w których zgodnie z umową o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo z umową kompleksową moc pobrana jest kontrolowana za pomocą sumatora.

4. Opłaty za przekroczenia mocy umownej w okresie rozliczeniowym nie pobiera się w rozliczeniach pomiędzy operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w odniesieniu do miejsc dostarczania energii elektrycznej będących miejscami przyłączenia sieci dystrybucyjnej do sieci przesyłowej.

## Rozdział 5

### Przepisy przejściowe i końcowe

§ 43. Taryfy przedsiębiorstw energetycznych obowiązujące w dniu wejścia w życie niniejszego rozporządzenia lub zatwierdzone przed tym dniem obowiązują przez okres określony w decyzjach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzających te taryfy.

§ 44. Do spraw wszczętych a niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia stosuje się przepisy niniejszego rozporządzenia.

§ 45. Traci moc rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 23 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. Nr 105, poz. 1114).

§ 46. Przepis § 21 ust. 2 pkt 1 lit. b stosuje się od dnia 1 lipca 2007 r.

§ 47. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

## ROZPORZĄDZENIE RADY MINISTRÓW

z dnia 23 lipca 2007 r.

### w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła

(Dz. U. Nr 133, poz. 924)

Na podstawie art. 11 ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.<sup>1)</sup>) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowe zasady i tryb wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub w dostarczaniu ciepła, w tym:

- 1) sposób wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub w dostarczaniu ciepła, umożliwiający odbiorcom tej energii i ciepła dostosowanie się do tych ograniczeń w określonym czasie;
- 2) rodzaje odbiorców objętych ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub w dostarczaniu ciepła;
- 3) zakres i okres ochrony odbiorców przed wprowadzonymi ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub w dostarczaniu ciepła;
- 4) zakres planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub w dostarczaniu ciepła oraz sposób określania w nich wielkości tych ograniczeń;
- 5) sposób podawania do publicznej wiadomości informacji o ograniczeniach w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub dostarczaniu ciepła.

§ 2. Ilekroć w rozporządzeniu jest mowa o „operatorze”, należy przez to rozumieć operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego.

§ 3. 1. Ograniczenia w sprzedaży paliw stałych mogą być wprowadzone po wyczerpaniu, przez wojewodów oraz podmioty wykonujące działalność gospodarczą w zakresie sprzedaży paliw stałych, wszelkich dostępnych środków służących zaspokojeniu potrzeb odbiorców na te paliwa – przy dołożeniu należytej staranności w zakresie zapewnienia maksymalnych ich dostaw z dostępnych źródeł.

1) 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, Nr 52, poz. 343, Nr 115, poz. 790 i Nr 130, poz. 905.

2. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzone po wyczerpaniu, przez operatorów we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków służących zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego – przy dołożeniu należytej staranności.

3. Ograniczenia w dostarczaniu ciepła za pomocą sieci ciepłowniczej mogą być wprowadzone po wyczerpaniu, przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w ciepło we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków służących zaspokojeniu potrzeb odbiorców na to ciepło.

4. Ograniczenia w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub dostarczaniu ciepła nie mogą powodować:

- 1) zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych;
- 2) zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów przeznaczonych do wykonywania zadań w zakresie:
  - a) bezpieczeństwa lub obronności państwa określonych w przepisach odrębnych,
  - b) opieki zdrowotnej,
  - c) telekomunikacji,
  - d) edukacji,
  - e) wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki i dostarczania do odbiorców,
  - f) wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej oraz ciepła do odbiorców,
  - g) ochrony środowiska.

§ 4. 1. Wniosek, o którym mowa w art. 11 ust. 7 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą”, minister właściwy do spraw gospodarki sporządza z własnej inicjatywy lub na podstawie zgłoszeń:

- 1) operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego – w odniesieniu do energii elektrycznej;
- 2) wojewodów – w odniesieniu do paliw stałych lub ciepła.

2. Zgłoszenia, o których mowa w ust. 1, wraz z uzasadnieniem, operatorzy oraz wojewodowie przekazują ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, w terminach umożliwiających zapewnienie bezpieczeństwa

energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej i bezpieczeństwa osób oraz zapobieżenie znacznym stratom materialnym.

3. Zgłoszenie, o którym mowa w ust. 1, odpowiednio do zakresu wnioskowanych ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub w dostarczaniu ciepła, powinno określać:

- 1) rodzaje paliw stałych, dla których wnioskuje się wprowadzenie ograniczeń w ich sprzedaży;
- 2) ilości paliw stałych planowanych do sprzedaży w warunkach ograniczeń;
- 3) maksymalny stopień zasilania, o którym mowa w § 9;
- 4) maksymalną wielkość wnioskowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej;
- 5) maksymalną wielkość wnioskowanych ograniczeń w dostarczaniu ciepła, planowaną do wprowadzenia;
- 6) rodzaje odbiorców, których ograniczenia, o których mowa w pkt 1 i 5, mają dotyczyć;
- 7) grupy odbiorców, którzy powinni być wyłączeni z ograniczeń, o których mowa w pkt 1 i 5;
- 8) czas trwania wnioskowanych ograniczeń, o których mowa w pkt 1, 4 i 5.

§ 5. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub w dostarczaniu ciepła dotyczą odbiorców:

- 1) energii elektrycznej – dla których wielkość mocy umownej określonej w umowach, o których mowa w art. 5 ust. 2 pkt 1 i 2 oraz ust. 3 ustawy, ustalona została powyżej 300 kW;
- 2) ciepła – pobierających ciepło na potrzeby centralnego ogrzewania, ciepłej wody użytkowej, wentylacji oraz technologii w postaci pary i wody gorącej.

§ 6. 1. Ochronie przed wprowadzanymi ograniczeniami podlegają odbiorcy energii elektrycznej w ciągu całego roku, dla których wielkość mocy umownej określonej w umowach, o których mowa w art. 5 ust. 2 pkt 1 i 2 oraz ust. 3 ustawy, ustalona została poniżej 300 kW, oraz:

- 1) szpitale i inne obiekty ratownictwa medycznego;
- 2) obiekty wykorzystywane do obsługi środków masowego przekazu o zasięgu krajowym;
- 3) porty lotnicze;
- 4) obiekty międzynarodowej komunikacji kolejowej;
- 5) obiekty wojskowe, energetyczne oraz inne o strategicznym znaczeniu dla funkcjonowania gospodarki lub państwa, określone w przepisach odrębnych;
- 6) obiekty dysponujące środkami technicznymi służącymi zapobieganiu lub ograniczaniu emisji, negatywnie oddziałujących na środowisko.

2. W okresie od dnia 1 września do dnia 31 maja ochronie przed wprowadzanymi ograniczeniami w dostarczaniu ciepła podlegają odbiorcy pobierający ciepło na potrzeby gospodarstw domowych, szpitale, żłobki, przedszkola oraz inne obiekty użyteczności publicznej określone przez wojewodę.

3. Ograniczenia w dostarczaniu ciepła polegają na obniżeniu parametrów jakościowych lub ilościowych nośnika ciepła niepowodujących zamarznięcia sieci i instalacji ciepłowniczych oraz umożliwiających utrzymanie temperatury w:

- 1) lokalach mieszkalnych +10°C;
- 2) innych +5°C.

4. Ograniczenia w dostarczaniu ciepła do odbiorców mogą być stosowane do wielkości gwarantujących utrzymanie cyrkulacji czynnika grzewczego w sieci i instalacji ciepłowniczej, zapobiegającej zamarznięciu układu ciepłowniczego.

§ 7. 1. W przypadku wprowadzenia ograniczeń w sprzedaży paliw stałych wojewoda wydaje odbiorcom, na ich wniosek, upoważnienia do zakupu określonej ilości tych paliw. Upoważnienia wydaje się na okres wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych.

2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, powinien zawierać:

- 1) nazwę i adres odbiorcy;
- 2) określenie rodzaju i ilości paliwa stałego wnioskowanego do zakupu.

3. Do wniosku, o którym mowa w ust. 1, odbiorca dołącza uzasadnienie potrzeby zakupu, określonej we wniosku, ilości paliwa stałego.

§ 8. 1. Operatorzy oraz przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w ciepło opracowują plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz w dostarczaniu ciepła, zwane dalej „planami ograniczeń”, z uwzględnieniem zasad określonych w art. 11 ust. 3 ustawy.

2. Plany ograniczeń dla energii elektrycznej określają wielkości maksymalnego poboru tej energii dla poszczególnych odbiorców i stopni zasilania. Plany te podlegają corocznej aktualizacji w terminie do dnia 31 sierpnia.

3. Plany ograniczeń i ich aktualizacje, o których mowa w ust. 2, podlegają uzgodnieniu z:

- 1) Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki – jeżeli są opracowywane przez operatorów systemu przesyłowego elektroenergetycznego;
- 2) właściwym operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego – jeżeli są opracowywane przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych lub operatorów elektroenergetycznych systemów połączonych.

4. Plany ograniczeń dla ciepła określają wielkość maksymalną dostaw ciepła dla poszczególnych grup odbiorców, w zależności od wielkości ograniczeń w dostarczaniu ciepła, oraz zawierają:



- 1) charakterystyki techniczne źródeł ciepła;
- 2) rodzaje i parametry technologicznego nośnika ciepła oraz sposoby jego regulacji;
- 3) rodzaje i parametry techniczne sieci ciepłowniczych;
- 4) tabele regulacyjne nośnika ciepła dla poszczególnych wielkości ograniczeń w dostarczaniu ciepła.

5. Plany ograniczeń dla ciepła podlegają uzgodnieniu z właściwym wojewodą w terminie do dnia 30 czerwca danego roku kalendarzowego. Plany te podlegają aktualizacji co najmniej raz na trzy lata.

6. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, operatorzy systemów połączonych elektroenergetycznych i odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, na wniosek operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, przekazują dane dotyczące mocy umownej, określonej w umowach z odbiorcami przyłączonymi do sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, oraz inne niezbędne dane służące do opracowania planów ograniczeń, w szczególności dane dotyczące:

- 1) skutków wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej;
- 2) przewidywanej liczby odbiorców, których ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dotyczą.

§ 9. Wielkości planowanych ograniczeń w poborze energii elektrycznej, ujęte w planach ograniczeń, określają się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:

- 1) 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc do wysokości mocy umownej określonej w umowach, o których mowa w art. 5 ust. 2 pkt 1 i 2 oraz ust. 3 ustawy;
- 2) stopnie zasilania od 12 do 19 powinny zapewniać równomierne obniżanie mocy elektrycznej pobieranej przez odbiorcę;
- 3) 20 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc do wysokości ustalonego minimum, niepowodującego zagrożeń i zakłóceń, o których mowa w § 3 ust. 4.

§ 10. Dopuszczalne maksymalne ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, a także w dostarczaniu ciepła, ujęte w planach ograniczeń, oraz sposób powiadamiania odbiorców o obowiązujących stopniach zasilania, stosownie do § 12 ust. 3, uwzględnia się w umowach, o których mowa w art. 5 ust. 2 pkt 1 i 2 oraz ust. 3 ustawy.

§ 11. Operatorzy oraz przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie za-

opatrzenia w ciepło zapoznają odbiorców z planami ograniczeń przez ogłoszenia zamieszczane w sposób zwyczajowo przyjęty w danej miejscowości lub w formie elektronicznej na swojej stronie internetowej albo w formie ustalonej w umowach, o których mowa w art. 5 ust. 2 pkt 1 i 2 oraz ust. 3 ustawy, co najmniej na 30 dni przed dniem obowiązywania ograniczeń.

§ 12. 1. Ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców stosownie do komunikatów operatorów o obowiązujących stopniach zasilania.

2. Komunikaty operatorów o obowiązujących stopniach zasilania, o których mowa w § 9, wprowadzanych jako obowiązujące w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin, są ogłaszane w radiowych komunikatach energetycznych w programie I Polskiego Radia o godzinie 7<sup>55</sup> i 19<sup>55</sup> oraz na stronach internetowych operatorów i przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia w ciepło, które obowiązują w czasie określonym w tych komunikatach.

3. W przypadku zróżnicowania wprowadzonych ograniczeń w poborze energii elektrycznej, w stosunku do stopni zasilania ogłoszonych w komunikatach radiowych, operatorzy powiadamiają odbiorców indywidualnie w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach, o których mowa w art. 5 ust. 2 pkt 1 i 2 oraz ust. 3 ustawy, albo za pomocą innego środka komunikowania się w sposób zwyczajowo przyjęty w danej miejscowości.

4. Powiadomienia, o których mowa w ust. 3, są dla odbiorcy obowiązujące w pierwszej kolejności w stosunku do powiadomień ogłaszanych w komunikatach radiowych.

§ 13. Plany ograniczeń uzgodnione przed dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia uznaje się za plany ograniczeń w rozumieniu § 8.

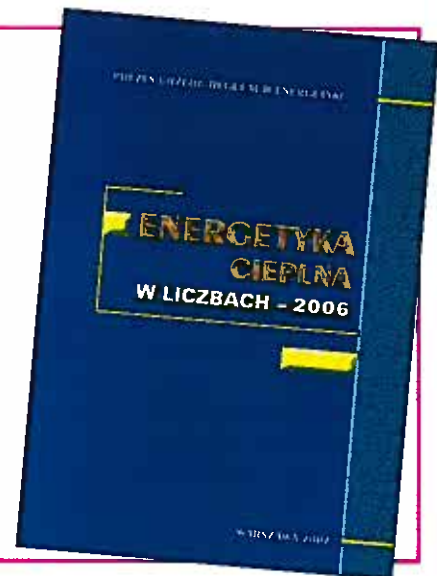
§ 14. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia<sup>2)</sup>.

2) Niniejsze rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 11 marca 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń sprzedaży paliw stałych lub ciekłych oraz w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła (Dz. U. Nr 59, poz. 518 oraz z 2006 r. Nr 12, poz. 69), które utraciło moc z dniem 20 marca 2007 r. na podstawie art. 3 ustawy z dnia 21 lipca 2006 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 158, poz. 1123).

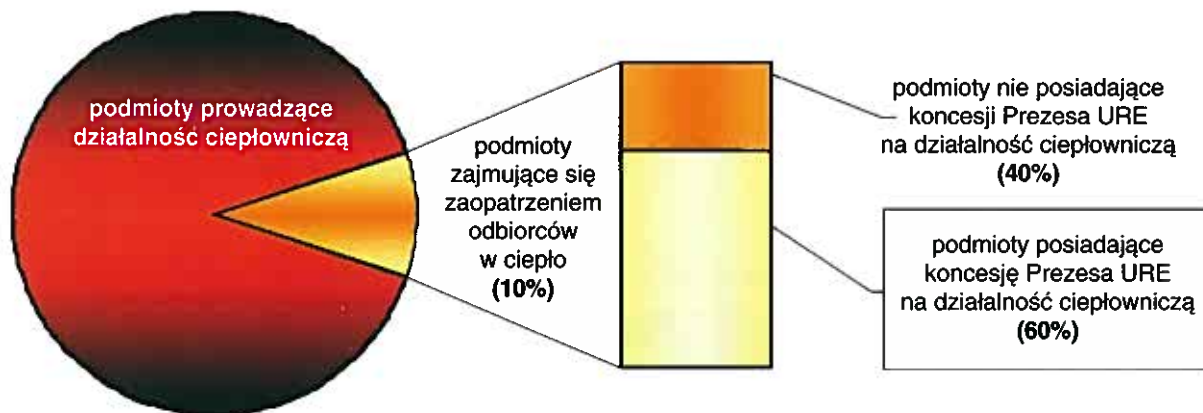
## ENERGETYKA CIEPLNA W LICZBACH – 2006

W lipcu 2007 r. ukazała się, czwarta z kolei, edycja „rocznika statystycznego” polskiej energetyki ciepłej, przygotowana w Urzędzie Regulacji Energetyki. Opracowanie „Energetyka ciepła w liczbach – 2006” zostało oparte na badaniu wszystkich przedsiębiorstw posiadających ważną koncesję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na działalność ciepłowniczą w 2006 roku. Składa się ona z części metodycznej, opisowej i tabelarycznej. Podobnie, jak w poprzednich opracowaniach tej serii, prezentowane w opracowaniu tabele zawierają dane porównawcze dla wybranych lat 2002, 2005 i 2006.

Zachęcamy serdecznie do zapoznania się z tą pozycją. Jest ona dostępna (wydawnictwo bezpłatne) w Departamencie Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE.



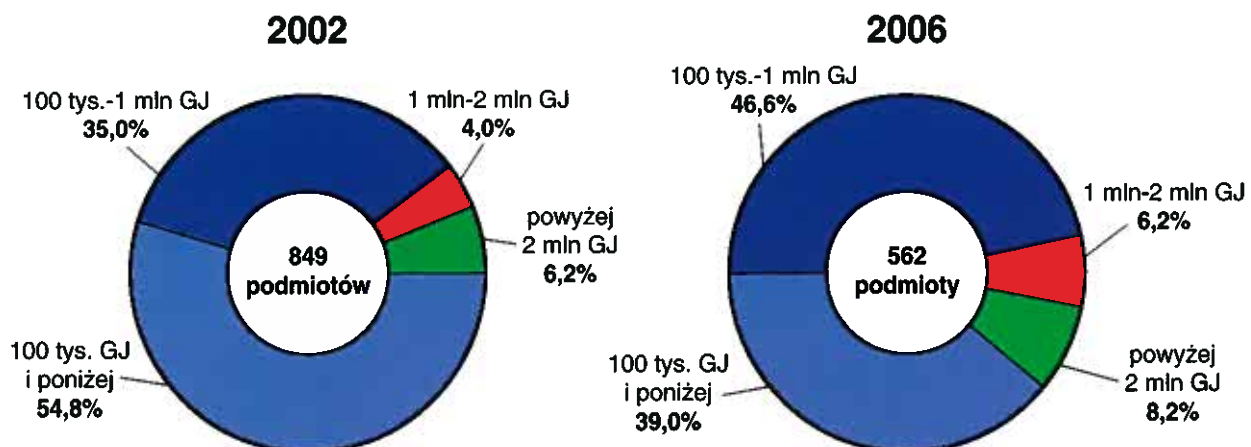
### Koncesjonowane ciepłownictwo w 2006 r.



Przedsiębiorstwa objęte regulacją:

- Wytwarzają około 80% całkowitej produkcji ciepła w kraju
- Sprzedają około 96% całkowitej sprzedaży ciepła

### Przedsiębiorstwa ciepłownicze według wolumenu sprzedawanego ciepła w 2002 i 2006 r.



## Potencjał techniczny i ekonomiczny ciepłownictwa w 2006 r.

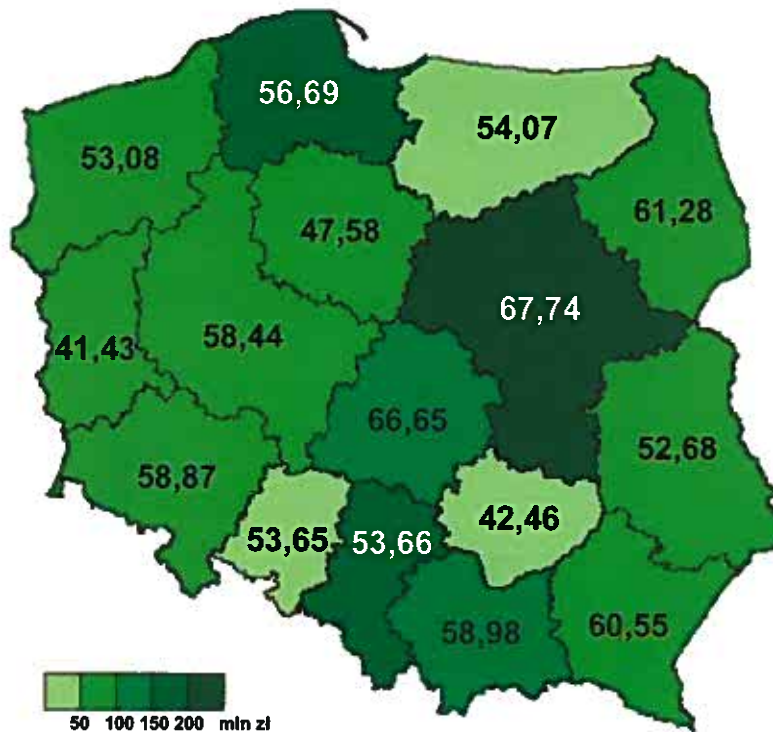
Województwo	Moc zainstalowana	Moc osiągalna	Długość sieci ciepłowniczej	Aktywa trwałe brutto	Aktywa trwałe netto	Przeciętne zatrudnienie
	MW		km	tys. zł		etat
<b>Polska</b>	<b>63 665,7</b>	<b>61 198,2</b>	<b>18 556,7</b>	<b>37 906 099,9</b>	<b>15 618 995,2</b>	<b>45 132,7</b>
Dolnośląskie	3 739,4	3 700,7	1 402,6	2 718 095,2	1 117 978,2	2 856,9
Kujawsko-pomorskie	6 333,9	6 306,4	1 160,1	2 056 017,8	1 077 675,3	3 060,2
Lubelskie	2 946,6	2 819,2	960,4	1 203 017,8	569 605,7	2 592,6
Lubuskie	1 220,0	1 021,1	274,6	569 523,1	333 596,4	795,8
Łódzkie	4 180,8	3 801,5	1 351,2	2 668 286,2	896 670,0	3 096,2
Małopolskie	4 735,7	4 518,0	1 341,0	2 604 909,6	1 068 600,8	2 948,6
Mazowieckie	9 854,9	9 638,9	2 924,4	8 755 562,7	2 824 262,0	5 508,0
Opolskie	1 916,2	1 849,1	550,4	671 987,0	311 492,6	1 347,9
Podkarpackie	2 467,6	2 394,1	800,0	1 211 174,5	477 831,2	2 150,2
Podlaskie	1 400,8	1 332,1	523,3	1 194 710,9	462 551,3	1 648,8
Pomorskie	3 848,6	3 338,6	1 228,3	2 663 683,9	1 153 695,7	2 835,2
Śląskie	11 789,3	11 451,7	3 204,1	5 967 958,4	2 765 721,0	8 409,9
Świętokrzyskie	1 432,1	1 394,2	382,3	657 503,6	378 311,4	1 616,7
Warmińsko-mazurskie	1 482,6	1 455,5	589,8	734 170,5	337 208,0	1 827,2
Wielkopolskie	3 578,2	3 551,5	1 096,2	2 445 535,0	1 016 453,2	2 488,6
Zachodniopomorskie	2 735,9	2 625,7	767,9	1 763 305,9	827 342,5	1 949,7

## Struktura własności w ciepłownictwie w 2006 r.

Wyszczególnienie	Liczba przedsiębiorstw	Moc zainstalowana	Sieć ciepłownicza	Aktywa trwałe brutto	Zatrudnienie
	%				
<b>Sektor publiczny</b>	<b>63,5</b>	<b>48,3</b>	<b>67,0</b>	<b>53,8</b>	<b>67,6</b>
Własność Skarbu Państwa i państwowych osób prawnych	16,2	37,0	17,4	28,8	27,2
Własność samorządowa	68,3	30,9	72,8	52,6	59,4
Własność mieszana	15,4	32,1	9,7	18,7	13,5
<i>z tego mieszana samorządowa</i>	7,3	4,3	6,6	4,5	5,7
<b>Sektor prywatny</b>	<b>36,5</b>	<b>51,7</b>	<b>33,0</b>	<b>46,2</b>	<b>32,4</b>
Własność krajowa	45,9	17,5	19,5	8,1	21,9
Własność zagraniczna	10,2	8,0	2,2	5,6	4,4
Własność mieszana	43,9	74,5	78,3	86,2	73,8
<i>z tego mieszana zagraniczna</i>	17,6	54,6	50,7	71,5	49,4

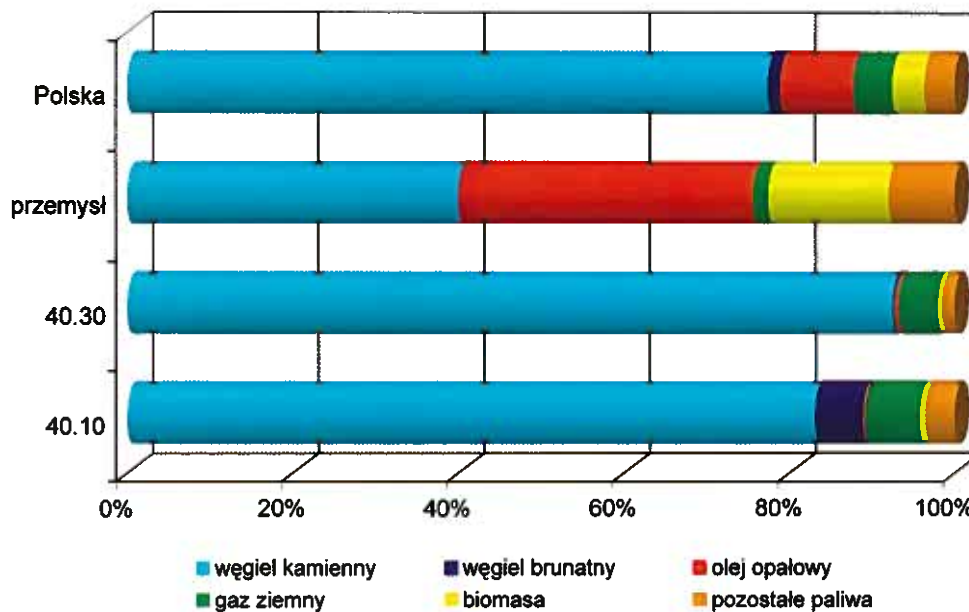


### Nakłady inwestycyjne oraz wskaźnik dekapitalizacji majątku trwałego w 2006 r.



- W 2006 r. 65,7% badanych podmiotów wykazało nakłady inwestycyjne związane z modernizacją, rozwojem i ochroną środowiska (51,1% w 2002 r.).
- Wartość nakładów w tym roku wyniosła 1 533,5 mln zł wobec 1 278,6 mln zł w 2002 r. Przeciętnie jedno przedsiębiorstwo zainwestowało 4 155,7 tys. zł w 2006 r., co oznacza wzrost o 41,1% od 2002 r.
- 51,0% nakładów w 2006 r. przypadało na **sektor prywatny**, z czego 77,7% to inwestycje w przedsiębiorstwach będących **własnością inwestorów zagranicznych**.

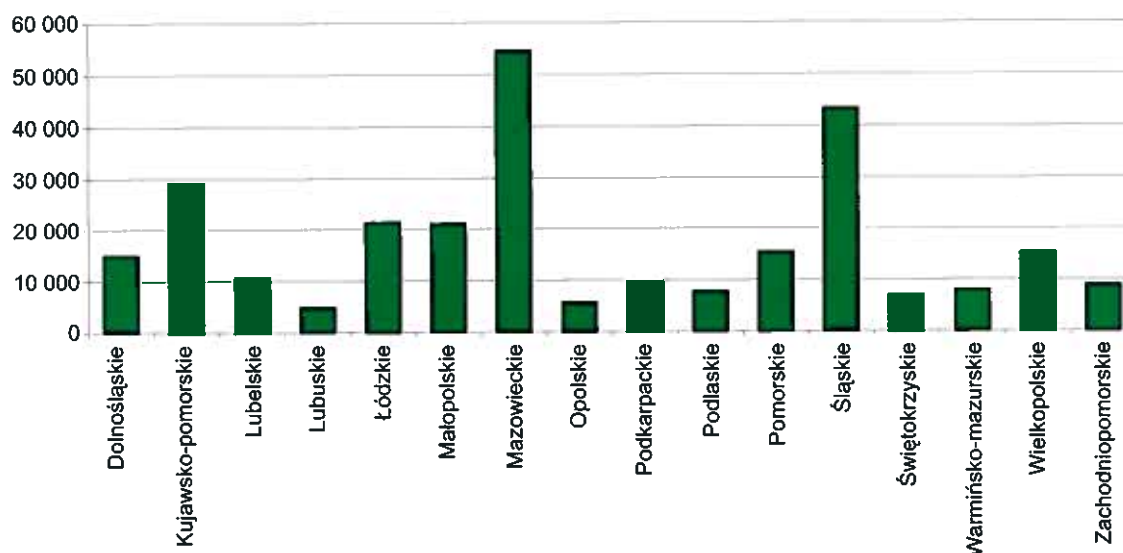
### Struktura produkcji ciepła według zużytych paliw w 2006 r.



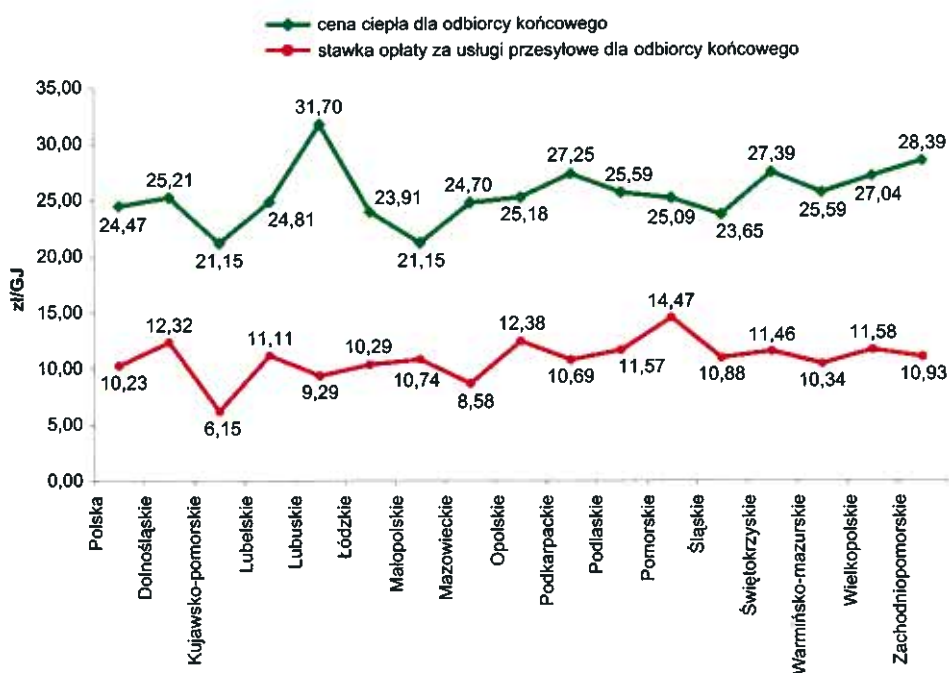
## Produkcja i rozdysponowanie wytworzonego ciepła w latach 2002 i 2006

Lata	Liczba przedsiębiorstw	Wytwarzanie ciepła			Odzysk	Zużycie ciepła na potrzeby własne	Ciepło oddane do sieci	Straty ciepła	Ciepło dostarczone do odbiorców przyłączonych do sieci
		ogółem	w tym						
			w pełnym skojarzeniu	w niepełnym skojarzeniu					
TJ									
2002	849	467 527,8	–	–	24 939,7	156 424,6	336 043,0	37 104,9	298 938,1
2006	562	421 072,9	203 915,1	63 743,2	29 335,3	129 339,2	321 069,0	36 468,6	284 600,4

## Sprzedaż ciepła do odbiorców końcowych (TJ) według województw w 2006 r.



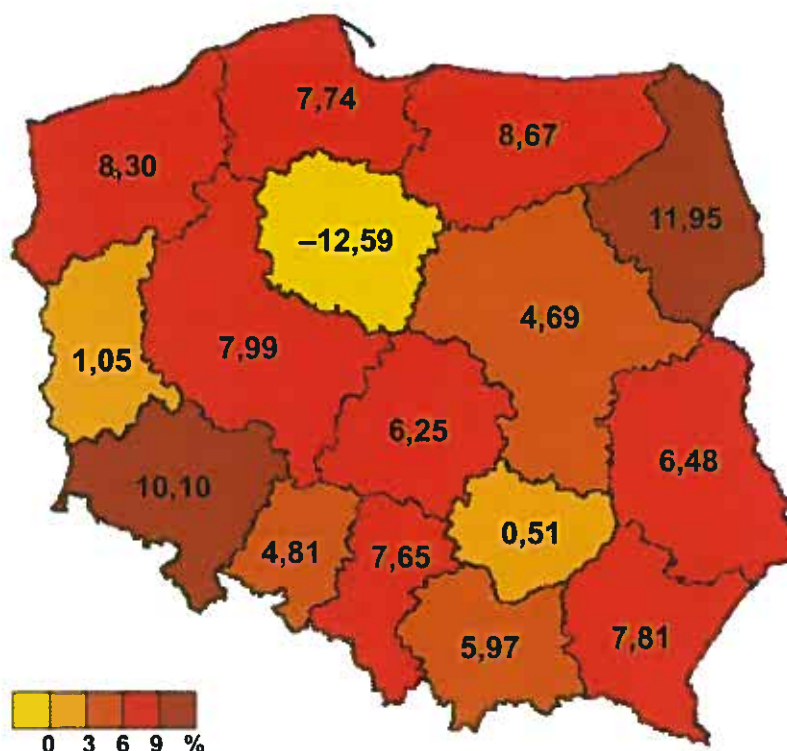
## Średnie ceny ciepła i stawki opłaty przesyłowej dla odbiorców końcowych według województw w 2006 r.



## Średnie ceny ciepła wytworzonego z różnych rodzajów paliw w 2006 r.

Województwo	Średnia cena ciepła						
	węgiel kamienny	węgiel brunatny	olej opałowy lekki	olej opałowy ciężki	gaz ziemny wysokometanowy	gaz ziemny zaazotowany	biomasa
	zł/GJ						
Polska	23,22	17,40	53,89	23,13	36,00	29,71	25,87
Dolnośląskie	24,44	19,69	54,49	56,77	46,64	47,27	28,37
Kujawsko-pomorskie	20,77	–	55,42	25,54	44,49	–	25,09
Lubelskie	24,38	–	55,87	38,09	25,73	–	23,72
Lubuskie	29,30	26,77	47,28	–	44,85	24,18	34,66
Łódzkie	24,44	15,32	58,38	–	42,70	–	24,56
Małopolskie	20,63	–	35,27	28,71	37,80	–	24,23
Mazowieckie	22,22	–	63,79	21,54	39,32	–	21,34
Opolskie	24,97	30,41	59,53	–	35,20	43,76	25,53
Podkarpackie	25,73	–	52,33	34,86	33,71	–	38,65
Podlaskie	24,50	–	56,50	–	42,30	–	35,57
Pomorskie	23,85	–	53,95	22,38	39,84	–	23,80
Śląskie	22,86	–	44,92	23,33	36,41	–	22,97
Świętokrzyskie	23,32	–	36,38	–	24,35	–	14,85
Warmińsko-mazurskie	24,94	–	58,46	53,83	41,17	–	29,97
Wielkopolskie	25,45	18,60	55,94	–	40,20	40,75	33,11
Zachodniopomorskie	27,04	39,06	32,08	25,82	46,55	41,90	28,60

## Zmiana jednoskładnikowych cen ciepła w latach 2002-2006



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



# DWUTLENEK WĘGLA – WRÓG CZY PRZYJACIEL?

dr inż. Leszek Szczygiel

## Wstęp

Europejska polityka energetyczna<sup>1)</sup>, zapewniając pełne poszanowanie prawa państw członkowskich do wyboru własnej struktury wykorzystania paliw w energetyce oraz do ich suwerenności w zakresie pierwotnych źródeł energii i w duchu solidarności między tymi państwami, dąży do realizacji następujących trzech celów:

- zwiększenia bezpieczeństwa dostaw,
- zapewnienia konkurencyjności gospodarek europejskich i dostępności energii po przystępnej cenie,
- promowania równowagi ekologicznej i przeciwdziałania zmianom klimatu.

Rudymentarne elementy proponowanej polityki<sup>2)</sup> określone są potocznie jako „3 razy 20 do 2020” i oznaczają, że w założonym horyzoncie czasowym do roku 2020 Unia Europejska powinna:

- racjonalnie wykorzystywać energię, tak aby osiągnąć unijny cel zmniejszenia łącznego zużycia energii pierwotnej o 20% w porównaniu z prognozami na rok 2020, zgodnie z szacunkami zawartymi w opublikowanej przez Komisję Zielonej Księdze w sprawie racjonalizacji zużycia energii<sup>3)</sup> (co oznacza zarazem zwiększenie efektywności energetycznej o 20%),
- zwiększyć udział energii ze źródeł odnawialnych do 20% całkowitego zużycia energii UE do roku 2020, a także
- zmniejszyć emisję gazów cieplarnianych o co najmniej 20% w porównaniu do 1990 r., z możliwością wzrostu tej wartości nawet do 30%, co stanowić będzie wkład UE w globalne i kompleksowe porozumienie dotyczące okresu po roku 2012, pod warunkiem, że inne kraje rozwinięte zobowiążą się do porównywalnej redukcji emisji, a bardziej zaawansowane gospodarczo kraje rozwijające się wniosą odpowiedni wkład na miarę swych zobowiązań i odnośnych możliwości.

1) Por. Komunikat Komisji do Rady Europejskiej i Parlamentu Europejskiego *Europejska Polityka Energetyczna*, COM(2007)1, Bruksela, 10.01.2007 r.

2) Por. Rada Europejska w Brukseli 8-9 marca 2007 r., *Konkluzje Prezydencji*, druk 7224/07. Załącznik 1 Plan działań Rady Europejskiej 2007-2009.

3) Por. *Zielona Księga w sprawie racjonalizacji zużycia energii czyli jak uzyskać więcej mniejszym nakładem środków*, COM(2005)265 wersja ostateczna z 22 czerwca 2005 r. Podczas konsultacji publicznych w sprawie Zielonej Księgi otrzymano łącznie 241 odpowiedzi wzywających do działania we wszystkich sektorach energii. Dokument roboczy służb Komisji, SEC(2006)693 z 29.05.2006 r.

Rada Europejska, realizując politykę energetyczną, kładzie ogromny nacisk na osiągnięcie strategicznego celu polegającego na utrzymaniu wzrostu średniej globalnej temperatury na Ziemi poniżej 2°C w stosunku do poziomu sprzed okresu uprzemysłowienia. Produkcja i wykorzystanie energii są głównymi źródłami emisji gazów cieplarnianych, a zatem i zmian klimatu. Wyzwaniom związanym ze zmianą klimatu należy stawiać czoła jak najszybciej i w sposób skuteczny. Do zrealizowania tego celu potrzebne jest zintegrowane podejście do polityki klimatycznej i energetycznej, a jego integracyjny charakter trzeba osiągnąć w sposób zapewniający wzajemne wsparcie i współdziałanie.

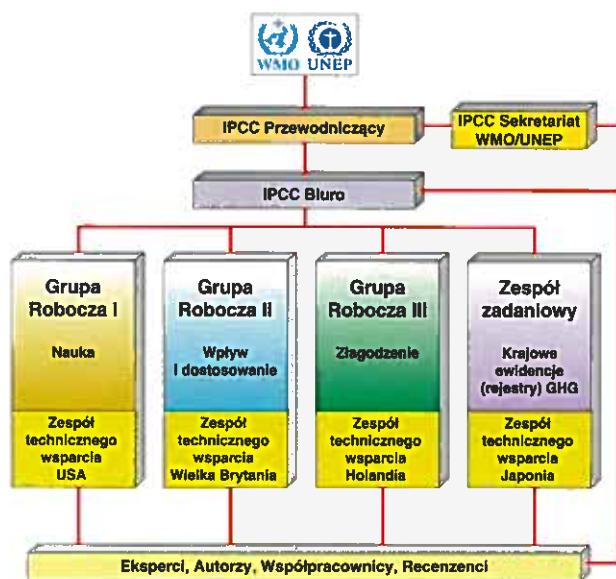
## Zmiana klimatu

Pod pojęciem „klimat” rozumie się średni stan atmosfery i oceanu w skalach od kilku lat do milionów lat. Powody zmian klimatu można podzielić na dwie grupy: zmiany wywołane czynnikami naturalnymi i efektami antropogenicznymi (działalnością człowieka). Wiele scenariuszy ogólnych zmian klimatu jest formułowanych w postaci prostych hipotez sprzężeń zwrotnych, w których zmiana jednego parametru powoduje zmianę innych parametrów. Istnieje wiele bardzo różnych hipotez zmian klimatu, przy czym w ostatnich latach termin „ogólna zmiana klimatu”, używany jest przede wszystkim w kontekście globalnego ocieplenia i wzrostu temperatury na powierzchni Ziemi.

Przyczyny zmian klimatu są tematem intensywnych badań. Kolejne raporty Międzyrządowego Zespołu ds. Zmian Klimatu – IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change)<sup>4)</sup> precyzują obecny stan wiedzy na temat przyczyn zmian klimatu. Wydawane co 5 lat raporty IPCC mają swoją rangę wśród rządów i mass mediów, ponieważ są uchwalane w oparciu o zasadę jednomyslności, a zatem reprezentują jednorodny pogląd wszystkich jego członków. Popularne jest wśród klimatologów przekonanie, że „jeśli IPCC coś powie, lepiej w to uwierzyć – a potem dopuścić prawdopodobieństwo, że sprawy mają się dużo gorzej niż twierdzi IPCC”<sup>5)</sup>. Schemat organizacyjny IPCC przedstawia rysunek 1.

4) Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu – IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) został założony w 1988 r. przez dwie organizacje ONZ: Światową Organizację Meteorologiczną (WMO) oraz United Nations Environment Programme (UNEP).

5) Por. Tim Flannery, *Twórcy pogody. Historia i przyszłe skutki zmian klimatu*, wyd. CKA Gliwice 2007.



Rysunek 1. Schemat organizacyjny Międzyrządowego Zespołu ds. Zmian Klimatu – IPCC (Źródło: opracowanie własne na podstawie <http://www.ipcc.ch/>)

Czwarty Raport IPCC – (The Fourth Assessment Report of the IPCC; w skrócie AR4) podsumowujący zmiany klimatu został napisany przez ponad 600 autorów – specjalistów z zakresu meteorologii, klimatologii, oceanografii, fizyki atmosfery, geologii, biologii, oraz nauk technicznych, społecznych i ekonomicznych – z 40 krajów. Był recenzowany przez 620 ekspertów i przedstawicieli rządów. Składa się z trzech raportów poszczególnych grup roboczych. Raport Pierwszej Grupy Roboczej<sup>6)</sup> określa naukowe podstawy naturalnych i antropogenicznych czynników wpływających na klimat, ewaluuje, czy nauka jest w stanie dokonać atrybucji, jakie czynniki wpływają na zmiany klimatu, i daje ocenę zmian klimatu w przyszłości<sup>7)</sup>.

Główne wyniki raportu Pierwszej Grupy Roboczej są bardzo niepokojące:

1. Następuje globalna zmiana klimatu.
2. Prawdopodobieństwo, że zmiany te są spowodowane przez antropogeniczną emisję gazów cieplarnianych wynosi ponad 90%.
3. Prawdopodobieństwo, że te zmiany są wywołane przez czynniki naturalne wynosi około 5%.
4. Istnieje 90% prawdopodobieństwo, że będą występowały upały i silne opady.
5. Przewiduje się, że w XXI wieku temperatura na świecie wzrośnie od 1.8° do 4°C. Z tym, że – z prawdopodobieństwem 66% – możliwe są zmiany od 1.1° do 6.4°C.
6. Poziom wód oceanów wzrośnie prawdopodobnie od 18 cm do 59 cm.

6) Por. *Climate Change 2007: The Physical Science Basis, the report of Working Group I*, <http://ipcc-wg1.ucar.edu/wg1/wg1-report.html>, Summary for Policymakers 05.02.2007 [http://ipcc-wg1.ucar.edu/wg1/Report/AR4WG1\\_Pub\\_SPM-v2.pdf](http://ipcc-wg1.ucar.edu/wg1/Report/AR4WG1_Pub_SPM-v2.pdf).

7) Streszczenie raportu zostało ocenione przez przedstawicieli 113 krajów w czasie 10 Sesji Pierwszej Grupy Roboczej, która miała miejsce w Paryżu, 29 stycznia – 1 lutego 2007 r.

Raport Drugiej Grupy Roboczej<sup>8)</sup> został ogłoszony 6 kwietnia 2007 r. w Brukseli i podkreśla, że nikt nie będzie w stanie uniknąć efektów ocieplenia Ziemi i że ludzie w krajach rozwijających się będą najbardziej dotknięci zmianami klimatu. W wielu przypadkach globalne ocieplenie będzie prowadziło do dalszych problemów środowiska, wynikających np. z wycinania lasów i braku wody.

Pełna wersja Raportu Trzeciej Grupy Roboczej<sup>9)</sup> miała zostać opublikowana pod koniec lipca 2007 r. W tej chwili na stronach internetowych znajduje się wersja robocza tego raportu.

Badania naukowców zajmujących się zmianami klimatu potwierdzają zachodzący proces ewolucji systemu klimatycznego. Na rys. 2 przedstawiono dwie krzywe. Pierwsza z nich przedstawia obserwowane w ostatnich dekadach zmiany średniej globalnej temperatury ziemskiej atmosfery i oceanów. Druga przedstawia tzw. krzywą Keelinga, czyli zmiany koncentracji dwutlenku węgla CO<sub>2</sub> w atmosferze, jako funkcję czasu, mierzone w obserwatorium na szczycie Manua Loa na Hawajach. Wykres Keelinga pokazuje także cykliczne zmiany stężenia tego gazu, o około 5 ppmv w ciągu każdego roku, związane ze zmianą aktywności roślinności.

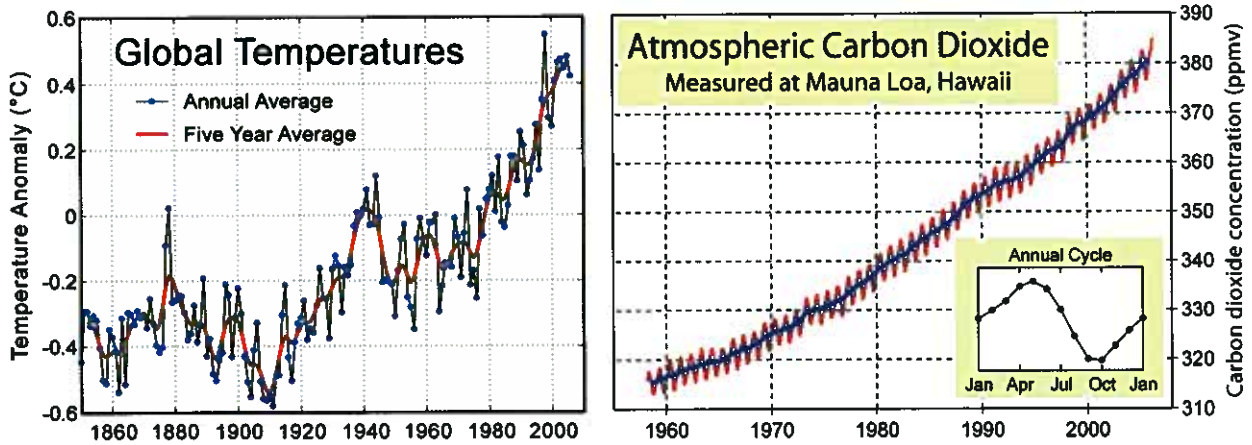
Z empirycznych badań przedstawionych na rys. 2 wynika, że w ostatnim 40-leciu wzrost średniej temperatury ziemskiej jest jednoznacznie związany ze wzrostem koncentracji CO<sub>2</sub> w atmosferze, a zatem poziom dwutlenku węgla w atmosferze wpływa na zmiany klimatyczne. Dwukrotny wzrost jego stężenia powoduje, na podstawie rekonstrukcji modeli numerycznych, zmianę temperatury Ziemi o około 1°C<sup>10)</sup>. Zmiana ta jest tylko w małym stopniu spowodowana bezpośrednim wpływem absorpcji ciepła przez CO<sub>2</sub>, a w przeważającym stopniu wywołana jest poprzez dodatnie sprzężenie zwrotne temperatury z ilością chmur i pary wodnej w atmosferze<sup>11)</sup>.

8) Por. *Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability the report of Working Group II*, Summary for Policymakers 06.04.2007, <http://www.ipcc.ch/SPM13apr07.pdf>.

9) Por. *Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change the report of Working Group III*, Summary for Policymakers 04.05.2007 <http://www.ipcc.ch/SPM040507.pdf>.

10) „Tymczasem wzrost powyżej 2°C wystarczy, by spowodować bezpowrotne wyginięcie więcej niż jednej trzeciej gatunków na Ziemi, nie wspominając już o fatalnych dla ludzkości skutkach, jakie będą niosły ze sobą coraz bardziej ekstremalne zjawiska pogodowe, jak intensywne huragany, długotrwałe susze czy gwałtowne powodzie”, por. I. Chojnacki, Dyrektor Naczelny WWF Polska (międzynarodowej organizacji ekologicznej), przedmowa do wydania polskiego książki Tima Flannerego *Twórcy pogody...*, op. cit. Potwierdza to konieczność ograniczenia wzrostu temperatury do poziomu poniżej 2°C.

11) Por. Tim Flannery, *Twórcy pogody...*, op. cit. „Istotne jest również to, że gaz ten nie jest jedynym sprawcą zmian klimatycznych, ale spełnia rolę wyzwalacza dla innego silnie działającego gazu cieplarnianego, jakim jest para wodna. Dwutlenek węgla, absorbując ciepło, podnosi nieznacznie temperaturę atmosfery. Dzięki temu atmosfera wchłania i zatrzymuje więcej wilgoci, co z kolei prowadzi do dalszego wzrostu jej temperatury. Powstaje pętla dodatniego sprzężenia zwrotnego napędzająca coraz większy wzrost temperatur na Ziemi”.



Rysunek 2. Wzrost średniej globalnej temperatury Ziemi oraz koncentracji CO<sub>2</sub> w atmosferze; gdzie [ppmv] – liczba molekuł danej substancji przypadająca na milion molekuł mieszaniny (objętościowo) (Źródło: Wikimedia Commons (GFDL)<sup>12)</sup>)

Gazy ograniczające wypromieniowanie ciepła emitowanego przez Ziemię i zwiększające temperaturę jej powierzchni zwane są gazami cieplarnianymi GHG (Greenhouse gases). Należą do nich para wodna (H<sub>2</sub>O), dwutlenek węgla (CO<sub>2</sub>), metan (CH<sub>4</sub>), podtlenek azotu (N<sub>2</sub>O), ozon (O<sub>3</sub>), freony, halony. Największym procentowo składnikiem emisji gazów cieplarnianych, wywołanej przez poszczególne sektory gospodarki (wg danych za 2000 r.), jest dwutlenek węgla CO<sub>2</sub> (ok. 72% całkowitej emisji), potem metan CH<sub>4</sub> (18%), a następnie podtlenek azotu N<sub>2</sub>O (9%), natomiast resztę stanowią pozostałe gazy. Natomiast wpływ poszczególnych gazów na efekt cieplarniany przedstawia tabela 1.

Tabela 1. Wpływ poszczególnych gazów na efekt cieplarniany

Składnik gazu cieplarnianego (GHG)	Odpowiedzialność za efekt cieplarniany
Para wodna (H <sub>2</sub> O)	36% – 66%
Para wodna + chmury	66% – 85%
Dwutlenek węgla (CO <sub>2</sub> )	9% – 26%
Ozon (O <sub>3</sub> )	3% – 7%
Metan CH <sub>4</sub>	4% – 9%

Źródło: Wikimedia Commons

Wiele gazów cieplarnianych w różny sposób produkuje sam człowiek, przy czym najniebezpieczniejszy z nich dwutlenek węgla powstaje w największej ilości podczas spalania paliw kopalnych, takich jak węgiel, benzyna, olej napędowy czy gaz. Najwięcej CO<sub>2</sub> emitują elektrownie wykorzystujące węgiel do produkcji energii elektrycznej przy stosunkowo niewielkiej sprawności wytwarzania. Działalność człowieka związana z sektorem energetycznym powoduje aż 78% emisji gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej. Cyto-

wane wyżej raporty IPCC, raport Nicholasa Sterna<sup>13)</sup>, raport Amerykańskiej Narodowej Akademii Nauk (NAS) oraz raport opublikowany przez grupę G8 oraz inne badania naukowe jednoznacznie potwierdzają, że większość zmian temperatury obserwowanych w ostatnich 50 latach należy przypisać działalności gospodarczej człowieka, a węgiel zawarty w dwutlenku węgla jest pierwszą w kolejności przyczyną zmian klimatycznych na Ziemi.

### Pozyskiwanie energii, a wydzielanie dwutlenku węgla

W publikacji World Energy Outlook 2006, Międzynarodowa Agencja Energii<sup>14)</sup> (IEA – International Energy Agency) przeciwstawia sobie dwie wizje przyszłości energetycznej:

- czystą, mądrą i konkurencyjną (omówioną w raporcie),
- oraz niedoinwestowaną, wrażliwą i brudną.

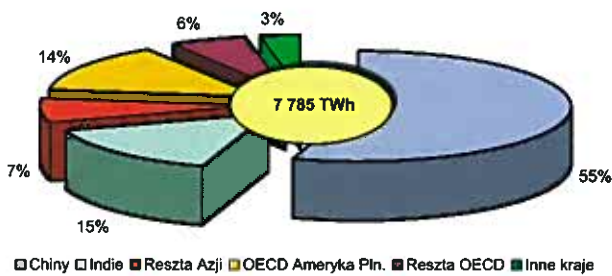
Publikacja World Energy Outlook 2006 przedstawia na lata 2004-2030 dwa scenariusze takiej przyszłości:

13) Por. Nicholas Stern, *Stern Review on the Economics of Climate Change*, 30.10.2006 r., [http://www.hm-treasury.gov.uk/independent\\_reviews/stern\\_review\\_economics\\_climate\\_change/sternreview\\_index.cfm](http://www.hm-treasury.gov.uk/independent_reviews/stern_review_economics_climate_change/sternreview_index.cfm).

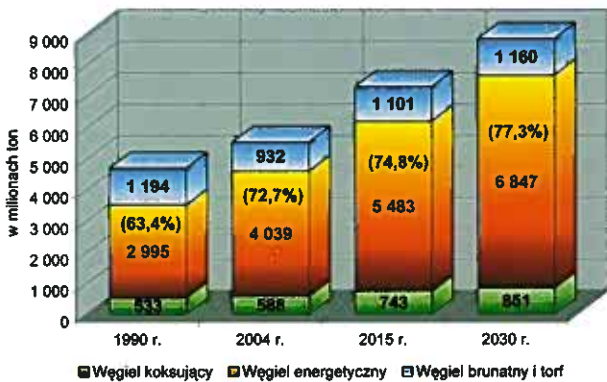
14) Międzynarodowa Agencja Energetyczna (IAE) jest agendą energetyczną Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD). Została powołana w 1974 r. przez państwa należące do OECD, w celu stworzenia międzynarodowego systemu współpracy i wsparcia w sytuacjach kryzysowych na rynku naftowym. Do IAE należy większość państw należących do Unii Europejskiej oraz USA, Kanada, Korea Południowa, Japonia, Australia i Nowa Zelandia (26 krajów członkowskich). Członkami OECD, którzy nie należą do IAE są: Polska, Słowacja, Islandia i Meksyk, przy czym Polska stara się o wstąpienie do tej organizacji. Obszerne statystyki, szczegółowe prognozy, analizy i porady publikowane przez IAE, pozwalają ustawodawcom oraz społeczeństwom zmieniać swoją przyszłość energetyczną; <http://www.iea.org>.

12) Autor Robert A. Rohde, [http://www.globalwarmingart.com/wiki/Image:Mauna\\_Loa\\_Carbon\\_Dioxide.png](http://www.globalwarmingart.com/wiki/Image:Mauna_Loa_Carbon_Dioxide.png), [http://www.globalwarmingart.com/wiki/Image:Instrumental\\_Temperature\\_Record.png](http://www.globalwarmingart.com/wiki/Image:Instrumental_Temperature_Record.png).





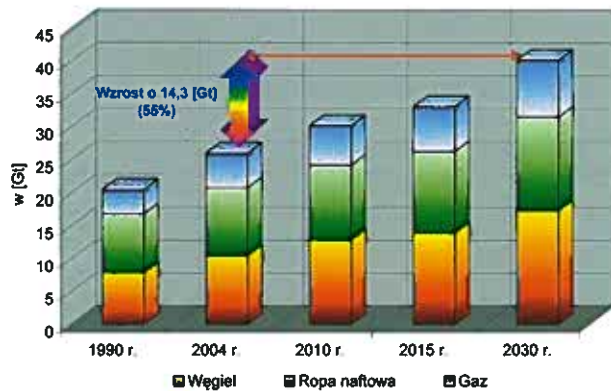
**Rysunek 3.** Przyrost produkcji energii elektrycznej w latach 2004-2030 wytwarzanej z paliwa węglowego w podziale na regiony (wg scenariusza referencyjnego) (Źródło: opracowanie własne na podstawie danych World Energy Outlook 2006 OECD/IEA – 2007)



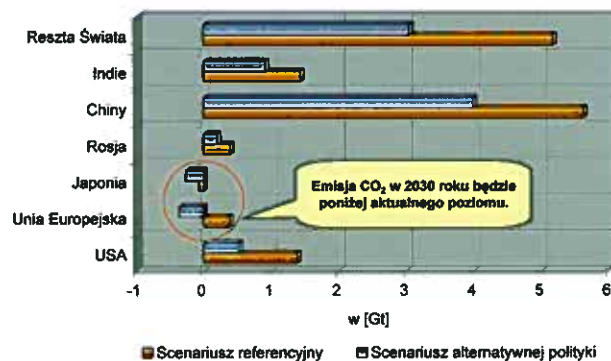
**Rysunek 4.** Światowe wydobycie węgla w latach 1990-2030 w podziale na gatunki (wg scenariusza referencyjnego) (Źródło: opracowanie własne na podstawie danych World Energy Outlook 2006 OECD/IEA – 2007)

referencyjny (inaczej zwany scenariuszem odniesienia) i alternatywnej polityki. Scenariusz referencyjny zakłada, że wobec braku nowych akcji zainicjowanych przez rządy poszczególnych krajów popyt i handel paliwami kopalnymi oraz emisje gazów cieplarnianych będą szły w ślad za obecnymi niezrównoważonymi trendami aż do 2030 r. Natomiast scenariusz alternatywnej polityki zakłada, że pakiet polityk i środków, jakie państwa na całym świecie biorą pod uwagę, mogłyby, jeśli zostałyby wprowadzone, znacznie zmniejszyć tempo wzrostu zapotrzebowania na paliwa i emisje. Scenariusze te, uwzględniając możliwości pozyskania energii, zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego, wzmocnienia działań w ramach ochrony środowiska, poprawienia efektywnego wykorzystania energii w całym sektorze, przedstawiają szereg bardzo ciekawych prognoz dotyczących m.in. wzrostu produkcji energii elektrycznej (rys. 3), zapotrzebowania na węgiel (rys. 4) oraz wzrostu emisji CO<sub>2</sub> (rys. 5 i rys. 6).

Z przedstawionych w tych scenariuszach prognoz wynikają konkretne wnioski. Paliwa kopalne pozostaną dominującym źródłem pozyskiwania energii do 2030 r. Do tego czasu ropa naftowa pozostanie największym pojedynczym paliwem spośród wszystkich nośników energetycznych, natomiast węgiel pozostanie na drugim miejscu, przy czym osiągnie największy wzrost zużycia



**Rysunek 5.** Globalne emisje CO<sub>2</sub> związane z energią w zależności od rodzaju paliwa (wg scenariusza referencyjnego) (Źródło: opracowanie własne na podstawie danych World Energy Outlook 2006 OECD/IEA – 2007)



**Rysunek 6.** Zmiany ilości emisji CO<sub>2</sub> w 2030 r. w porównaniu do poziomu 2004 r. (Źródło: opracowanie własne na podstawie danych World Energy Outlook 2006 OECD/IEA – 2007)

w wartości absolutnej spowodowany głównie przez elektroenergetykę (wzrost produkcji energii elektrycznej). W światowym popycie na energię pierwotną niemal połowa jej wzrostu będzie służyć do produkcji energii elektrycznej, zaś jedną piątą przeznaczy się na zaspokojenie potrzeb sektora transportowego – prawie całkowicie w postaci paliw ropopochodnych. Już obecnie każdego tygodnia na świecie oddaje się do użytku jedną elektrownię węglową. Na poziomie Unii Europejskiej obserwuje się cały szereg działań koniecznych dla zachowania paliw kopalnych, w szczególności węgla, jako źródeł energii w celu zapewnienia bezpieczeństwa i dywersyfikacji jej dostaw w Europie w sposób zgodny z celami strategii zrównoważonego rozwoju i polityki przeciwdziałania zmianom klimatycznym<sup>15</sup>. Obecnie ponad 50% energii elektrycznej w UE wytwarza się z paliw kopalnych.

Globalne emisje dwutlenku węgla związane z energią wzrosną o 55%. Osiągną one w 2030 r. wartość ok. 40 Gt,

15) Por. Komunikat Komisji do Rady i Parlamentu Europejskiego – Zrównoważona produkcja energii z paliw kopalnych – cel: niemal zerowa emisja ze spalania węgla po 2020 r., COM(2006)843, Bruksela 10.01.2007 r.

co stanowi wzrost o przeszło 14 Gt w stosunku do roku 2004, przy czym w prognozowanym okresie elektroenergetyka przyczyni się do połowy wzrostu tych emisji. W 2003 r. węgiel wyprzedził ropę jako główne źródło globalnych emisji CO<sub>2</sub> związanych z energią i pozostanie na pierwszym miejscu aż do 2030 r. Ponad 3/4 przyrostu produkcji energii elektrycznej z paliwa węglowego przypada na kraje rozwijające się Azji, gdzie występują znaczne zapasy tego paliwa. W roku 2030 udział węgla energetycznego w wytwarzaniu energii elektrycznej wzrośnie aż do 77%. Spowoduje to znaczny wzrost emisji dwutlenku węgla, przy czym połowa przewidywanego wzrostu emisji pochodzi z nowych elektrowni węglowych, zlokalizowanych przede wszystkim w Chinach i Indiach<sup>16</sup>). Energetyka odpowiada obecnie prawie za 80% łącznej ilości emisji gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej. Udział krajów rozwijających się w całościowych emisjach wzrasta z 39% w 2004 r. do ponad połowy w 2030 r., przy czym same Chiny będą odpowiedzialne za około 40% wzrostu, co związane będzie z szybkim wzrostem gospodarczym tego kraju i dużym zastosowaniem węgla w elektroenergetyce i przemyśle. Emisja w krajach OECD osiągnie poziom szczytowy około roku 2015, natomiast w Unii Europejskiej w 2030 r. spadnie poniżej poziomu z 1990 r. Pomimo tego, emisje CO<sub>2</sub> na osobę w krajach OECD pozostaną znacznie powyżej tych krajów, które nie są w OECD.

W związku z powyższym należy przedsięwziąć zdecydowane kroki, aby przestawić przemysł na mniej energochłonny oraz podjąć działania w kierunku podwyższenia bezpieczeństwa energetycznego oraz złagodzenia emisji CO<sub>2</sub>. Te poczynania muszą składać się z wysiłków na rzecz wzrostu efektywności energetycznej i energooszczędności oraz zwiększenia zależności od paliw niekopalnych, a także na wprowadzeniu do praktyki nowych niskoemisyjnych technologii pozyskania energii. Największe oszczędności energetyczne zarówno jako wartość absolutna, jak również w ujęciu procentowym, pochodzą z węgla, w związku z powyższym tak ważnego znaczenia nabierają wysokoefektywne, tzw. czyste technologie węglowe bądź też technologie wychwytywania i składowania dwutlenku węgla w celu bezemisyjnego wytwarzania energii<sup>17</sup>).

## Technologie wychwytywania i składowania dwutlenku węgla

W światowej strukturze zużycia paliw pierwotnych następują dość poważne zmiany ze względu na wyczerpywanie się zasobów ropy naftowej (zapasy te ocenia się

16) Przy produkcji energii elektrycznej i ciepła głównym źródłem emisji CO<sub>2</sub> jest węgiel – 68%, potem gaz – 27%, a następnie ropa naftowa – 5%. Por. Nicholas Stern, *Stern Review on the Economics...*, op. cit.

17) Por. Jerzy Buzek, *Dlaczego węgiel, jak i kiedy? (bezpieczeństwo, ekologia, koszty)*, prezentacja na spotkaniu w URE na temat „Przekonać Europę do nowych technologii pozyskania energii – rekomendacje dla Polski”, Warszawa, 18.06.2007 r.

na ok. 40 lat) oraz gazu ziemnego (ok. 60 lat), jak również z tego powodu, że dostęp do tych paliw jest w znacznym stopniu ograniczony. Przyszłość energetyki, transportu, chemii to odejście od ropy i gazu na rzecz: węgla<sup>18</sup>), biopaliw, energii odnawialnej i energii jądrowej. Epoka taniej, „brudnej” energii musi przejść do lamusa zastępowana przez energię drogą i czystą. Stwarza to poważne wyzwania polegające na radykalnym zmniejszeniu negatywnego oddziaływania na środowisko naturalne wszystkich procesów przemysłowych, a w szczególności wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

Innowacje w obszarze technologii energetycznych kształtują społeczeństwo. Nowe technologie wykorzystywane do wytwarzania energii są to technologie wysokoefektywne, zeroemisyjne, tzn. wytwarzana jest energia przy minimalnej lub całkowitej redukcji emisji produktów spalania, głównie dwutlenku węgla. Tabela 2 przedstawia, o ile można zmniejszyć wartości emisji CO<sub>2</sub> w zależności od rodzaju zastosowanej technologii<sup>19</sup>).

**Tabela 2.** Zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> w zależności od rodzaju technologii

Technologia	Redukcja emisji CO <sub>2</sub>
Wychwytywanie CO <sub>2</sub> i jego składowanie (CSS)	do 90%
Technologie zaawansowane np. IGCC	do 25%
Zwiększenie sprawności istniejących układów (układy podkrytyczne, superkrytyczne, ultrasuperkrytyczne)	do 22%
Podnoszenie jakości węgla	do 5%

Źródło: prezentacja przytoczona w przypisie 17)

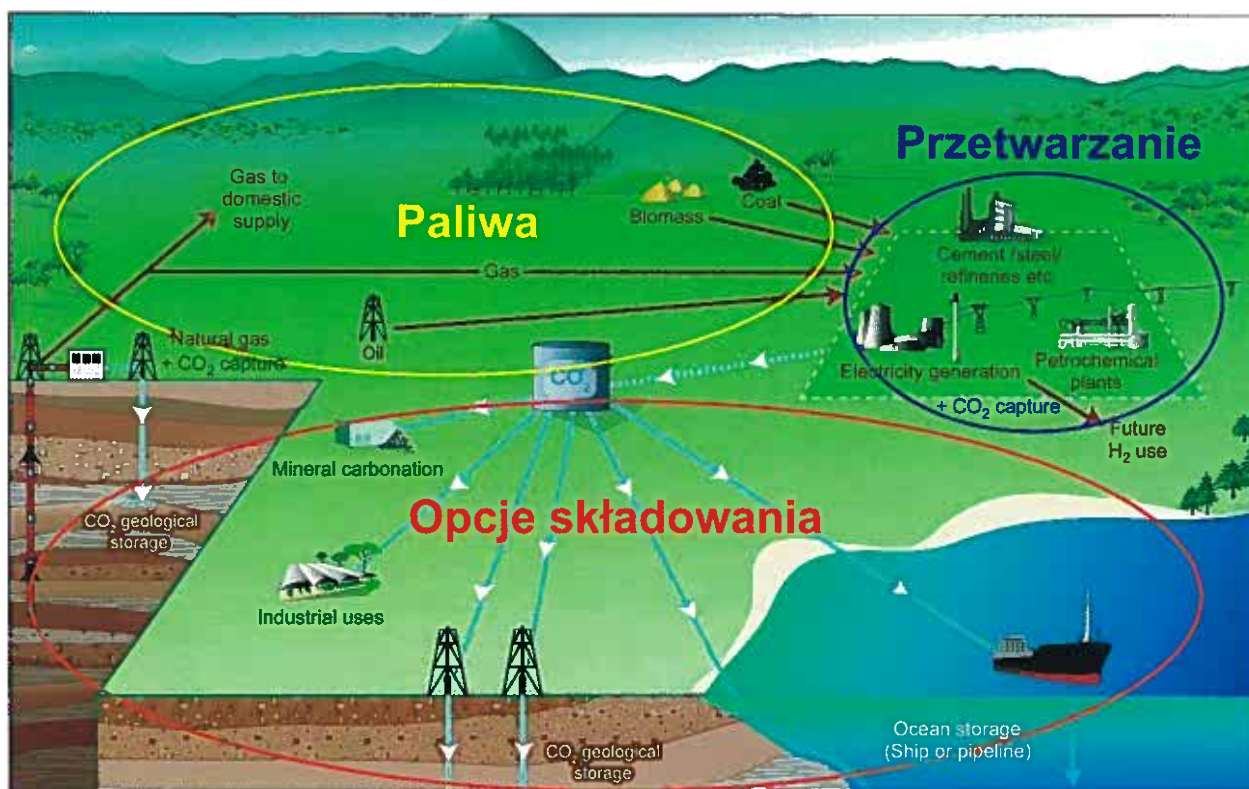
Jedną z coraz częściej stosowanych technologii niskoemisyjnych jest technologia wychwytywania (separacji) dwutlenku węgla ze strumienia spalin, jego transportu do miejsca magazynowania, a następnie jego bezpieczne składowanie. W skrócie nazywa się ją technologią CCS (Carbon dioxide Capture and Storage)<sup>20</sup>

18) Wielkość zasobów węgla kamiennego ocenia się na 200, natomiast węgla brunatnego na 130 lat. Rozproszona lokalizacja jego zasobów poza regionami konfliktów i stabilne, w miarę wolno rosnące ceny stanowią dodatkowo o jego atrakcyjności. Por. Jerzy Buzek, *Dlaczego węgiel, jak i kiedy?...*, op. cit.

19) Technologia zgazowania paliw tzw. technologia IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) wykorzystuje reakcję częściowego utleniania węgla w wysokowartościowe paliwo zwane gazem syntezowym (syngas), które składa się głównie z wodoru i tlenku węgla. Gaz syntezowy zasila turbinę gazową pracującą w cyklu gazowo-parowym, produkującą energię elektryczną. Przewaga systemu IGCC nad blokami spalającymi węgiel w kotłach pyłowych wiąże się przede wszystkim z niższymi emisjami, włączając w to możliwość znacznej redukcji emitowanego dwutlenku węgla.

20) Por. *Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage, Summary for Policymakers*, IPCC, Canada, September 2005; <http://www.ipcc.ch/pub/reports.htm>.





Rysunek 7. Wychwytywanie, transport i składowanie CO<sub>2</sub> (Źródło: „Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage” Summary for Policymakers IPCC 2005 (©CO2CRC))

lub procesem sekwestracji CO<sub>2</sub><sup>21</sup>). Po 2020 r. nowe obiekty energetyczne na paliwa kopalne w UE będą musiały zawierać instalacje CCS<sup>22</sup>). Rys. 7 ilustruje istotę stosowania tej technologii.

Przy zastosowaniu takiej technologii, zakładając możliwości istnienia bezpiecznego składowania dwutlenku węgla, niezbędna ilość dodatkowej energii potrzebna dla procesu wychwytywania, transportu i składowania CO<sub>2</sub>, przy tej samej wielkości produkcji, wynosi od 10 do 40%, co jednocześnie pociąga za sobą zwiększenie ilości tego gazu wytworzonego przez jednostkę produkcyjną. Ta wielkość, np. dla wytwarzania energii elektrycznej, zależy od typu elektrowni. Dla elektrowni węglowych o technologii tradycyjnej (PC – Pulverized Coal) ten przedział wynosi od 24 do 40%. Natomiast dla elektrowni gazowych pracujących w cyklu kombinowanym (NGCC – Natural Gas Combined Cycle) ten zakres zawiera się w granicach od 11 do 22%. I wreszcie dla technologii zgazowywania węgla (IGGC –

Integrated Gasification Combined Cycle) ta rozpiętość określona jest wielkościami od 14 do 25%<sup>23</sup>). Skuteczność (sprawność) wychwytywania w technologii CCS wynosi wtedy ok. 85-95%, natomiast redukcja netto emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery wynosi od 80 do 90%. Rys. 8 przedstawia przykład zmniejszenia emisji dwutlenku węgla na jednostkę produkcji w elektrowni z technologią CCS i w elektrowni bez tej technologii.

Radykalny wzrost zapotrzebowania na energię, związany z sukcesem nowoczesnych technologii energetycznych, ma swoje koszty. Separacja CO<sub>2</sub> ze strumienia gazów spalinowych jest najbardziej kosztownym etapem całego procesu CCS (wg różnych źródeł jest to 60-70% kosztów całego procesu) i polega na absorpcji chemicznej lub fizycznej. Następnym etapem jest transport, który jest najprostszym i najtańszym etapem procesu. Odbывается najczęściej rurociągami w postaci ciekłej CO<sub>2</sub>. Dalszym etapem składowanie CO<sub>2</sub> można podzielić na kilka zasadniczych grup, takich jak składowanie w formacjach geologicznych (geosekwestracja), w morzach i oceanach oraz karbonizację. Ta ostatnia jest najdroższa i długotrwała. Do niewątpliwych jej zalet należy trwałe i bez-

21) Określenie „sekwestracja CO<sub>2</sub>” dotyczy w przypadku dwutlenku węgla wiązania, łączenia lub wyłączenia go z obiegu tzn. unieszkodliwienia lub trwałego zdeponowania i odizolowania od biosfery.

22) Por. również Piotr Seklecki *Nowe technologie pozyskania energii w świetle wybranych dokumentów Komisji Europejskiej z 10 stycznia 2007 r. Energy for Changing World*, prezentacja na spotkaniu w URE na temat „Przekonać Europę do nowych technologii pozyskania energii – rekomendacje dla Polski”, Warszawa, 18.06.2007 r.

23) Por. IPCC *Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage...*, op. cit. Elektrownia z instalacją CSS i ze składowaniem w postaci karbonizacji CO<sub>2</sub>, polegającej na trwałym wiązaniu dwutlenku węgla do postaci węglanów z odpowiednimi minerałami, wymaga od 60 do 180% więcej energii niż elektrownia bez tej instalacji.





**Rysunek 8.** Redukcja emisji CO<sub>2</sub> przy zastosowaniu technologii CCS (Źródło: opracowanie własne na podstawie *Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage, Summary for Policymakers, IPCC 2005*)

pieczne związanie dwutlenku węgla, a także możliwość wykorzystania uzyskanych z tego procesu materiałów jako materiałów budowlanych. Tabela 3 podaje koszty jednostkowe wykorzystania technologii CSS.

**Tabela 3.** Wartości kosztów dla technologii CCS w [USD/tCO<sub>2</sub>]

Składniki kosztów	Przedział kosztów
Wychwytywanie z elektrowni węglowej lub gazowej	15-75 [USD/tCO <sub>2</sub> ]
Wychwytywanie z procesów gazowych lub produkcji amoniaku	5-55 [USD/tCO <sub>2</sub> ]
Wychwytywanie z innych procesów przemysłowych	25-115 [USD/tCO <sub>2</sub> ]
Transport	1-8 [USD/tCO <sub>2</sub> ] za 250 km
Składowanie w formacjach geologicznych	0,5-8 [USD/tCO <sub>2</sub> ]
Nadzór i kontrola nad składowaniem geologicznym	0,1-0,3 [USD/tCO <sub>2</sub> ]
Składowanie w morzach i oceanach	5-30 [USD/tCO <sub>2</sub> ]
Karbonizacja	50-100 [USD/tCO <sub>2</sub> ]

Źródło: raport cytowany w przypisie 20)

W celu umożliwienia pozostania węgla i gazu w bilansie energetycznym poszczególnych krajów UE przy jednoczesnej redukcji CO<sub>2</sub> należy przede wszystkim usunąć bariery uniemożliwiające stosowanie technologii CCS. Do głównych przeszkód zaliczyć można brak odpowiednich regulacji, nieistnienie właściwej infrastruktury, niedostateczny rozwój technologii, zwłaszcza w zakresie wychwytywania, zwiększone koszty operacyjne oraz ogromną skalę inwestycji. W celu ich likwidacji należy ustanowić odrębną dedykowaną legislację, włączyć CCS do systemu handlu emisjami, wprowadzić dodatkowe zachęty pokrywające głównie duże koszty inwestycyjne<sup>24)</sup>.

24) Por. Krzysztof Bolesła, *Zrównoważone technologie wytwarzania energii elektrycznej z paliw stałych*, prezentacja na spotkaniu w URE na temat „Przekonać Europę do nowych technologii pozyskania energii – rekomendacje dla Polski”, Warszawa, 18.06.2007 r.

Dlatego też w 2007 r. Komisja Europejska rozpoczęła prace nad opracowaniem mechanizmu, który da impuls do wybudowania i uruchomienia w UE przed 2015 r. maksymalnie 12 dużych elektrowni wyposażonych w systemy wychwytywania i sekwestracji CO<sub>2</sub>. Rosnący budżet programów ramowych UE (np. fundusz przeznaczony na 7 Program Ramowy UE „Energia” na lata 2007-2013 wynosi ponad 54 miliardy EUR w cenach bieżących) pozwoli na stymulowanie nowej generacji stojących na światowym poziomie zaawansowanych technologii energetycznych umożliwiających zapobieganie zmianom klimatycznym.

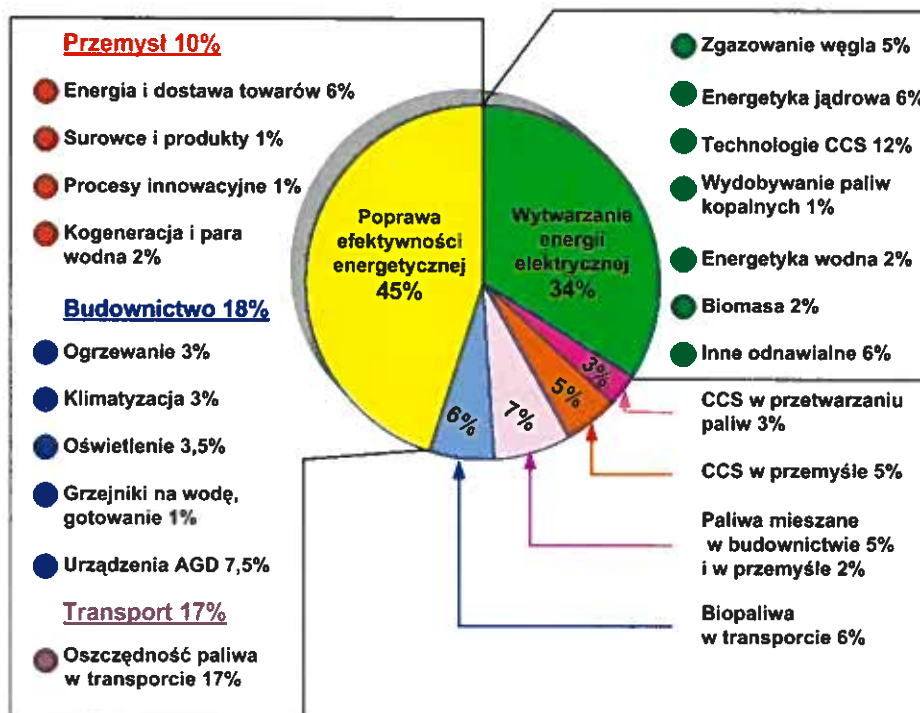
### Inne sposoby zmniejszenia emisji dwutlenku węgla

Przy mądrym, łącznym stosowaniu kilku koncepcji (tzw. „opcji mieszanych”), takich jak strategii w dziedzinie nowych technologii energetycznych, strategii na rzecz poprawy efektywności zużycia energii, rozsądnego zarządzania popytem na energię (DSM – Demand Side Management) oraz szybkiego rozwoju sektora energii odnawialnej i energetyki atomowej, będzie można uzyskać nie tylko korzystny rozwój gospodarczy, nowe miejsca pracy i czystą, konkurencyjną energię, ale przede wszystkim w zdecydowanie większym zakresie zmniejszyć emisję CO<sub>2</sub> i innych gazów cieplarnianych. Redukcja emisji dwutlenku węgla powoduje jednocześnie znaczne obniżenie poziomu innych substancji, w szczególności pyłów, dwutlenku siarki i podtlenku azotu. Należy położyć zdecydowany nacisk na rozwój i pomyślne zastosowanie w praktyce takich zintegrowanych rozwiązań, które dzięki optymalnemu połączeniu pozwolą uzyskać prawie zerową emisję i zapobiec niebezpiecznym zmianom klimatycznym.

Większość analiz naukowych wskazuje, że wzrastająca emisja gazów cieplarnianych stanowi poważne zagrożenie dla Ziemi, a koszty nowoczesnych technologii ograniczenia emisji dwutlenku węgla są w tym aspekcie mniej istotne. Łącząc efektywność energetyczną oraz racjonalizację zużycia energii, które są kluczowymi elementami polityki energetycznej UE, przy zastosowaniu odpowiednich instrumentów i środków, będzie można uzyskać bardzo znaczącą redukcję emisji dwutlenku węgla. Zwiększenie efektywności energetycznej jest niezbędnym warunkiem zrównoważonego rozwoju, konkurencyjności i niezależności gospodarczej. Ze względu na wzrost globalnego popytu na energię w UE do 2030 r. silniejszy rozwój w dziedzinie racjonalizacji jej zużycia przyniosłby więc ogromne korzyści<sup>25)</sup>. Na rys. 9 pokazano przykładowy scenariusz

25) Por. Komunikat Komisji *Plan działania na rzecz racjonalizacji zużycia energii: sposoby wykorzystania potencjału*, COM(2006)545, Bruksela 19.10.2006. Oprócz potencjału efektywności energetycznej do wykorzystania możliwe są znaczne (około 20%) oszczędności poprzez zapobieganiu stratom podczas przetwarzania i przesyłania energii.

Scenariusz redukcji emisji dwutlenku węgla (CO<sub>2</sub>) do 2050 roku.



Rysunek 9. Scenariusz redukcji CO<sub>2</sub> do roku 2050 (Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych International Energy Agency (IAE) „Implementing Agreement on Demand-Side Management Technologies and Programmes”, 2006 Annual Report, <http://dsm.iea.org>)

przedstawiający możliwości redukcji emisji CO<sub>2</sub> do roku 2050 w poszczególnych gałęziach gospodarki przy zastosowaniu różnych metod, dążąc do maksymalizacji synergii w tym zakresie.

Z rysunku 9 widać, że emisję można ograniczać różnymi metodami m.in. dzięki zwiększaniu efektywności energetycznej, zmianie popytu oraz stosowaniu technologii wytwarzania czystej energii. Do roku 2050 przewiduje się, że przy zastosowaniu tylko technologii CSS będzie można zmniejszyć o 20% przewidywaną emisję gazów cieplarnianych (najczęściej przeliczaną na ekwiwalent emisji dwutlenku węgla<sup>26</sup>). Jednak największym czynnikiem redukcji emisji (45%) będzie poprawa efektywności energetycznej, czyli zwiększenie efektywności finalnego wykorzystania energii w różnych działach gospodarki<sup>27</sup>. Jest to o wiele więcej niż jakiegokolwiek inny wskaźnik możliwy do osiągnięcia po

stronie podaży. Zdecydowane działania należy podjąć w sektorach transportu, budownictwa i przemysłu (szczególnie w zakresie wytwarzania energii elektrycznej) gdzie ta redukcja może być największa. Należy podkreślić, że zgodnie z danymi World Energy Outlook 2006 wydanie 1 USD na inwestycje dotyczące poprawy efektywności energetycznej pozwala zaoszczędzić 2 USD po stronie podaży energii (wytwarzanie, przesył, dystrybucja), oszczędzając jednocześnie paliwo niezbędne do wytwarzania tej energii.

### Inwestycje w infrastrukturę dostaw energii

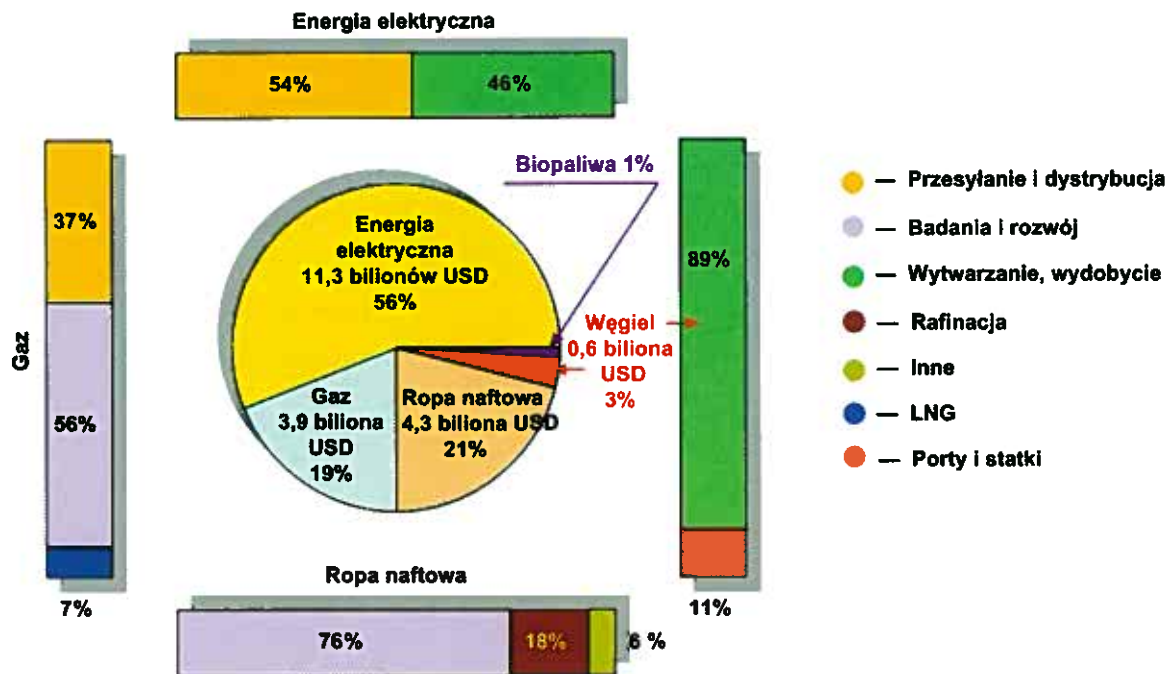
Zaspokojenie rosnącego światowego zapotrzebowania na energię wymaga ogromnych inwestycji w infrastrukturę dostaw energii. Prognozy zawarte w scenariuszu referencyjnym IAE (World Energy Outlook 2006) szacują, że w latach 2005-2030 całkowite potrzeby inwestycyjne światowej infrastruktury energetycznej będą wynosić trochę powyżej 20 bilionów dolarów (po kursie z 2005 roku). Same Chiny potrzebują

26) Przeliczenia dokonuje się przy pomocy wskaźnika GWP (Global Warming Potential), czyli potencjału tworzenia efektu cieplarnianego. Wskaźnik ten został wprowadzony w celu ilościowej oceny wpływu poszczególnych substancji na efekt cieplarniany, i odniesiony jest do dwutlenku węgla (dla którego GWP=1) w przyjętym horyzoncie czasowym (zazwyczaj 100 lat). I tak dla metanu (CH<sub>4</sub>) wskaźnik GWP=21, a dla podtlenku azotu (N<sub>2</sub>O) GWP=310. Oznacza to, że 1 t CH<sub>4</sub> wywołuje ten sam efekt cieplarniany co 21 t CO<sub>2</sub>.

27) Por. Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchyla-

jąca Dyrektywę Rady 93/76/EWG. Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej z 27.04.2006 r., nr L114/64. Zgodnie z definicjami tej dyrektywy, „efektywność energetyczna” to stosunek uzyskanych wyników, usług, towarów, lub energii do wkładu energii. Natomiast „poprawa efektywności” to zwiększenie efektywności końcowego wykorzystania energii dzięki zmianom technologicznym, gospodarczym lub zmianom zachowań.

Łączne środki finansowe na infrastrukturę energetyczną w latach 2005-2030 powinny wynosić 20,2 bilionów USD (20,2\*10<sup>12</sup> USD) po kursie 2005 roku



Rysunek 10. Prognozowane na lata 2005-2030 łączne środki finansowe na infrastrukturę energetyczną (wg scenariusza referencyjnego) (Źródło: opracowanie własne na podstawie danych World Energy Outlook 2006 OECD/IEA – 2007)

około 3,7 biliona USD. Podział środków finansowych na poszczególne sektory przedstawia rys. 10.

Nie ma żadnej gwarancji, że znajdą się wszystkie potrzebne pieniądze na te inwestycje tym bardziej, że potrzeby inwestycyjne przekraczają o 3 biliony USD pierwotne przewidywania, głównie z powodu wyższych kosztów jednostkowych wytwarzania. Najwięcej środków finansowych pochłoną inwestycje w sektorze energii elektrycznej (11,3 bln USD), następnie w sektorze ropy naftowej (4,3 bln USD) i gazu (3,9 bln USD). Inwestycje te w ciągu najbliższych 10-20 lat będą miały ogromny wpływ na przyszłe zmiany klimatu. Dlatego uzasadnione jest podjęcie szybkich i zdecydowanych kroków w kierunku racjonalnego zainwestowania tych olbrzymich środków w celu optymalizacji infrastruktury energetycznej przede wszystkim z punktu widzenia przeciwdziałania zmianom klimatu.

Polityki rządowe, czynniki geopolityczne, niespodziewane zmiany w kosztach jednostkowych i cenach oraz nowe technologie – wszystko to może wpłynąć na możliwości i motywacje dla prywatnych i publicznych przedsiębiorstw do inwestowania w różne ogniwa licznych łańcuchów dostaw energii. Większość inwestycji energetycznych będzie musiała pochodzić z sektora prywatnego, w związku z tym rządy poszczególnych krajów będą musiały odegrać znaczącą rolę w kreowaniu odpowiedniej atmosfery dla inwestowania. W tym celu powinny wprowadzić nowe strategie (np. promujące nowe wysokoefektywne oraz niskoemisyjne techno-

logie pozyskania energii) i odpowiednie stymulacje dla inwestorów w tym zakresie (np. lokalizacyjne, podatkowe czy też prawne), po to, aby założone inwestycje zostały wykonane, co jednocześnie zwiększy bezpieczeństwo dostaw. Stworzenie stabilnego i atrakcyjnego otoczenia dla inwestycji oraz udoskonalone i na większą skalę inwestowanie w nowoczesne technologie energetyczne, ze szczególnym uwzględnieniem tych ograniczających emisję CO<sub>2</sub>, powinny być również dla Unii Europejskiej priorytetem strategicznym<sup>28)</sup>.

### Podsumowanie

Pytanie zawarte w tytule artykułu jest nieco przewrotne, ponieważ jednoznaczna i obiektywna odpowiedź na nie jest niezmiernie trudna. Dwutlenek węgla z jednej strony jest gazem niezbędnym do istnienia życia na Ziemi, z drugiej zaś strony, zgodnie z istniejącymi opiniami naukowymi, jego nadmierna emisja do atmosfery stanowi jedną z głównych przyczyn zmian klimatycznych. Wydaje się więc, że tytułowe pytanie należy traktować w szerszym aspekcie. Czy zapobiegać, ewidentnie zachodzącym, zmianom klimatycznym na

28) Por. Komunikat Komisji do Rady i Parlamentu Europejskiego, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego oraz Komitetu Regionów *Działania na rzecz europejskiego strategicznego planu w dziedzinie technologii energetycznych*, COM(2006)847, Bruksela 10.01.2007 r.



Ziemi, czy też, nie ingerując w nie, pozostawić je bez zmian, jako naturalne, globalne i zawsze obecne w historii naszej planety. Na to drugie pytanie odpowiedź jest już znacznie prostsza. W środowisku naukowym pogląd, że to człowiek i jego działalność wpływa na podnoszenie się temperatury na Ziemi i wynikające z tego zmiany klimatu, jest rzadko kwestionowany. Większość naukowców popierających teorię globalnego ocieplenia nie neguje faktu naturalnych, cyklicznych zmian klimatu, podkreślając jednak zdecydowanie, że człowiek nie tyle samodzielnie powoduje zmiany klimatu, co drastycznie zmienia ich rozmiar. I w tym zakresie zapobieganie rozmiarom tych zmian jest konieczne i nieodzowne. Poważnym skutkiem zmian klimatycznych można zapobiec wyłącznie poprzez wczesne i radykalne ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, w tym najgroźniejszego z nich dwutlenku węgla będącego obecnie najważniejszą przyczyną światowego ocieplenia. Wiąże się to z przejściem na globalną gospodarkę niskoemisyjną o dużej efektywności energetycznej, z racjonalnym zarządzaniem popytem na energię, ze znacznie wyższym wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii lub innych zróżnicowanych form energii w celu osiągnięcia zrównoważonego rozwoju, konkurencyjności i niezależności gospodarczej, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska. Wszystko to razem stanowić powinno podstawę zintegrowanej polityki dotyczącej zmian klimatycznych i energii.

Światowa Rada Energetyczna (World Energy Council) w swoim oświadczeniu<sup>29)</sup> na temat zmian klimatycznych stwierdza, że wszystkie regiony świata potrzebują znacznego wzrostu dostępności nośników energii, tanich oraz społecznie i ekologicznie akceptowalnych, w celu osiągnięcia takiego poziomu rozwoju gospodarczego, który zapewni każdemu obywatelowi poprawę standardu życia. Wzrost ten może być oparty na czystych technologiach wytwarzania i użytkowania energii, których zaletą byłoby utrzymanie na stałym poziomie lub zmniejszenie emisji substancji szkodliwych, w tym gazów szklarniowych, do poziomu uznanego za akceptowalny i co najmniej ograniczenie związków między wielkością emisji a wzrostem gospodarczym. Kluczem do osiągnięcia tego sukcesu jest zdecydowana polityka energetyczna i ekologiczna poszczególnych rządów, promująca prace badawczo-wdrożeniowe i inwestycje infrastrukturalne, mające za

swoje główne zadania zapewnić bezpieczeństwo energetyczne oraz zapobiec zmianom klimatu na Ziemi. Stworzenie globalnych uregulowań prawnych i politycznych dla powszechności zmniejszenia emisji powinno być nie mniej ważne niż koszty, które trzeba będzie ponieść w tym zakresie i musi być zadaniem priorytetowym rządów i organizacji międzynarodowych.

Według raportu Nicholasa Sterna przygotowanego dla rządu brytyjskiego (patrz przypis 13), w celu redukcji gazów cieplarnianych i uniknięcia najgorszych konsekwencji zmian klimatycznych, potrzeba 1% globalnego światowego PKB (GDP – Gross Domestic Product) w skali rocznej. W przeciwnym wypadku niepodjęcie żadnych działań pociągnie za sobą ogólne koszty powodujące spadek o co najmniej 5% globalnego PKB rocznie w wyniku zjawisk związanych z ocieplaniem klimatu. Wzięcie pod uwagę szerszego zakresu ryzyka i konsekwencji oznacza, że spadek ten zwiększy się do 20% PKB, a nawet więcej.

Tony Blair, były premier Wielkiej Brytanii, w recenzji książki Tima Flannerego *Twórcy pogody* stwierdził, że „*Zmiana klimatu jest prawdopodobnie najpoważniejszym, jaki widział świat, problemem wymagającym zbiorowego działania*”. W dalszej wypowiedzi skonstatował, że problemy można prawidłowo identyfikować i rozwiązywać tylko dzięki ich zrozumieniu. Wtedy zyskuje się mądrość i zdolność dostrzeżenia, jak wrażliwy jest nasz klimat i jakie działania musi podjąć nasze pokolenie, by go chronić. Z wypowiedzi tej jednoznacznie wynika, że poznany proces przyczynowo-skutkowy zmian klimatu zobowiązuje całą społeczność międzynarodową do zintensyfikowania działań w zakresie powstrzymania tych zmian. Rozwiązanie tego problemu nie zależy tak naprawdę od zmiany polityki czy technologii. Jeśli chce się wygrać wojnę ze zmianą klimatu, wszyscy muszą wziąć w niej udział, zwłaszcza rządy poszczególnych krajów, organizacje międzynarodowe, jak i wielkie przedsiębiorstwa przemysłowe.



Autor jest dyrektorem Środkowozachodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Łodzi

29) Por. Oświadczenie Światowej Rady Energetycznej na 2007 rok w sprawie zmian klimatycznych, Energetyka, kwiecień 2007, [www.e-energetyka.pl](http://www.e-energetyka.pl).

# UCHWAŁA V MIĘDZYNARODOWEGO KONGRESU GÓRNICTWA WĘGLA BRUNATNEGO

V Międzynarodowy Kongres Górnictwa Węgla Brunatnego odbył się w Bełchatowie, w dniach 11-13 czerwca 2007 r.

Kongres zorganizowali:

- BOT Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów SA,
- Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Górnictwa Oddział w Bełchatowie,
- Wydział Górnictwa i Geoinżynierii Akademii Górniczo-Hutniczej im. St. Staszica w Krakowie,
- Wydział Geoinżynierii, Górnictwa i Geologii Politechniki Wrocławskiej.

W Kongresie uczestniczyło 340 osób z kraju i 56 z zagranicy reprezentujących wyższe uczelnie i instytuty naukowo-badawcze, branżowe departamenty ministerstw zarządzających górnictwem i energetyką, koncerny paliwowo-energetyczne, kopalnie, elektrownie pracujące na węglu brunatnym, przemysł maszyn i urządzeń oraz firmy i instytucje współpracujące z branżą węgla brunatnego i energetyki.

Obrazy V Kongresu, nad którym patronat honorowy sprawował Premier Rzeczypospolitej Polskiej Jarosław Kaczyński, toczyły się pod hasłem „Węgiel brunatny – Energia – Rozwój”.

Przebieg obrad Kongresu potwierdził bardzo istotną rolę węgla brunatnego, jako paliwa energetycznego w obecnym okresie i w kilkudziesięcioletniej perspektywie, nie tylko w Polsce, ale również w Unii Europejskiej i na świecie. Obecnie w Polsce i na świecie węgiel brunatny jest najtańszym paliwem do produkcji energii elektrycznej. Prognozy specjalistów przewidują, że tendencja ta utrzyma się w długim horyzoncie czasu, ponieważ inne paliwa energetyczne w dotychczas rozpoznanych złożach wyczerpują się. Nowe złoża posiadać będą gorsze warunki górnictwo-geologiczne a tym samym będą droższe.

Obrady wykazały również ważną i stale rosnącą rolę węgla brunatnego, jako surowca do produkcji paliw gazowych i ciekłych, komponentów glebotwórczych dla rolnictwa i ogrodnictwa oraz jako składnika do produkcji pasz dla inwentarza w gospodarstwach rolnych.

Z opublikowanych 66 referatów i przeprowadzonej dyskusji w trakcie Kongresu, przyjęto następujące generalne wnioski:

1. Funkcjonowanie branży węgla brunatnego i bazującej na nim energetyki w krajach Unii Europejskiej oraz na świecie, oparte jest na najnowocześniejszych rozwiązaniach naukowo-badawczych oraz projektowych opartych na długoletnich doświadczeniach eks-

ploatacyjnych. Wdrażanie na bieżąco nowoczesnych rozwiązań i stosowanie nowych materiałów konstrukcyjnych powoduje, że kopalnie osiągają wysoką i stale rosnącą sprawność w eksploatacji węgla. Przy wykorzystaniu nowych osiągnięć nauki możliwe jest energetyczne wykorzystanie paliwa węglowego przy znacznie wyższej sprawności cieplnej procesu nie powodującej zwiększonej emisji dwutlenku węgla do atmosfery.

2. Węgiel brunatny w Polsce, podobnie jak w krajach Unii Europejskiej i na świecie, jest obecnie i w perspektywie kilkudziesięciu lat będzie jednym z głównych surowców energetycznych wykorzystywanych w energetyce. Udokumentowane zasoby światowe wynoszą ponad 500 mld Mg węgla brunatnego. Przewiduje się, że wystarczą one na ponad 300 lat, a zasoby węgla kamiennego na około 200 lat. Dla porównania: obecne światowe zasoby gazu, ropy naftowej oraz uranu wystarczą tylko na około 40 lat. Dlatego świat staje przed bardzo poważnym problemem – czym pokryć potrzeby energetyczne za 30-40 lat.

Polska posiada rozpoznanych ponad 150 złóż i obszarów węglonośnych węgla brunatnego. Udokumentowano ponad 14 mld Mg surowca w złożach pewnych i ponad 60 mld Mg w zasobach oszacowanych. Możliwość występowania w obszarach potencjalnie węglonośnych ocenia się na ponad 140 mld Mg. Nasz kraj ma wielkie bogactwo. Tym w pełni niedocenianym dzisiaj bogactwem jest WĘGIEL BRUNATNY.

Światowa baza zasobów złóż węgla brunatnego jest dostatecznie duża i umożliwia zagospodarowanie nowych złóż zarówno za pomocą technologii tradycyjnych, jak i nowych. Szansą dla branży górnictwa węgla brunatnego jest właśnie rozwój technologii umożliwiających energetyczne lub chemiczne przetwórstwo, węgla wydobytego lub bezpośrednio w złożu, na paliwo gazowe i ciekłe oraz jako komponenty glebotwórcze i paszowe w sektorze rolnictwa.

Kraje bogate w zasoby węgla brunatnego powinny przeznaczać środki finansowe na badania i rozwój technologii chemicznego przetwórstwa węgla brunatnego poprzez jego zgazowanie w złożu lub przeróbkę na paliwa ciekłe.

3. Bardzo istotnym zagadnieniem jest ciągle podwyższanie sprawności elektrowni opalanych węglem brunatnym w celu zmniejszenia emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery. W tym zakresie jednym z kluczowych zagadnień jest pozyskanie technologii wstępnego suszenia węgla brunatnego ciepłem odpadowym lub prowadzenie procesu wstępnego suszenia z odzyskiem ciepła. Techno-

logie te mogłyby również przyczynić się do uzyskania paliwa konkurencyjnego do innych paliw stałych, jak i surowca do produkcji paliw płynnych.

Rozwój technologii w zakresie ograniczenia nadmiernej emisji CO<sub>2</sub> przez energetykę opartą na węglu oraz brak własnych złóż ropy i gazu ziemnego, w wielu krajach świata wymuszają konieczność uzupełnienia perspektywicznej bazy surowców energetycznych węglem brunatnym, który spełnia kryteria ekonomicznej konkurencyjności.

4. Światowe górnictwo węgla brunatnego opanowało sposoby eksploatacji i przetwarzania węgla z maksymalnym ograniczeniem negatywnego wpływu na środowisko naturalne. W wielu przypadkach kopalnie korzystają z opinii instytucji naukowych zajmujących się ochroną środowiska, a szczególnie rekultywacją gruntów i wód. Rekultywacja terenów pogórnicznych prowadzona jest przez kopalnie na najwyższym poziomie, zapewniającym wykorzystanie przekazywanych terenów pokopalnianych do produkcji rolnej, leśnej lub dla potrzeb rekreacji. Niejednokrotnie zrehabilitowane tereny poeksploatacyjne są bardziej zróżnicowane przyrodniczo i krajobrazowo niż pierwotnie. Posiadają również większą wartość dla samorządów pod względem rozwoju bazy turystyczno-wypoczynkowej.

5. Duży i kosztowny zakres przyszłych zadań w zakresie rekultywacji terenów poeksploatacyjnych i likwidacji kopalń węgla brunatnego w Polsce wymaga pilnych zmian w dotychczasowych zasadach gromadzenia środków finansowych na te cele. W tym zakresie wymagana jest nowelizacja Prawa Geologicznego i Górniczego.

6. Dla optymalnego modelu gospodarki paliwowo-energetycznej Polski, konieczne jest preferowanie planowego i racjonalnego rozwoju bazy zasobowej uwzględniającej własne surowce energetyczne, jak również koszty ich pozyskiwania, jako paliwa do produkcji energii w warunkach konkurencji wolnorynkowej, a także uwarunkowania środowiskowe i społeczne.

7. Konieczna do uzyskania dywersyfikacja źródeł zaopatrzenia w energię dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, nie stoi w sprzeczności z utrzymaniem dominującej pozycji własnych kopalnych surowców energetycznych, których zasoby gwarantują pokrycie zapotrzebowania do połowy bieżącego stulecia i będą siłą napędową rozwoju gospodarczego kraju, dając liczące się zatrudnienie w górnictwie, energetyce i sektorach współpracujących.

8. Polska posiada wszystkie atuty do rozwoju górnictwa węgla brunatnego w postaci wyspecjalizowanego zaplecza naukowo-projektowego oraz produkcyjnego w zakresie projektowania, budowy i eksploatacji kopalń węgla brunatnego oraz projektowania i budowy maszyn i urządzeń do eksploatacji odkrywkowej. Do zaplecza naukowego należy zaliczyć m.in.: Akademię Górniczo-Hutniczą w Krakowie, Politechnikę Wrocławską we Wrocławiu, Politechnikę Śląską w Gliwicach oraz szereg uczelni technicznych kształcących kadre techniczną dla kopalń i wiele placówek i instytutów na-

ukowych pracujących na rzecz branży węgla brunatnego. Do zaplecza projektowego w głównej mierze należy zaliczyć: Poltegor-Projekt, Poltegor-Instytut we Wrocławiu, SKW w Zgorzelcu, Główny Instytut Górnictwa w Katowicach oraz Instytut Energetyki w Warszawie. W zakresie budowy maszyn i urządzeń głównym zapleczem branży są: FUGO SA w Koninie, KOPEX FAMAGO SA w Zgorzelcu, FAMAK SA w Kluczborku, SEMPERTRANS Bełchatów, Fabryka Taśm Transporterowych Stomil Wolbrom SA, Huta Stalowa Wola SA, MAAG GEAR ZAMECH w Elblągu, ZPR BOT KWB Bełchatów SA, i wiele innych firm produkujących urządzenia, ich części i podzespoły.

9. Osiągnięcia eksploatacyjne i wyniki ekonomiczne związane z wydobyciem i wykorzystaniem węgla brunatnego w energetyce uzyskiwane w sposób stały, nakazują bieżące maksymalne wykorzystanie zasobów w czynnych obecnie rejonach eksploatacji tego surowca w Polsce. Bardzo pilnym i strategicznym zadaniem jest przygotowanie do eksploatacji nowego zagłębia górnictwo-energetycznego, które w przyszłości zastąpiłoby produkcję energii elektrycznej z dotychczas eksploatowanych rejonów. Jest to zadanie nie tylko dla górnictwa i energetyki, ale dla całej gospodarki kraju. Zadanie to winno znaleźć się w trybie pilnym w rządowym programie funkcjonowania i rozwoju polskiej energetyki. Rząd RP winien uznać węgiel brunatny jako paliwo strategiczne dla krajowej energetyki.

10. Najbardziej predysponowanym górnictwo i ekonomicznie rejonem przyszłej eksploatacji węgla brunatnego są złoża w rejonie Legnicy o udokumentowanych zasobach rzędu 4 mld Mg i zasobach szacunkowych rzędu 15 mld Mg. Perspektywiczne zagłębie węgla brunatnego Legnica może w pełni zastąpić obecne wydobycie węgla brunatnego w Polsce.

11. Drugim bardzo dobrym perspektywicznym złożem węgla brunatnego w Polsce jest złożo Gubin – Mosty. Posiada ono zasoby określone na około 5 mld Mg. Zasoby te są ponad 3 razy większe niż w Bełchatowie. Bardzo ważnym i pilnym zagadnieniem, podobnie jak w Legnicy, jest dokończenie badań geologicznych i ochrona powierzchni dla uniemożliwienia dalszej zabudowy terenu. W tym regionie może powstać zagłębie paliwowo-energetyczne dwa razy większe niż obecne w Bełchatowie.

12. Dla realizacji proponowanych planów rozwojowych energetyki bazującej na węglu brunatnym, niezbędne jest oparcie bezpieczeństwa energetycznego Polski o własne zasoby tego surowca oraz ustalenie jednolitych zasad gospodarki rynkowej w zakresie wszystkich nośników energii elektrycznej. Konieczny rozwój polskiej energetyki dla pokrycia rosnących potrzeb w zabezpieczeniu dostaw energii elektrycznej powinien być obowiązkiem nie tylko górników i energetyków, ale też władz rządowych i samorządowych tak na szczeblu krajowym, jak i lokalnym.

13. Bezpieczeństwo energetyczne Polski należy wiązać z bezpieczeństwem energetycznym Unii Euro-



pejskiej stanowiącej jedność gospodarczą. Podejście to, określone w Strategii Lizbońskiej, umożliwi praktyczne zastosowanie pojęcia „Energy Mix”, istotnego dla rozwoju energetyki opartej na paliwach stałych. Dla jego realizacji ważne jest reprezentowanie wspólnych poglądów władz rządowych oraz naszych przedstawicieli na forum Unii Europejskiej.

14. Zagospodarowanie złóż perspektywicznych w obecnie czynnych rejonach eksploatacji węgla brunatnego: Złoczew, Piaski, Tomiszewice, Ościstowo czy Koźmin oraz złóż w nowych rejonach jak Legnica – Ścinawa – Głogów i Gubin – Mosty pozwoliłoby na podniesienie, za około 30-40 lat, poziomu wydobycia węgla brunatnego nawet do 100-120 mln Mg rocznie i utrzymanie na tym poziomie przez co najmniej 100 lat. Ten poziom wydobycia węgla brunatnego umożliwiłby podwojenie obecnie zainstalowanej mocy w elektrowniach na węgiel brunatny do poziomu 15-20 tys. MW.

*Jest to optymalna oferta energetyczna dla POLSKI na XXI wiek.*

**Kongres zobowiązuje KOMITET ORGANIZACYJNY do rozpowszechniania uchwały i przekazania jej przedstawicielom administracji rządowej i samorządowej, parlamentarzystom, naukowym ośrodkom opiniotwórczym – w celu wykorzystania w podejmowanych decyzjach.**

Kongres potwierdził potrzebę dalszych spotkań dla ciągłej wymiany doświadczeń i osiągnięć branży węgla brunatnego i energetyki.

Zobowiązuje się w związku z tym Komitet Organizacyjny V Kongresu, do przeprowadzenia działań dla ustalenia miejsca, czasu i organizatora kolejnego VI Kongresu.

*Bełchatów, 13.06.2007 r*

## COMIESIĘCZNE SPOTKANIE CZŁONKÓW ZESPOŁU DS. INTERDYSCYPLINARNEJ WSPÓŁPRACY MIĘDZYNARODOWEJ ORAZ CZŁONKÓW ZESPOŁU SPOŁECZNYCH DORADCÓW PREZESA URE

Połączone spotkanie odbyło się 18 czerwca br. w siedzibie Banku Gospodarki Żywnościowej przy ul. Kasprzaka 14, w którego progach obydwie Zespoły gościły już nie po raz pierwszy. Gościem specjalnym spotkania był poseł do Parlamentu Europejskiego, członek Komisji Przemysłu, Badań Naukowych i Energii, Sprawozdawca 7 Programu Ramowego prof. Jerzy Buzek. Z tego powodu spotkanie odbyło się w rozszerzonym składzie – na spotkanie zaproszeni zostali także dyrektorzy wszystkich oddziałów terenowych. Tematem przewodnim były nowe technologie pozyskania energii w kontekście rekomendacji dla Polski.

Pierwszym prelegentem był Piotr Seklecki z Urzędu Regulacji Energetyki. Przybliżył uczestnikom spotkania zagadnienia nowych technologii pozyskania energii w świetle wybranych dokumentów z pakietu dokumentów przedstawionego 10 stycznia 2007 r. przez Komisję Europejską<sup>1)</sup>. Prelegent przedstawił wizję przyszłości

energetycznej Europy. Jej filarami są: ograniczenie energochłonności, dywersyfikacja źródeł energii, całkowita liberalizacja, połączenie systemów energetycznych uwzględniających inteligentne technologie informatyczne i telekomunikacyjne oraz zmiana sposobu produkcji, dystrybucji i wykorzystania energii. Proces wprowadzania innowacji w obszarze technologii energetycznych wykazuje strukturalne słabości, które można przezwyciężyć jedynie przez wspólne działania. W tym celu średni roczny budżet programów ramowych na cele badań energetycznych (WE i Euratom) wyniesie 886 mln euro w porównaniu z 574 mln euro dla pro-

nologii energetycznych, *Towards a European Strategic Energy Technology Plan*, Bruksela, 10.01.2007, COM(2006) 847, wersja ostateczna;

Komunikat Komisji do Rady i PE: zrównoważona produkcja energii z paliw kopalnych: cel – niemal zerowa emisja ze spalania węgla po 2020 r., *Sustainable power generation from fossil fuels: aiming for near-zero emissions from coal after 2020*, Bruksela, 10.01.2007, COM(2006) 843, wersja ostateczna; Komunikat Komisji do Rady i PE – Ramowy program dla energetyki jądrowej, *Nuclear Illustrative Programme*; Bruksela, 10.01.2007, COM(2006) 844, wersja ostateczna.

1) Komunikat Komisji do Rady, PE, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego oraz Komitetu Regionów – Działania na rzecz europejskiego strategicznego planu w dziedzinie tech-



gramów poprzednich. Komisja Europejska w 2007 r. rozpocznie prace nad opracowaniem mechanizmu, który da impuls do wybudowania i uruchomienia w UE przed 2015 r. maksymalnie 12 dużych elektrowni wyposażonych w systemy wychwytywania i sekwestracji CO<sub>2</sub>. Kończąc prelegent przedstawił pogląd, że energetyka jądrowa od kilku lat znów jest uważana za strategiczny element polityki bezpieczeństwa energetycznego wielu państw.

Następnym prelegentem był Krzysztof Bolesta z Dyrekcji Generalnej ds. Transportu i Energii Komisji Europejskiej (DG TREN), który skupił się na zaprezentowaniu polityki Komisji Europejskiej w zakresie promowania nowych technologii przechwytywania i bezpiecznego magazynowania dwutlenku węgla. Celem strategicznym Komisji Europejskiej jest redukcja emisji gazów cieplarnianych (GHG) o minimum 20% do roku 2020, w odniesieniu do poziomu z 1990 r. Prelegent m.in. przedstawił, że jednym z celów szczegółowych działań Komisji Europejskiej jest budowa do 2015 r. 12 obiektów demonstracyjnych, których zadaniem będzie testowanie kilku różnych technologii w tym zakresie, a także udowodnienie „rynkowości” konceptu do 2020 r. Na koniec mówca wyliczył możliwe źródła finansowania takich pionierskich projektów. Źródła te to m.in. 7 Program Ramowy, Fundusze strukturalne, Fundusz Spójności, Europejski Bank Inwestycyjny, Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju. Komisja rozważa także wprowadzenie nowych instrumentów.

Po przerwie swoje niezwykle interesujące wystąpienie rozpoczął gość honorowy spotkania prof. Jerzy Buzek. Prezentacja profesora, przedstawiona z polotem i entuzjazmem, spotkała się z żywym zainteresowaniem uczestników. Prelegent w bardzo ciekawy sposób starał się odpowiedzieć na pytanie postawione w tytule prezentacji „Dlaczego węgiel, jak i kiedy?”.

Na początku profesor scharakteryzował 7 Program Ramowy na lata 2007-2013, którego budżet wynosi obecnie 54 mld euro. Aktualnie budżet programu jest o ponad 2,5-krotnie większy w porównaniu do budżetu programu na lata 2002-2006. Profesor odpowiadając na postawioną w tytule swojej prezentacji tezę, zaprezentował kilka istotnych założeń, takich jak:

- rosnące w skali świata zapotrzebowanie na energię elektryczną – wzrost szacowany jest na 2-3 % rocznie;
- światowe zapotrzebowanie na energię elektryczną z nowych elektrowni wg Międzynarodowej Agencji Energii przekroczy 4500 GW w 2030 r.;
- węgiel jest obecnie w skali światowej **jedynym surowcem energetycznym** pozwalającym na **w miarę stabilne zaspokojenie** potrzeb w perspektywie czasowej 200 lat (rozproszona lokalizacja zasobów poza regionami konfliktów i stabilne, w miarę wolno rosnące ceny);
- **odmienna sytuacja** – dla gazu ziemnego i ropy naftowej, których zasoby ulegną wyczerpaniu odpowiednio za 60 i 45 lat.

Profesor wskazał następnie na plany Komisji Europejskiej, które przewidują:

- w 2007 r. opracowanie mechanizmu stymulującego budowę 10-12 demonstracyjnych elektrowni z układem CCS (*Carbon Capture and Storage*);
- do 2020 r. opracowanie technologii umożliwiających wzrost zastosowania technologii energetycznych opartych o źródła energii odnawialnej (w tym druga generacja biopaliw i farm wiatrowych);
- po 2020 r. nowe obiekty energetyczne na paliwa kopalne będą musiały zawierać instalacje CCS;
- do 2030 r. elektryczność i ciepło będą produkowane w układach umożliwiających dekarbonizację paliw kopalnych; transport zostanie przystosowany do stosowania wodoru i drugiej generacji biopaliw;
- do 2050 r. osiągnięcie stanu pełnej dekarbonizacji produkcji energii w Europie z dużym udziałem energii odnawialnej i nowej generacji elektrowniami nuklearnymi.

Profesor rozważał kwestię, czy Polska powinna być zainteresowana rozwojem i wdrożeniem technologii „czystego węgla”, w tym produkcji paliw płynnych na bazie węgla kamiennego. W tym celu przedstawił bardzo interesującą analizę, w której zamieścił zestawienie mocnych i słabych stron rozważanej technologii, a także korzyści i zagrożenia z niej płynące.





#### *Mocne strony:*

- znaczące zasoby węgla;
- brak własnych zasobów ropy naftowej;
- element dywersyfikacji źródeł energii;
- możliwości finansowania z funduszy europejskich;
- możliwości lokalizacji instalacji na Śląsku;
- możliwości wykorzystania krajowego potencjału wytwórczego w przemyśle maszyn i urządzeń;
- przewidywana akceptacja społeczna.

#### *Słabe strony:*

- trudna dostępność rynkowa do stosunkowo taniego węgla ze względu na restrukturyzację sektora i strukturę własności rynku;
- opory społeczne przed wprowadzeniem nowego rodzaju paliwa na rynek (vide biopaliwa);
- brak kapitału krajowego w aspekcie wysokich nakładów inwestycyjnych;
- wzrost kosztów wydobycia węgla;
- konieczność tworzenia nowej gałęzi przemysłu przetwórstwa węgla od podstaw.

#### *Korzyści:*

- Polska może stać się liderem przetwórstwa węgla na paliwa płynne w UE;
- możliwości eksportu technologii na rynki zewnętrzne;
- wieloletnie perspektywy zbytu produktów w świetle wolnego postępu we wdrażaniu alternatywnych paliw silnikowych;
- bezpieczeństwo energetyczne i paliwowe – poprawa niezależności gospodarczej i pośrednio politycznej Polski;
- powstawanie nowych miejsc pracy.

#### *Zagrożenia:*

- konkurencyjność innych źródeł paliw płynnych i opałowych (np. biopaliwa);
- rozwój alternatywnych źródeł zasilania silników transportu (wodór, ogniwa paliwowe);
- podjęcie eksploatacji nowych pokładów ropy naftowej i spadek cen na rynkach światowych.

Profesor Buzek kończąc przedstawił tezę, że należy tworzyć kopalnie XXI wieku i instalacje energetyczne, które produkowałyby **energię elektryczną, paliwa i surowce chemiczne**, poprzez zgazowanie w złożu i poza nim. **Specjalizacją Polski** powinien być **węgiel, który stanie się surowcem** np. do produkcji substytutu gazu ziemnego lub paliw silnikowych, a czyste chemiczne produkty jego konwersji będą mogły być transportowane do lokalnych źródeł energii istniejącą siecią dystrybucyjną.



Po prezentacji nastąpiła dyskusja, w trakcie której zadano szereg pytań, dotyczących zarówno spraw ogólnych, jak i zagadnień szczegółowych. Profesor Buzek starał się wyczerpująco odpowiadać na każde pytanie. W trakcie całego spotkania wykazał się zarówno merytoryczną znajomością problemu i perspektywnym spojrzeniem na istotę zagadnienia, jak i przystępną i osobistym zaangażowaniem.

*Opracował: Rafał Roston,  
Departament Integracji Europejskiej  
i Studiów Porównawczych URE*



# RAPORT EURELECTRIC W SPRAWIE POLITYK PODATKOWYCH W SEKTORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Europejska Unia Przemysłu Elektroenergetycznego Eurelectric opublikowała krótki raport dotyczący obciążeń podatkowych nakładanych na energię elektryczną w krajach członkowskich<sup>1)</sup>, który został przygotowany przez własnych ekspertów ds. podatkowych<sup>2)</sup>. Dokument ten wpisuje się w trwającą w Europie debatę nad warunkami fiskalnymi dostaw energii elektrycznej. Taką debatę toczy się obecnie również i w Polsce<sup>3)</sup>.

Raport składa się z krótkiego wprowadzenia oraz z opisów rodzajów obciążeń fiskalnych, jakie stosuje się do przedsiębiorstw z sektora energii elektrycznej w 13 państwach europejskich<sup>4)</sup>. W raporcie zamieszczono krótką charakterystykę polityki UE w tym zakresie<sup>5)</sup> oraz tabele z wysokością akcyzy nakładanej na energię elektryczną w poszczególnych państwach.

W opinii ekspertów kraje członkowskie nie realizują wspólnotowej polityki energetycznej. Władze krajowe ustalając szczegóły swojej polityki fiskalnej szczególnie zapominają o wspieraniu zrównoważenia źródeł energii (*energy sustainability*). Mianowicie w niektórych państwach członkowskich nastąpił wzrost obciążeń nakładanych na energię elektryczną wytwarzaną z pomocą technologii o niskiej emisyjności dwutlenku węgla, pochodzącą ze źródeł własnych. Przykładem może służyć Francja oraz Norwegia, gdzie obłożono energię wodną wyższymi lub nawet dodatkowymi podatkami. Również Szwecja wprowadziła nowy podatek na energię atomową, liczony zdolnością mocy cieplnej każdego reaktora.

Obecnie podstawą nakładania akcyzy jest dyrektywa w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej<sup>6)</sup>, w której przewiduje

się minimalne poziomy opodatkowania energii elektrycznej dla zastosowania gospodarczego 0,5 euro/MWh, a dla zastosowania niegospodarczego 1 euro/MWh.

Jak wynika z danych Raportu poszczególne kraje mają ogromnie zróżnicowane stawki akcyzy na energię elektryczną od minimalnej do 80 euro/MWh. W Polsce akcyza na energię elektryczną jest dość wysoka; w kategorii zastosowania gospodarczego (*business use*) więcej płacą jedynie Duńczycy, Szwedzi, Austriacy i Niemcy (odpowiednio 89, 28, 15, 12 euro – Polska 5 euro<sup>7)</sup>). Zakłóca to równe warunki konkurencji i nie wpływa na prawidłowy rozwój jednolitego rynku energii elektrycznej.

Przykładem realizacji wyłącznie celów fiskalnych wydaje się być opodatkowanie energii elektrycznej w Belgii. W pewnym momencie planowano tam wprowadzenie początkowo jednorazowego podatku w wysokości 11 000 euro na każdy MW potencjalnej zdolności wytwórczej, nakładany na wytwórców energii elektrycznej wtedy, gdy posiadają oni niewykorzystywane składniki produkcyjnego majątku trwałego. Podatek ma służyć zmuszeniu dotychczasowych dysponentów mocy wytwórczych do odsprzedaży nieużytkowanych aktywów nowym graczom, którzy chcą wejść na rynek. Wprowadzono wymogi wielkości mocy, tzn. minimum 400 MW w technologii gazowej lub 250 MW w technologii węglowej lub ze źródeł odnawialnych. Niemniej jednak rządowa wersja belgijskiej ustawy została znacząco zmieniona w toku prac legislacyjnych, ponieważ w ostatecznej wersji podatek ten jest nakładany nie jednorazowo, a corocznie. Wskazuje to – ocenia Raport – że podatek ma charakter wyłącznie fiskalny, a jego celem jest przysporzenie większych wpływów do budżetu państwa, zakłócając równe warunki konkurencji i kreując dodatkowe ryzyko dla nowych inwestycji.

Raport zamieszcza konkluzję, że generalnie podstawą nakładania nowych obciążeń podatkowych na energię elektryczną nie leżą racjonalne przesłanki służące osiągnięciu celów wspólnotowej polityki energetycznej, uformowanej w triadę – bezpieczeństwo dostaw, konkurencja, źródła odnawialne. Jedynymi przesłankami wydaje się być chęć przysporzenia dodatkowych środków dla budżetu.

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

1) Raport w sprawie polityk podatkowych w sektorze energii elektrycznej, The Fiscal Flash 07 on developments in Tax Policies relevant for the European Electricity Industry in 2007, Eurelectric, <http://www.eurelectric.org/Download/Download.aspx?DocumentFileID=48487>.

2) *Network of Experts for Fiscal Issues*.

3) Np. *Podatki energetyczne w UE – wpływ na zmiany strukturalne w energetyce*, Katarzyna Janiszewska, Biuletyn URE nr 6/2003.

4) Są to: Austria, Belgia, Niemcy, Hiszpania, Finlandia, Francja, Węgry, Włochy, Litwa, Norwegia, Holandia, Szwecja, Słowenia.

5) *Zielona Księga – Instrumenty rynkowe na potrzeby polityki w zakresie ochrony środowiska i w dziedzinach pokrewnych*, COM (2007) 140 final, 28.03.2007.

6) Dyrektywa Rady 2003/96/WE z 27 października 2003 r. w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej (Dziennik Urzędowy L 283, 31/10/2003 P. 0051 – 0070).

7) Raport przedstawia sytuację na dzień 1 stycznia 2007 r. Kurs wg NBP: PLN/Eur 3,83.

## Liberalizacja rynku energii – informacje na stronie internetowej URE

W celu pobrania informacji dotyczących otwarcia rynku energii elektrycznej i gazu należy:

- 1) wejść na stronę internetową URE (www.ure.gov.pl), kliknąć na pozycję „6 kroków jak zmienić sprzedawcę energii elektrycznej?”;

**Urząd Regulacji Energetyki**  
www.ure.gov.pl

Wyszukiwanie fraz...

OTWARCIE RYNKU

### 6 kroków

**Jak zmienić sprzedawcę energii elektrycznej?**  
Infolinia: 022 661 62 32

16.07.2007  
Pismo Prezesa URE do przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię elektryczną w wysokoenergetycznej kogeneracji

14.07.2007  
Komunikat w sprawie zmiany decyzji zatwierdzającej Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej Gazowej w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi

17.07.2007  
Komunikat w sprawie rozstrzygnięcia Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów dotyczących decyzji Prezesa URE o zatwierdzeniu DRES

02.07.2007  
KOMUNIKAT w sprawie wyznaczenia operatorów systemów dystrybucyjnych

30.06.2007  
KOMUNIKAT w sprawie zmiany Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych

27.06.2007  
Zapis czasu z Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki

- 2) ze strony, która się wówczas pojawi, można pobrać informacje dotyczące otwarcia rynku.

**Poradnik Otwarcia Rynku**

1 lipca 2007  
otwarcie rynku energii elektrycznej i gazu

OTWARCIE RYNKU

### 6 kroków

**Jak zmienić sprzedawcę energii elektrycznej?**

1 2 3 4 5 6

**Rynek energii...**

- ENERGIA ELEKTRYCZNA
- ŹRÓDŁO
- SIECI
- SPÓŁKA DYSTRYBUCYJNA
- PRAWO WYBORU SPRZEDAWCY
- SPRZEDAWCA
- DLA ZAAWANSOWANYCH

**Prawda czy Fałsz?**

1. Po 1 lipca 2007 r. nastąpi otwarcie rynku to znaczy, że będzie można kupować prąd za granicą.  
Fałsz. Otwarcie rynku nie oznacza otwarcia granic. W zasadzie są one już otwarte.

2. Energetyka funkcjonuje w warunkach monopolu naturalnego i konkurencja jest niemożliwa.  
Fałsz. Obszar monopolu ograniczony jest do działalności sieciowej.

**Najczęściej zadawane pytania**

1. Czy to prawda, że po 1 lipca 2007 r. musimy zmienić sprzedawcę?  
Nie musimy, ale dołączysz do grona tych co mogą – uzyskasz przywileje.

2. Czy URE może zagwarantować, że nowy sprzedawca będzie tańszy?  
Niestety nie. Każdy kto zdecyduje zmienić sprzedawcę powinien rozważyć oferty różnych sprzedawców. Nawet jeśli w którejś z ofert znajduje się gwarancja stałej ceny.

3. Czy zmiana sprzedawcy wiąże się z dodatkowym ryzykiem?  
Owszem, z decyzją o zmianie sprzedawcy wiąże się nie tylko perspektywa oszczędności ale i zwiększone ryzyko.

**Rynek gazu...**

- GAZ ZŁOŻYNY
- ŹRÓDŁA GAZU
- TRANSPORT GAZU
- SPÓŁKA GAZOWNICTWA
- PRAWO WYBORU SPRZEDAWCY
- SPRZEDAWCA
- DLA ZAAWANSOWANYCH

**Ważne informacje**

Na co trzeba uważać przy zmianie sprzedawcy:

1. Zawsze, a zwłaszcza w przypadku aktywności bezpośredniej i telefonicznej uważajmy co podpisujemy...

2. Szczególną ostrożność należy zachować słysząc (lub czytając) takie zwroty:  
- Gratulujemy! Wygrał (a) Pan (Pani) talon ( kupon) na tańszą energię.

## Zamówienie numerów archiwalnych Biuletynu URE

ZAMÓWIENIE BIULETYNU URE \* ZAMÓWIENIE BIULETYNU URE \* ZAMÓWIENIE BIULETYNU URE \* ZAMÓWIENIE BIULETYNU URE \* ZAMÓWIENIE BIULETYNU URE

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

Tytułem:  
**Oplata za Biuletyn URE**

(stempel Banku)

(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

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

Tytułem:  
**Oplata za Biuletyn URE**

(stempel Banku)

(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

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

Tytułem:  
**Oplata za Biuletyn URE**

(stempel Banku)

(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)

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

Tytułem:  
**Oplata za Biuletyn URE**

(stempel Banku)

(pieczęć zleceniodawcy i podpisy)



Zamówienie _____ Biuletynu URE _____	
Numery:	
Liczba egzemplarzy:	
Wartość:	
Imię i nazwisko lub nazwa firmy:	
Imię i nazwisko bezpośredniego odbiorcy Biuletynu:	
Ulica:	nr:
Miasto:	kod: □□ - □□□□
tel. kontaktowy (z kier.):	
faks:	
NIP: □□□□ - □□□□ - □□□ - □□□	
Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu.	
----- Pieczętka i podpis	

Zamówienie _____ Biuletynu URE _____	
Numery:	
Liczba egzemplarzy:	
Wartość:	
Imię i nazwisko lub nazwa firmy:	
Imię i nazwisko bezpośredniego odbiorcy Biuletynu:	
Ulica:	nr:
Miasto:	kod: □□ - □□□□
tel. kontaktowy (z kier.):	
faks:	
NIP: □□□□ - □□□□ - □□□ - □□□	
Oświadczam, że jestem płatnikiem VAT i upoważniam Urząd Regulacji Energetyki do wystawienia faktury bez mojego podpisu.	
----- Pieczętka i podpis	

### „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 zamówienia dwumiesięcznika: „Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki”

Zamówienie można złożyć na dowolną liczbę egzemplarzy, w dowolnym terminie.

Cena 1 egz. Biuletynu w poszczególnych latach wynosi: 1998 – 9 zł, 1999 – 9 zł, 2000 – 12 zł, 2001 – 14 zł, 2002 – 15 zł, 2003 – 15 zł, 2004 – 15 zł, 2005 – 12 zł, 2006 – 12 zł, 2007 – 12 zł.

Dwumiesięcznik będzie przesłany na nazwisko osoby i adres wysyłki podany na zamówieniu.

**WARUNKIEM PRZYJĘCIA I REALIZACJI ZAMÓWIENIA JEST OTRZYMANIE – FAKSEM LUB POCZTĄ – PODANEGO KUPONU ZAMÓWIENIA 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 2007.06.30)

TARYFY DLA CIEPŁA

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Podwyżka w %
Warszawa	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gostyninie Sp. z o.o.	2,34
	INTERPEP Sp. z o.o. EC Zakrzów spółka komandytowa	1,23
	Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o. – Garwolin	3,85
	PPH LUXREMONT Sp. z o.o. – Mińsk Mazowiecki	4,77
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „Legionowo” Sp. z o.o.	6,08
	Otwocki Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	7,76
Szczecin	Przedsiębiorstwo Usług Komunalnych Sp. z o.o. – Borne Sulinowo	25,36
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Dębno	10,05
	GEOTERMIA PYRZYCE Sp. z o.o.	16,48
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA – Police	4,02
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Goleniów	7,50
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Skwierzyna	9,90
	KOMUNALNIK Sp. z o.o. – Sulęcín	14,55
	Elektrociepłownia Zielona Góra SA	0,00
	Zielonogórska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. – Zielona Góra	5,13
	ECO Żagań Sp. z o.o. – Żagań	3,99
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Międzyrzecz	8,60
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Świebodzin	3,98
Gdańsk	Sydkraft EC Słupsk Sp. z o.o.	1,08
	Okręgowe Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Gdynia	4,64
	Zakład Energetyki Ciepłej Tczew Sp. z o.o.	6,24
	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Dobre Miasto	8,50
Poznań	Zakład Gospodarki Komunalnej w Mogilnie	3,00
	MEGAWAT Sp. z o.o. – Rogoźno Wlkp.	0,89
	TEMPEKS Przedsiębiorstwo Usługowo-Wdrożeniowe B. Żurawski – Poznań	4,03
	Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz SA	6,03
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Aleksandrów Kujawski	1,50
	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Koło	2,42
	Elektrociepłownia Kalisz – Piwonice SA	4,07
Lublin	Zakład Energetyki Ciepłej (Gmina Łapy)	15,08
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Wschód” – Augustów	77,88
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Wschód” – Ratajów, Bochnia, Kościelisko	17,30
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Wschód” – Wesola, Sulejówek, Nasielsk, Pomiechówek, Sochaczew, Nowe Miasto, Grójec	9,47
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Wschód” – Bytom, Gliwice	30,87
	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. – Włodawa	13,66
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Wschód” – Dęblin, Kraśnik, Stężyca	18,83
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Wschód” – Jarosław, Żurawica, Przemyśl	11,40
	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa ZEC „Wschód” – Biskupiec, Giżycko, Marcinkowo, Olsztyn	15,43
	Przedsiębiorstwo Komunalne w Czamej Białostockiej Sp. z o.o.	8,76
SPOMASZ BEŁŻYCE SA – Bełżyce	9,74	
Łódź	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Łask	9,87
	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Brzeziny	8,69
	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Żychlin)	1,21
Wrocław	Zakład Energetyki – Blachownia Sp. z o.o. – Kędzierzyn-Koźle	1,57
	Zakłady Azotowe Kędzierzyn SA – Kędzierzyn-Koźle	11,56
	Brzeskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	3,49
	Zakład Energetyki Ciepłej Prudnik Sp. z o.o. – Lubrza	3,08
	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej w Świdnicy Sp. z o.o.	4,22
	Zgorzeleckie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Zgorzelcu Sp. z o.o.	3,64
	Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja SA	3,01
	Zakład Ciepłowniczy TERM – HYDRAL Sp. z o.o. – Wrocław	22,33
	Elektrownia Opole SA – Brzezine k/Opola	8,51

Katowice	FORTUM Częstochowa SA	1,40
	Koksownia Przyjaźń – Dąbrowa Górnicza	- 9,24
Kraków	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Tarnów	5,41
	Elektrociepłownia Rzeszów SA	4,63
	ENESTA Sp. z o.o. – Stalowa Wola	4,31
	Zakład Budowlany Stanisław Andrysiewicz – Tarnobrzeg*	-
	Miejski Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej (Miasto Grybów)	13,09
	Elektrociepłownia Kraków SA	1,52
	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. – Mielec	2,96

\* Nowe przedsiębiorstwo energetyczne.

**Odmowy zatwierdzenia taryfy dla ciepła – wg siedziby Oddziału Terenowego URE**  
(stan na 2007.06.30)

Siedziba Oddziału Terenowego URE	Nazwa przedsiębiorstwa	Data odmowy
Gdańsk	GOREX Sp. z o.o. – Górowo Iławeckie	2007.05.18
Katowice	Ciepłownia Siemianowice Sp. z o.o. – Siemianowice Śląskie	2007.05.23

**Zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej**  
(stan na 2007.08.07)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Energetyka WAGON Sp. z o.o.	2007.06.06
2	BOT Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów SA	2007.06.12
3	ENERGETYKA Sp. z o.o.	2007.06.18
4	Stocznia Gdynia SA	2007.06.18
5	BOT Elektrownia Bełchatów SA	2007.06.22
6	PRZEDSIĘBIORSTWO ENERGETYCZNE Sp. z o.o.	2007.06.22
7	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	2007.06.29
8	„ZAMET – BUDOWA MASZYN” Sp. z o.o.	2007.06.29
9	Fabryka Łożysk Toczących – Kraśnik SA	2007.07.05
10	Stalprodukt SA	2007.07.05
11	„Energomedia” Sp. z o.o.	2007.07.05
12	LOTOS Jasło SA	2007.07.12
13	ELCO Sp. z o.o.	2007.07.17
14	ENESTA Sp. z o.o.	2007.07.17
15	Polenergia SA	2007.07.17
16	Nowoczesne Produkty Aluminiowe „Skawina” Sp. z o.o.	2007.07.24
17	Huta Małapanew Sp. z o.o.	2007.07.24
18	Lafarge Cement SA	2007.07.24
19	Zakład Energo-Mechaniczny Łabędy Sp. z o.o.	2007.07.24
20	Zakłady Mechaniczne „Tarnów” SA	2007.07.30
21	„Huta Pokój” SA	2007.07.30
22	Elektrownia Chorzów SA	2007.08.07
23	Przedsiębiorstwo Państwowe „PORTY LOTNICZE”	2007.08.07
24	Zakład Energetyki Ciepłej w Końskich	2007.08.07
25	Zakład Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	2007.08.07



**Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla energii elektrycznej**

(stan na 2007.08.07)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	RWE Stoen SA	2007.06.06
2	TECO-PARK Sp. z o.o.	2007.06.06
3	„EkoMedia” Sp. z o.o.	2007.06.12
4	EnergiaPro Koncern Energetyczny SA	2007.06.12
5	„Fenice Poland” Sp. z o.o.	2007.06.22
6	CMC Zawiercie SA	2007.07.24
7	Zakłady Chemiczne „Siarkopol” Tamobrzeg Sp. z o.o.	2007.07.30

**Odmowy zatwierdzenia zmian w taryfach dla energii elektrycznej**

(stan na 2007.08.07)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	Łódzki Zakład Energetyczny	2007.06.12
2	Górnśląski Zakład Elektroenergetyczny SA	2007.06.18
3	RWE STOEN SA	2007.06.29

**Zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych**

(stan na 2007.08.07)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	EnergoEko-Inwest Sp. z o.o.	2007.06.18
2	EWE energia Sp. z o.o.	2007.06.22
3	Mittal Steel Poland SA	2007.06.29
4	Koksownia Przyjaźń Sp. z o.o.	2007.07.24
5	Rafineria Nafty Jedlicze SA	2007.07.27
6	Dolnośląskie Zakłady Usługowo-Produkcyjne „Dozamel” Sp. z o.o.	2007.07.30

**Zmiany w zatwierdzonych taryfach dla paliw gazowych**

(stan na 2007.08.07)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Data publikacji
1	ENESTA Sp. z o.o.	2007.06.06
2	KRI SA	2007.06.18
3	Zakłady Azotowe Kędzierzyn SA	2007.06.22
4	AVRIO MEDIA Sp. z o.o.	2007.07.05
5	„BOL-THERM” Sp. z o.o.	2007.07.12
6	Zakłady Mechaniczne „BUMAR-ŁABĘDY” SA	2007.07.12
7	Zakłady Urządzeń Chemicznych i Armatury Przemysłowej „CHEMAR” SA	2007.07.17
8	G.EN. GAZ ENERGIA SA	2007.07.17
9	Projekt Energia Sp. z o.o.	2007.07.30
10	Gazpartner Sp. z o.o.	2007.08.07
11	Zakłady Chemiczne „Siarkopol” Tamobrzeg Sp. z o.o.	2007.08.07

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE OTRZYMAŁY KONCESJE NA WNIOSEK (stan na 2007.08.07)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Rodzaj działalności
1	ZELT Dystrybucja Sp. z o.o.	00-496 Warszawa, ul. Mysia 2	Wee, Oee
2	Unimot Express Sp. z o.o.	00-613 Warszawa, ul. Chałubińskiego 8	Wpc, Mpc
3	Karpacka Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o.	01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25	Opg, Ogz
4	Pomorska Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o.	01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25	Opg, Ogz
5	Dolnośląska Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o.	01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25	Opg
6	Górnośląska Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o.	01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25	Opg
7	MINI GAZ Anna Szymańska	01-259 Warszawa, ul. Studzienna 5/15	Opc
8	Mazowiecka Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o.	02-305 Warszawa, Al. Jerozolimskie 146B	Opg
9	Iberdrola Energia Odnawialna Sp. z o.o.	02-626 Warszawa, Al. Niepodległości 69	Wee
10	JAWA-GAZ SC P. Dudek, P. Bednarczyk, P. Paradowski	02-777 Warszawa, ul. Kluczyńskiego 18/36	Opc
11	Zakład Energetyczny Warszawa-Teren SA	04-470 Warszawa, ul. Marsa 95	Oee
12	PPHU „MONREX” Robert Szymański Usługi Transportowo-Spedycyjne	05-124 Skrzyszew, Krubin, ul. Nowodworska 26	Opc
13	Sprzedaż Detaliczna Paliw Marek Adamowski	05-140 Serock, ul. Warszawska 50	Opc
14	KRYS-GAZ SC Milewska Krystyna, Konopińska Agnieszka	05-180 Pomiechówek, Janowo 17A	Opc
15	„EGA” Marianna Gańko	05-250 Radzymin, Al. Jana Pawła II 30	Opc
16	PHU ARGAZ Arkadiusz Domaniak	05-505 Prażmów, ul. Franciszka Ryxa 84	Opc
17	Obsługa i Naprawa Pojazdów Mechanicznych Krzysztof Mydlowski	05-622 Belsk Duży, ul. Skowronki 27	Opc
18	Ewa Chojnowska Stacja Paliw	06-231 Młynarze, Załęże Wielkie	Opc
19	Sztymelski Sebastian	06-300 Przasnysz, ul. Akacyjowa 2/33	Opc
20	PPUH AS Anna Smolińska	06-500 Mława, ul. Janusza Korczaka 7	Opc
21	Zdzisław Szybor	06-550 Szreńsk, ul. Młyńska 3	Opc
22	Józef Zenon Złotkowski	07-325 Boguty Pianki, ul. Papieża Jana Pawła II 33	Opc
23	Robert Majewski	09-402 Płock, ul. Kochanowskiego 33 m. 38	Opc
24	ECO-ENERGY G. Wasiński i T. Ostrowski Sp.j.	09-410 Płock 12, ul. Ketlinga 19	Wee
25	PHU „RENO-GAZ” Renata Ambroziak	09-450 Wyszogród, ul. Sienkiewicza 2	Opc
26	Andrzej Junko Firma Produkcyjno-Handlowo-Usługowa „ROL-GAZ”	11-130 Orneta, ul. Braniewska 1C	Opc
27	Mariusz Żukowski MARIEL	16-300 Augustów, ul. Mazurska 3	Wee
28	Bołkun Wacław Augustowski Zakład Gazownictwa Beprzewodowego	16-300 Augustów, ul. Storczykowa 19	Opc
29	Stacja Paliw Sielawa i wspólnicy Sp.j.	18-500 Kolno, ul. Kolejowa 8	Opc
30	PETRO-TRADE Sp. z o.o.	20-484 Lublin, ul. Inżynierska 5	Opc
31	ZOMAR SA	22-100 Chełm, ul. Moniuszki 3	Oee
32	Marian Król	23-107 Strzyżewice, Żabia Wola 65B	Opc
33	Marian Puźniak Produkcja i Sprzedaż Kostki Brukowej	23-407 Tereszpól, Tereszpól-Kukielki 208	Wee
34	1-2-3 Sp. z o.o.	25-365 Kielce, ul. Słowackiego 12	Opc
35	PPHU „KEM-MAT” Krzysztof Matla	26-510 Chlewiska, ul. Czachowskiego 73A	Opc
36	Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego SA	26-110 Skarżysko-Kamienna, Al. Marszałka Piłsudskiego 51	Oee
37	Radomska Oficyna Naukowa	26-600 Radom, ul. Maratońska 17A	Opg
38	„AUTO-GAZ” Stacja Paliw Zbigniew Surosz	26-660 Jedlińsk, ul. Warszawska 1	Opc
39	STACJA PALIW AUTO-GAZ Waldemar Jaworski	26-670 Pionki, ul. Augustowska 1	Opc
40	AGA-MIR Mirosław Przepiórka	27-300 Lipsko, ul. Zwoleńska 10	Opc
41	Miejskie Wodociągi i Kanalizacja Sp. z o.o.	27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Sienkiewicza 91	Wee
42	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „ABM-GAZ” SC Mozal Barbara, Mozal Łukasz	27-400 Ostrowiec Świętokrzyski, ul. Waryńskiego 53	Opc
43	Maria Zięba TRANSMAN FHU	27-552 Baćkowice, Baćkowice 133	Opc
44	Zbigniew Puka	27-600 Sandomierz, ul. Trzeźniowska 11	Opc
45	WW Sp. z o.o.	28-100 Busko-Zdrój, ul. Partyzantów 1	Opc
46	Anna Baran „STACJA TANKOWANIA AUTOGAZEM LPG”	28-300 Jędrzejów, Piaski 42A	Opc

47	Firma Handlowo-Usługowa „PERFEKT” Sp. z o.o.	28-500 Kazimierza Wielka, ul. Kolejowa 144	Opc
48	ENION ENERGIA Sp. z o.o.	30-417 Kraków, ul. Łagiewnicka 60	Wee, Oee
49	„ARSIP” Sebastian Siudy	32-048 Jerzmanowice, Jerzmanowice 101B	Opc
50	Sylwester Duda FHU EKO-TANKO 2	32-104 Koniusza, Niegardów Kolonia 40B	Wee
51	Stacja Tankowania Gazem Płynnym Kiszka Piotr	32-440 Sułkowice, ul. Sportowa 85	Opc
52	Firma ARTPOL Waclaw Zoń	32-590 Libiąż, ul. Chrzanowska 14	Opc
53	Firma Handlowo-Usługowa ARSEN Jacek Pabijan	32-854 Porąbka Uszewska, ul. Łoniowa 234	Opc
54	ITG Polska Sp. z o.o.	32-864 Gnojnik, Biesiadki 82	Opc
55	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA	33-100 Tarnów, ul. Sienna 4	Wee
56	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe KAM SC Antoni Majcher, Krzysztof Majcher, Stanisław Kotcz	37-200 Gorliczyna 717	Opc
57	MAX-AUTO Pokwapisz Sławomir	37-470 Zaklików, Zdziechowice Drugie 170	Opc
58	Doradztwo Gospodarcze SCORPION Jan Szlązak	40-611 Katowice, ul. Fabryczna 15	Oee
59	Armada Fleet Management Sp. z o.o.	40-615 Katowice, ul. Gen. Z. Waltera Jankego 15B	Opc
60	CENTROZAP SA	40-954 Katowice, ul. Powstańców 34	Oee
61	A&M SC Michał Przekwas, Andrzej Okuński	41-300 Dąbrowa Górnicza, ul. Mickiewicza 34/37	Opc
62	Ratyna Kazimierz Usługi Przewozowo-Handlowe	42-260 Kamienica Polska, Rudniki Wielkie, ul. Modrzewiowa	Opc
63	Mirosława Pokrzepa Firma Usługowo-Handlowa „MIRGAS”	42-300 Myszków, ul. Powstania Styczniowego 2	Opc
64	Agnieszka Okularczyk Firma Usługowo-Handlowa „Sigma”	42-605 Tamowskie Góry, ul. J. Korola 14	Opc
65	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „ELEKTROS” Sp. z o.o.	43-100 Tychy, ul. Grota Roweckiego 21	Opc
66	Benek Leszek FORGAZ	43-100 Tychy, ul. Strzelecka 69	Opc
67	Rafał Grzywa GRAMEX	43-600 Jaworzno, ul. Rzemieśnicza 16	Opc
68	„DORAND” Dorota Błądek	44-240 Żory, Os. Sikorskiego 35D/2	Opc
69	Zakład Produkcji Ciepła „ŻORY” Sp. z o.o.	44-245 Żory, ul. Węglowa 11	Wee
70	A. Doncbach Hurtownia Olejów Samochodowych „AUTO-OLEJ”	46-100 Namysłów, ul. Sycowska 9	Opc
71	KLF Sp. z o.o.	47-280 Pawłowiczki, ul. Wyzwolenia 1	Opc
72	Franciszek Solich Zakład Usługowo-Handlowy	47-460 Chałupki, ul. Raciborska	Opc
73	„WRZOS” Wojciech Kijak	48-300 Nysa, ul. Wyspiańskiego 1	Opc
74	Piotr Frydel „PMP”	49-100 Niemodlin, ul. 700-lecia Niemodlina 9/5	Opc
75	PPHU GAZ-ON Bombik Andrzej	49-318 Skarbimierz, Pawłów	Opc
76	ECO 2 Sp. z o.o.	50-512 Wrocław, ul. Tamogajska 18	Wee
77	PPHU MARCON Marcon Bartłomiej	51-168 Wrocław, ul. Sołtysowicka 26	Opc
78	EnergiaPro Gigawat Sp. z o.o.	53-314 Wrocław, Plac Powstańców Śląskich 20	Oee, Opc
79	Irga Robert Usługi Transportowe	55-010 Święta Katarzyna, Radwanice, ul. Wąska 9/2	Opc
80	Wojtasik Dorota CENTRUM GAZ	55-040 Kobierzyce, Bielany Wrocławskie, ul. Tyniecka 4	Opc
81	MIGAZ SC Ireneusz Sikorski, Maciej Brusito	55-080 Kąty Wrocławskie, ul. 1 Maja 87	Opc
82	„MALIA” Sp. z o.o.	55-300 Środa Śląska, ul. Rakoszycka 2	Opc
83	KŁODZKODIS Sp. z o.o.	57-300 Kłodzko, ul. Dusznicka 1a	Opc
84	CIEPŁOWNICTWO SŁUPIEC Sp. z o.o.	57-402 Nowa Ruda, ul. Kłodzka 31/33	Wcc, Pcc
85	Jeleniogórskie Elektrownie Wodne Sp. z o.o.	58-500 Jelenia Góra, ul. Obrońców Pokoju 2B	Oee
86	PETRO-WIGOR Sp. z o.o.	60-453 Poznań, ul. Sianowska 126	Opg, Ogz
87	ENEA Operator Sp. z o.o.	61-108 Poznań, ul. Panny Marii 2	Dee
88	Wielkopolska Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o.	61-859 Poznań, ul. Grobla 15	Opg
89	Janina Bilicka BI-GAZ	62-200 Gniezno, ul. Poznańska 104	Opc
90	Ryszard Głapa Sprzedaż gazu butlowego propan-butan	63-308 Gizatki, ul. Wodna 2	Opc
91	Wiesław Fita „ATIF”	63-600 Kępno, ul. Wiosny Ludów 5/22	Opc
92	AKWAWIT-BRASCO SA	64-100 Leszno, ul. Święciechowska 2	Opc
93	Przemęcka Spółdzielnia „SAMOPOMOC”	64-234 Przemęt, Błotnica, ul. Spółdzielcza 4	Opc
94	EKO-MEW SC Reszka, Błatkiewicz i Mieszkowski	66-400 Gorzów Wielkopolski, ul. Wełniany Rynek 1/15	Wee
95	Zajączkowo Windfarm Sp. z o.o.	70-479 Szczecin, Al. Wojska Polskiego 70	Wee
96	TRANSPOL Sp. z o.o.	70-888 Szczecin, ul. Bryczkowskiego 24/1a	Opc
97	Restauracja Bar OKTAN BP Serwis Marian Pastuszak	72-001 Kołbaskowo	Opc



98	Lomax SC Caronia, Żabkiewicz	72-001 Kołbaskowo, Kołbaskowo 63	Opc
99	PALSECUS Trading Sp. z o.o.	72-105 Kliniska Wielkie, Pucice, ul. Wiejska 13d	Opc
100	ELEKTROWNIA WODNA Ewa Fijałkowska	72-300 Gryfice, ul. Grudziądzka 3/2	Wee
101	ARGUS SC Andrzej Rączka, Grzegorz Usidus	75-007 Koszalin, ul. Rynek Staromiejski 1 m. 2	Opc
102	Wojciech Stanisławski Gospodarstwo Uprawy Grzybów Shiitake	76-010 Polanów, ul. Sławieńska 7	Wee
103	Firma ExPro Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowo-Transportowe	77-207 Piaszczyzna, Piaszczyzna 10	Opc
104	„Pb” Dariusz Stegienta	78-111 Ustronie Morskie, ul. Targowa 2	Opc
105	AMARA Sp. z o.o.	78-300 Świdwin, ul. Kombatantów Polskich 3d	Opc
106	EUROWIND POLAND Sp. z o.o.	80-266 Gdańsk, ul. Grunwaldzka 212	Wee
107	Przedsiębiorstwo COMAL Sp. z o.o.	80-342 Gdańsk, ul. Bałtycka 5	Opc
108	ENERGA-OBRÓT SA	80-870 Gdańsk, ul. Mikołaja Reja 29	Oee
109	Biopaliwa SA	82-200 Malbork, ul. Daleka 110	Wpc
110	GAZ-DOM Henryk Ośko	82-400 Sztum, ul. Ogrodowa 3	Opc
111	SYMBIOS Sp. z o.o.	83-010 Straszyn, ul. Modrzewiowa 37	Wee
112	Elektrownie Wiatrowe – ZU-AN Sp. z o.o.	85-871 Bydgoszcz, ul. Smoleńska 154	Wee
113	Jerzy Tadeusz Kochański OLBROD Hurtownia Olejów i Paliw	87-300 Brodnica, ul. St. Wyspiańskiego 23 m. 27	Wee
114	Grażyna Dąbrowska Sklep Spożywczo-Przemysłowy	87-706 Sędzin	Wee
115	Firma Handlowa AGROPOL Marcin Kowalczyk	87-707 Zakrzewo, ul. Kujawska 11	Opc
116	Agnieszka Kandarian PHU Petrokan	87-875 Topólka, Sadłóg 15	Opc
117	Maks-Wiatr Alicja Spychalska	87-880 Brześć Kujawski, Pikutkowo 12	Wee
118	Produkcja i Sprzedaż Energii Elektrycznej Jacek Niewiadomski	88-100 Inowrocław, ul. Rejna 2	Wee
119	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe PANDA – Maria Markiewicz	88-200 Radziejów, ul. Rynek 6	Wee
120	PPHU Węglolom Adam Królikowski	88-231 Bytów, Bytów 22A	Wee
121	PPHU Iwona Jaślikowska	88-400 Żnin, ul. Żeglarska 12	Opc
122	Romuald Cemel PPHU	89-310 Łobżenica, Dźwierzno Wielkie 51	Opc
123	Paweł Żak Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „PETROL” Paweł Żak	89-320 Wysoka, ul. Strzelecka 18	Opc
124	Łódzki Zakład Energetyczny SA	90-021 Łódź, ul. Tuwima 58	Oee
125	„SEMI SPÓŁKA Z OGRANICZONĄ ODPOWIEDZIALNOŚCIĄ I WSPÓLNICY” Sp.j.	90-216 Łódź, ul. Rewolucji 1905 r. nr 59A	Opc
126	W.S. Szwed „RAIDER” SC Stanisław Szwed, Wiesława Szwed	92-601 Łódź, ul. Rokicińska 228/230	Opc
127	Małgorzata Depta HANDEL DETALICZNY PALIWAMI	95-050 Konstancin Łódzki, ul. Łódzka 73	Opc
128	Dorota Łyzwa „DORGAZ”	95-050 Konstancin Łódzki, ul. Piłsudskiego 12/26	Opc
129	Stanisław Wójcik PH ELSTAN	96-315 Wiskitki, Plac Wolności 29	Opc
130	Restauracja „Stary Dwór” Danuta Kazimierzak	96-326 Radziejowice, Krze Duże 28	Opc
131	PKS Centrum Handlowo-Logistyczne Sp. z o.o.	97-200 Tomaszów Mazowiecki, ul. Traugutta 1/5	Opc
132	PHU „NORIM” Sylwia Olejnik	97-200 Tomaszów Mazowiecki, ul. Zawadzka 78/94	Opc
133	Dariusz Gryz „DARGAZ”	97-300 Piotrków Trybunalski, ul. Jasna 6 m. 4	Opc
134	Beata Danielak „MODUS”	97-300 Piotrków Trybunalski, ul. Żelazna 17	Opc
135	„Dystrybucja Gazu” Zbigniew Gąsior	97-306 Grabica, Kamocin Nr 44A	Opc.
136	BOT Kopalnia Węgla Brunatnego BEŁCHATÓW SA	97-400 Bełchatów, Rogowiec	Pcc, Occ
137	„REDGAZ” Michał Stępień	97-420 Szczerców, ul. Piłsudskiego 90	Opc
138	Paweł Górecki PHU AGRATANK	98-200 Sieradz, ul. Strzelców Kaniowskich 5/19	Opc
139	Ireneusz Witczak Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe	98-220 Warta, Rożdżały 2	Opc
140	Andrzej Włodarczyk PPHU IMPORT-EKSPORT WŁODARCZYK MAREK	98-300 Wieluń, Gaszyn, ul. Źródłana 24	Opc
141	Arkadiusz Uciński FHU „AROL”	99-140 Świnice Warckie, Wola Świniecka 20	Opc
142	Campa Energie GmbH & Co. KG	D-97199 Ochsenfurt, Jahnstraße 2	Opc

## Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie ciepła

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Dee – dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Ogz – obrót gazem ziemnym z zagranicą

Opg – obrót paliwami gazowymi

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRE ZŁOŻYŁY WNIOSKI KONCESYJNE

(stan na 2007.08.07)

WNIOSKI KONCESYJNE

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres
1	GAZWAX Sp. z o.o.	00-225 Warszawa, ul. Zakroczymska 13 lok. 1
2	CEZ Trade Polska Sp. z o.o.	00-357 Warszawa, ul. Nowy Świat 64
3	US.EN.EKO Sp. z o.o.	00-542 Warszawa, ul. Mokotowska 59
4	Capital Part 21 Sp. z o.o.	00-867 Warszawa, Al. Jana Pawła II 27
5	PHU Monika Łaska	02-112 Wiśniew, Okniny Nowe 45
6	Emkaoil Sp. z o.o.	02-571 Warszawa, ul. J. Dąbrowskiego 82B m. 10
7	RYPOSTA Paweł Dudek	02-777 Warszawa, ul. Kulczyńskiego 18/36
8	ADVISE&TRADE CO. K. Skibiński	03-310 Warszawa, ul. Bednarska 9/14
9	FHU Marek Więch	05-310 Kałuszyn, Piotrowina 15
10	Przedsiębiorstwo Ciepłowniczo-Uslugowe Piaseczno Sp. z o.o.	05-500 Piaseczno, ul. Kusocińskiego 4
11	Sprzedaż Paliw Stelmasiak Monika	05-651 Chynów, Żyrów 2
12	„BET-GAZ” Beata Dzędzykowska	05-800 Pruszków, ul. 3 Maja 41 lok. 4
13	Firma Handlowo-Uslugowa MIWAMA SC Michał Wasilewski, Małgorzata Wasilewska-Drabarek	05-825 Grodzisk Mazowiecki, ul. Robotnicza 54
14	Budny Wiesław Adam	06-210 Płoniawy, Płoniawy-Bramura 63B
15	INWEST-TRANS Zbigniew Stańczak	06-550 Sześć, ul. 600-lecia Szeńska 5
16	Jarosław i Wojciech Bagiński PPHU ELBAG	07-100 Węgrów, ul. Przemysłowa 9
17	Adam Brzuszkiewicz Przedsiębiorstwo Zaopatrzenia Rolnictwa AD-ROL	07-111 Wierzbno, Jaworek 44
18	ROTRANS Przedsiębiorstwo Transportowo-Handlowe Tadeusz Paweł Rojek	07-200 Wyszaków, ul. Serocka 1
19	AUTO-GAZ Adam Dziugiel	08-441 Parysów, Kozłów 85
20	Spółdzielnia Kótek Rolniczych w Nowym Mieście	09-120 Nowe Miasto, Nowe Miasto-Folwark 7A
21	Usługi Handlowe Marlena Bilińska	09-227 Szczutowo, ul. 3 Maja 65 a,b,c
22	FHU „Kowalski” Bartosz Kowalski	09-472 Stupno, Cekanowo, ul. Królewska 24
23	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe „GRA DOM” Dariusz Domejko	11-001 Dywity, ul. Olsztyńska 12
24	Piotr Fenicki Gospodarstwo Rybackie Bartoły Wielkie	11-010 Barczewo, Bartoły Wielkie 34
25	GAZ PRIM Jarosław Tomaszewski	11-015 Olsztynek, ul. Ostródzka 9
26	BARO Sp. z o.o.	11-600 Węgorzewo, ul. Bolesława Chrobrego 2
27	Glob-Terminal Sp. z o.o.	15-111 Białystok, Al. 1000-lecia Państwa Polskiego 4/203
28	Daniel Gramatowski Kancelaria Prawna CONSULTOR	16-400 Suwałki, ul. Lutostańskiego 6/8
29	Pfleiderer Grajewo SA	19-203 Grajewo, ul. Wiórowa 1
30	UNEX Sp. z o.o.	20-869 Lublin, ul. Beskidzka 51a
31	ELEADER Sp. z o.o.	21-040 Świdnik, Kazimierzówka 160
32	„LARGO” Adrian Czaczkowski	21-500 Biała Podlaska, ul. Białka 13
33	Przedsiębiorstwo Handlowo-Uslugowe Budownictwa „TRASA” Sp. z o.o.	21-500 Biała Podlaska, ul. Żeromskiego 7
34	Agnieszka Kondracka Stacja LPG BARTEK	21-530 Piszczac, Ortel Królewski 1
35	Darczuk Stanisław Zakład Wyrobów Chemicznych	21-580 Wisznice, ul. Warszawska 75
36	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Chełmie	22-100 Chełm, ul. Towarowa 9
37	Radosław Wiśniewski Stacja Autogaz Góry 17	22-315 Gorzków, Góry 17
38	Musiak Czesław PUP ROLNIK	22-550 Werbkowice, Gozdów 187
39	Firma Handlowa „ORION” Jan Neć	22-600 Tomaszów Lubelski, ul. Łaszczowiecka 10
40	Wypożyczalnia samochodów, busów i przyczep Mariusz Pawka	24-100 Puławy, ul. Leśna 15/12
41	DUO Grzegorz Węgorowski	24-204 Wojciechów, Palikije Drugie 92
42	Beata Miszczyszyn BIS Firma Handlowo-Uslugowa	24-300 Opole Lubelskie, ul. Kwiatowa 49
43	OMEX Polska Sp. z o.o.	25-363 Kielce, ul. Wesola 37A
44	Małgorzata Sańpruch PHU „BRAVO”	26-001 Masłów Pierwszy, Mąchocice Kapitulne 135B
45	OMATEX Sp. z o.o.	26-212 Smyków, Gliniany Las 22
46	„BUDOWNICTWO DROGOWE BUDAR” Sp. z o.o.	26-212 Smyków, Królewiec Poprzeczny 15
47	Janina Szklarska	26-414 Potworów, ul. Warszawska 2

48	Mąkosa Bogumił Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe	26-600 Radom, ul. Brzustowska 2/4 m. 1
49	ALFA II SC Sandra Mazurek & Jan Zajac	26-600 Radom, ul. Parkowa 18
50	„ZBIGANT” Zbigniew i Andrzej Lenartowicz Sp.j.	26-700 Zwolęń, ul. Wojska Polskiego 164
51	Spółdzielnia Kótek Rolniczych w Mircu	27-220 Mirzec, ul. Majorat 11
52	M.B. BUS MIROSLAW BUSZKIEWICZ	27-350 Sienno, Olechów Stary 14
53	Grzegorz Kowalski KOWAX	27-425 Waśniów, Dobruchna 19A
54	PPHU RAD-POL Maciej Radkowski	28-142 Tuczępy, Niziny 120 B
55	Czesław Stępień Firma Handlowo-Usługowa „STĘPIEN”	28-200 Staszów, ul. Krakowska 61
56	Sławomir Gawęł	28-200 Staszów, Wiązownica Kolonia 84a
57	„PROFIX ZG” Sp. z o.o.	28-221 Osiek, ul. Sandomierska 55
58	„KNK” Sp. z o.o. w organizacji	30-693 Kraków, ul. Kijanki 11A
59	Arge Nieruchomości Sp. z o.o.	30-704 Kraków, ul. Na Dołach
60	ARGE PALIWA Sp. z o.o.	30-704 Kraków, ul. Na dołach 4
61	Spółdzielnia Kótek Rolniczych w Niepołomicach	32-006 Wola Batorska, Wola Batorska 461
62	„Ma-Gro” Magdalena Grochał-Baran	32-020 Wieliczka, Mietnow 81A
63	Marek Cora FHU HORNAT	32-052 Radziszów, Rzozów 310
64	PUH MOSUR Stefan Mołaj	32-064 Rudawa, ul. Legionów Polskich 30
65	Dystrybucja Gazu Jan Janik	32-065 Krzeszowice, Nawojowa Góra 569
66	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe „MAGROL” Józef Bac	32-090 Słomniki, Brończyce 62
67	„ROL-NAFT” Tomasz Brzeziński Stacja Paliw Trzyciąż	32-353 Trzyciąż, Trzyciąż Stacja Paliw
68	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe Styczeń Marek	32-709 Drwina, Grobla 123
69	Karpacki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	33-100 Tarnów, ul. Wita Stwosza 7
70	NOX-POL Sp. z o.o.	33-300 Nowy Sącz, ul. Jana Pawła II 28
71	Miejski Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej (Miasto Grybów)	33-330 Grybów, ul. Ogrodowa 4
72	Usługi Transportowe Handel Opatem Grzegorz Kulpa	33-335 Nawojowa, Nawojowa 566
73	„KRISMAR” Kazimierz Łach	34-713 Skawa, Skawa 634a
74	Kontenerowa Stacja Paliw Bogumiła Bar	37-200 Przeworsk, Stydzian 358
75	ZTS GAMRAT SA	38-200 Jasło, ul. Mickiewicza 108
76	Stacja Paliw „TO-MAR” Tomasz Zajdel	38-223 Osiek Jasielski, Osiek Jasielski 471
77	Energetyka Wisłosan Sp. z o.o.	39-460 Nowa Dęba, ul. Szypowskiego 1
78	PHU „Hermes” Sp. z o.o.	40-748 Katowice, ul. Norblina 38
79	Energo Plus Sp. z o.o.	41-902 Bytom, ul. Wrocławska 94
80	Krzysztof Lasota	42-125 Kamyk, ul. Reymonta 30
81	PHU „GAZ-POL” Eugeniusz Polis	42-152 Opatów, ul. Częstochowska 93
82	Mała Elektrownia SMYKÓW Maciej Pasternak	42-200 Częstochowa, ul. Wesola 37/1
83	Zajazd Laguna i Stacja LPG Żaneta Ginter	42-320 Niegowa, ul. Wojska Polskiego 7
84	Stacja LPG i Auto Części Tomasz Ginter	42-320 Niegowa, ul. Wojska Polskiego 7
85	PPHU „KIWON” Krzysztof Łabuś	42-360 Poraj, ul. 3 Maja 96
86	OIL – TOM Sp. z o.o.	42-622 Nowe Chechło, ul. Skowronków 44
87	EURO OIL Sp. z o.o.	43-300 Bielsko-Biała, ul. Warszawska 1/11
88	Bogdan Bogdał Auto Normal	43-384 Jaworze, ul. Bielska 71
89	Rolnicza Spółdzielnia Produkcyjna „ZWYCIĘSTWO”	43-385 Jasienica 829
90	MAG Frydel Magdalena	45-301 Opole, ul. Małopolska 19
91	Waldemar Makowicz WALDIM	46-100 Namysłów, ul. Jana Pawła II 12
92	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe Marzanna Famulska	46-320 Praszka, ul. Kościuszki 7
93	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	47-220 Kędzierzyn-Koźle, ul. Stalmacha 18
94	MAR-MIC PHU Jacek Kaliński	47-220 Kędzierzyn-Koźle, ul. Gliwicka 31
95	CUKROWNIA WRÓBLIN SA	49-340 Lewin Brzeski, ul. Powstańców Śląskich 30
96	„MJ” Sp.j. Marek Śnieżyk, Janusz Pereświat-Sołtan	51-124 Wrocław, ul. Kamińskiego 241
97	Małe Elektrownie Sp. z o.o.	52-233 Wrocław, ul. Nenufara 5
98	„On-Trans” Sp. z o.o.	53-505 Wrocław, ul. Lelewela 19/6
99	Franciszek Trzewik PPHU „FEMIX”	56-500 Syców, ul. Kaliska 17
100	Cukrownia Strzelin SA	57-100 Strzelin, ul. Ząbkowicka 53
101	Jan Solecki SOLEY-ARECA	59-975 Sulików, ul. Garbarska 5
102	„Soley-Areca Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością” Spółka Komandytowa	59-975 Sulików, ul. Garbarska 5
103	MZ TRADE Michał Kuliński Sp.j.	62-035 Kórnik, ul. Krauthofera 11



104	Stacja Paliw DANMARK Sp. z o.o.	62-065 Grodzisk Wielkopolski, ul. Nowotomska 135
105	PPHU PATROL Patryk Kroll	62-067 Rakoniewice, ul. Sikorskiego 9
106	Andrzej Płuciennik	62-406 Łądek, Ratyń 18
107	Wioletta Olkowska PHU A.W.O.	62-510 Konin, Al. Jana Pawła II 89A
108	Elżbieta Dymowska Centrum Produktów Napędowych	62-510 Konin, ul. Wyszyńskiego 15/57
109	Kinga Monika Bartol-Warguła Firma Wielobranżowa	64-600 Oborniki, ul. Armii Krajowej 15/13
110	„M&W” Sp. z o.o.	64-840 Budzyń, Dziewoklucz 67
111	Stanisława Susek Firma Handlowo-Uslugowa „GAMA”	64-910 Siedlisko, Rychlik 51
112	WILHELM KLOSE MEW	65-012 Zielona Góra, ul. Mieczykowa 15
113	Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe REMOTERM	65-364 Zielona Góra, ul. Kozuchowska 30
114	Ryszard Pięta Stacja Paliw	67-124 Nowe Miasteczko, ul. T. Kościuszki 35
115	PHP KAREX Jarosław Romańczuk	72-405 Świerzno, Ciesław
116	Zakład Usługowo-Handlowy Dorota Mazur	75-337 Koszalin, ul. Akademicka 33b/8
117	MATGAZ Agata Łącka	77-140 Kołczygłowy, ul. Słupska 58
118	Produkty Naftowe CPN Sp. z o.o.	77-300 Człuchów, ul. Platanowa 20
119	Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	80-435 Gdańsk – Wrzeszcz, ul. Biała 1 B
120	Energ Eko – Inwest Sp. z o.o.	80-748 Gdańsk, ul. Chmielna 81/82
121	JANTAR Bogdan Chyła	80-758 Gdańsk, ul. Siennicka 30/40
122	Elektrociepłownia Wybrzeże SA	80-867 Gdańsk, ul. Swojska 9
123	„EKO TRADE OIL” Sp. z o.o.	81-735 Sopot, ul. Władysława Łokietka 25/2
124	Łukasz Adam Parol STILO	82-420 Ryjewo, ul. Tartaczna 1
125	Radosław Król Firma Handlowo-Uslugowa	82-433 Mikołajki Pomorskie, ul. Dzierżgońska 3A
126	BMZ Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Beata Zblewska	83-400 Kościerzyna, ul. Tetmajera 4
127	Krzysztof Wolter Stacja Benzynowa	84-252 Zamostne, Słuszewo 8
128	Inventi SA	85-861 Bydgoszcz, Glinki 144
129	Aleksander Kornacki ALEX-OIL	86-050 Solec Kujawski, ul. Toruńska 58D/1
130	Dominika Górka Stacja Paliw Handel Artykułami Spożywczymi-Przemysłowymi	86-182 Świekatowo, ul. Tucholska 24
131	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „AGRO-TANK” SC J. Dagow-Tusień & K. Tusień	86-200 Chełmno, Nowe Dobra 105
132	L. Małeckie, M. Mączkowski, Z. Wolski ENERPOL SC	87-322 Jastrzębie, Nowe Świerczyny 48/2
133	Regionalny Zakład Utylizacji Odpadów Komunalnych „RYPIN” Sp. z o.o.	87-500 Rypin, Puszcza Miejska 24
134	Firma Transportowo-Handlowa „DORO” Bronisław Drażek	87-700 Aleksandrów Kujawski, ul. Graniczna 6
135	Rolnicza Spółdzielnia Produkcyjna „ROZKWIT”	88-400 Żnin, Dobrylewo
136	Katarzyna Pałubicka PHU AGA	89-634 Leśno, ul. Kaszubska 2
137	Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA	90-950 Łódź, ul. Piotrkowska 58
138	Marek Tokarski Firma Handlowo-Uslugowa „RAMZES”	93-126 Łódź, ul. Przybyszewskiego 99
139	Marcin Zabost ENERGOMAR	96-100 Skiemiewice, ul. Mszczonowska 136
140	Centrum Dachowe Żyrardów SC Zbigniew Dąbrowski, Paweł Wrzodak	96-300 Żyrardów, ul. Jaktorowska 36
141	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Żyrardów Sp. z o.o.	96-300 Żyrardów, ul. Konarskiego 2
142	OLMAR SC Dariusz i Jarosław Nowakowie	96-314 Baranów, Kaski, ul. Królewska 21
143	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Uslugowe „BETA” Kopacz Paweł	97-200 Tomaszów Mazowiecki, Wąwał, ul. Tomaszowska 89
144	„REGAN” Stacja Auto-Gaz i Paliw Płynnych Sp. z o.o.	97-525 Wielgomłyny, ul. Radomszczańska 12
145	Elektrociepłownia Zduńska Wola Sp. z o.o.	98-220 Zduńska Wola, ul. Murarska 21
146	PPU BUDROMEL Sp. z o.o.	99-200 Rodrysin, Rodrysin 14
147	COREKT Stacja Paliw Leszek Romek, Leonarda Romek Sp.j.	99-434 Domaniewice, ul. Stroniewice 9a
148	M-Oil Trading GmbH	A-4551 Ried im Traunkreis, Großendorf 85

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM ZMIENIONO WARUNKI KONCESJI (stan na 2007.08.07)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Zakres zmiany
1	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	62-600 Koło, ul. Przesmyk 1	2007.06.05	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji, REGON na KRS i NIP, nowe warunki wykonywania działalności
2	POL-EURO <sup>®</sup> Sp. z o.o.	95-060 Brzeziny, Polik 19	2007.06.05	Opc	zmiana nazwy
3	Agencja Poszanowania Energii i Usług Energetyczno-Gómiczych ENMAG-EG Sp. z o.o.	41-949 Piekary Śląskie, ul. Jana Brzechwy 13	2007.06.06	Wcc	ZPIZPD
4	Zielonogórska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	65-602 Zielona Góra, ul. Miodowa 3	2007.06.06	Wcc	zmiana liczby i mocy zainstalowanych źródeł ciepła
5	MONDI PACKAGING PAPER ŚWIECIE SA	86-100 Świecie, ul. Bydgoska 1	2007.06.06	Wcc, Wee	zmiana terminu ważności koncesji, zmiana pkt 1 na str. 2, nowe warunki wykonywania działalności
6	Elektrociepłownia Kalisz-Piwonice SA	62-800 Kalisz, ul. Torowa 115	2007.06.08	Wcc	zmiana terminu ważności koncesji, REGON na KRS i NIP, nowe warunki wykonywania działalności
7	Przedsiębiorstwo Portowe SIEĆ Sp. z o.o.	81-337 Gdynia, ul. Rotterdamska 7	2007.06.11	Opc	zmiana nazwy
8	BOT Elektrownia Bełchatów SA	97-406 Bełchatów, Rogowiec, ul. Energetyczna 7	2007.06.11 2007.07.23	Wee; Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana rozdz. 1 na str. 2
9	VEOLIA TRANSPORT WARSZAWA Sp. z o.o.	01-909 Warszawa, ul. Sokratesa 9	2007.06.12	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
10	PPH PETROCHEMIA Sp. z o.o.	30-198 Kraków, ul. Królewska 65	2007.06.12	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana terminu ważności koncesji
11	Energia Praszka Sp. z o.o.	46-320 Praszka, Plac Grunwaldzki 13	2007.06.12	Wcc; Pcc	rezygnacja z dzierżawy źródła węglowego, zainstalowanie nowego źródła gazowego, moc zainstalowana w sumie 12,36 MW; kupno dzierżawionej sieci
12	PPHU ADM SC	65-300 Ostrzeszów, ul. Przemysłowa 7	2007.06.12	Dee, Oee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana terminu ważności koncesji
13	MOTO-OKTAN Sp.j. W. Pietruczuk i Wspólnicy	15-703 Białystok, ul. Zwycięstwa 10	2007.06.13	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
14	Stacja Paliw CAR-GAZ Agnieszka Paż, Radosław Paż SC	21-070 Cyców, Podgłębokie 3	2007.06.13	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
15	Energetyka Wisłosan Sp. z o.o.	39-460 Nowa Dęba, ul. Szypowskiego 1	2007.06.13 2007.07.25	Wcc, Pcc; Oee	zmiana zakresu; zmiana terminu ważności koncesji
16	KOMA Franciszek Maciejuk, Paweł Kostecki Sp.j.	40-810 Katowice, ul. Dobrego Urobku 35	2007.06.13	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
17	Tomasz Ulman Firma TU	42-310 Żarki, ul. Ofiar Katynia 1	2007.06.13	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2, REGON na NIP
18	Paul Klacska CZECHOWICE Sp. z o.o.	43-502 Czechowice-Dziedzice, ul. Łukasiewiczza 2	2007.06.13	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, REGON na NIP
19	WILHELM KLOSE MEW	65-012 Zielona Góra, ul. Mieczykowa 15	2007.06.13	Wee	zmiana na podst. art. 155 KPA, ZPIZPD
20	CHEMIA SA	78-400 Szczecinek, ul. Łukasiewiczza 1	2007.06.13	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu, REGON na NIP

21	Firma Handlowo-Usługowa FROST Dariusz Kurkiewicz	88-200 Radziejów, Skibin 26A	2007.06.14	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, ZPIZPD
22	Ryszard Domżański PALIWEX Sp.j.	09-317 Lutocin, ul. Sierpecka 5	2007.06.15	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, REGON na NIP, zmiana pkt 1 na str. 2
23	Rzeszowski Zakład Energetyczny SA	35-959 Rzeszów, ul. 8-go Marca 6	2007.06.15	Oee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana terminu ważności koncesji oraz zmiana pkt 2 na str. 2
24	Zakład Elektrotechniczny EL-EKO	37-200 Przeworsk, ul. Misiągiewicza 22A/22	2007.06.15	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana terminu ważności koncesji, zmiana pkt 1 na str. 2
25	Walenty Sztuka Firma Usługowo-Handlowa WAMEX	41-813 Zabrze, ul. Leona Kruczkowskiego 39A	2007.06.15	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
26	KGHM POLSKA MIEDŹ SA	59-300 Lubin, ul. M. Skłodowskiej-Curie 48	2007.06.15 2007.07.10	Oee; Dee	zmiana terminu ważności koncesji, wprowadzenie nowych warunków wykonywania działalności; zmiana terminu ważności koncesji i dostosowanie do obowiązującego prawa
27	Zespół Elektrowni Pątnów – Adamów – Konin SA	62-510 Konin, ul. Kazimierska 45	2007.06.15 2007.06.22 2007.06.28	Wee; Wcc; Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana terminu ważności koncesji; zmiana terminu ważności koncesji, ZPIZPD, nowe warunki prowadzenia działalności; decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana rozdz. 1 na str. 2
28	Toruńska Energetyka Cergia SA	87-100 Toruń, ul. Ceramiczna 6	2007.06.15	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji, ZPIZPD, nowe warunki prowadzenia działalności
29	A & W Sp. z o.o.	40-028 Katowice, ul. Francuska 70	2007.06.18	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
30	GEMM PUTUR SZAJBEL Sp.j.	42-200 Częstochowa, ul. Jagiellońska 113	2007.06.18	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, REGON na NIP
31	Przedsiębiorstwo Energetyczne MEGAWAT Sp. z o.o.	44-230 Czerwonka – Leszczyny, ul. Młyńska 21a	2007.06.18	Wcc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
32	A.P. Milewscy Piotr Milewski	19-110 Goniądz, Downary Plac 5	2007.06.19	Opc	ZPIZPD
33	Lubelskie Zakłady Energetyczne SA	20-340 Lublin, ul. Garbarska 21	2007.06.19	Oee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana terminu ważności koncesji
34	Zamojska Korporacja Energetyczna SA	22-400 Zamość, ul. Koźmiana 1	2007.06.19	Oee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana terminu ważności koncesji
35	Konrad Pohl PHU AGROPOL	48-120 Baborów, ul. Kolejowa 1	2007.06.19	Opc	postanowienie na podst. art. 113 KPA, oczywista omyłka
36	VEOLIA TRANSPORT KOŁOBRZEG Sp. z o.o.	78-100 Kołobrzeg, ul. Bogusława X nr 2	2007.06.19	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
37	PRATERM Północ Sp. z o.o.	86-105 Świecie n/W, ul. Ciepła 9	2007.06.19 2007.08.02	Wcc, Pcc; Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji, wprowadzenie nowych warunków wykonywania działalności; zmiana nazwy oraz zwiększenie ilości eksploatowanych źródeł ciepła
38	Antoni Barczewski PHG GABAR	87-423 Wrocław 92A	2007.06.19	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2



39	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	87-700 Aleksandrów Kujawski, ul. Świstucha 5	2007.06.19	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji, nowe warunki prowadzenia działalności
40	PPU WODBAR Sp. z o.o.	88-190 Barcin, ul. Lotników 13	2007.06.19	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji, nowe warunki prowadzenia działalności
41	KOMPACT Sp. z o.o.	91-042 Łódź, ul. Trudna 11	2007.06.19	Opc	zmiana siedziby
42	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Gnieźnie sp. z o.o.	62-200 Gniezno, ul. Staszica 13	2007.06.20	Pcc	zmniejszenie ilości eksploatowanych sieci ciepłowniczych
43	Zakład Produkcyjny MEW Andrzej Krasocki	69-110 Rzepin, ul. Poznańska 39/2	2007.06.20	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
44	K & K Sp. z o.o.	78-230 Karlino, ul. Szymanowskiego 17/2	2007.06.20	Dpg, Opg	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
45	Mała Elektrownia Wodna STORKOWO K. Babiak, J. Ortmann SC	78-450 Grzmiąca, Storkowo 32	2007.06.20	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
46	Sydkraft Złotów Sp. z o.o.	77-400 Złotów, ul. Za Dworcem 3	2007.06.21	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji, nowe warunki prowadzenia działalności
47	PHU EKO-PAL L. i L. Daniluk Sp.j.	17-100 Bielsk Podlaski, ul. Sikorskiego 30	2007.06.22	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, REGON na NIP
48	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA	33-100 Tamów, ul. Sienna 4	2007.06.22 2007.07.05 2007.08.03	Wcc, Occ; Wcc; Wcc, Occ	zmiana terminu ważności koncesji; zmiana mocy zainstalowanej; zmiana terminu ważności koncesji
49	BLACK RED WHITE SA	23-400 Biłgoraj, ul. Krzeszowska 63	2007.06.25	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
50	Gmina i Miasto Iłża (Zakład Energetyki Ciepłej)	27-100 Iłża, ul. Bodzetyńska 43	2007.06.25	Wcc	sprostowanie
51	Elektrownia Połaniec SA – Grupa Electrabel Polska	28-230 Połaniec, Zawada 26	2007.06.25	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
52	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	33-300 Nowy Sącz, ul. Wiśniowieckiego 56	2007.06.25	Wcc	zmiana mocy zainstalowanej
53	ENERGA Zakład Oświetlenia Sp. z o.o.	81-809 Sopot, ul. Grottgera 7	2007.06.25	Dee, Oee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana terminu ważności koncesji
54	Krzysztof Szkudniewski MULTI LPG	49-300 Brzeg, ul. Rybacka 25/1	2007.06.26	Opc	wykreślenie z ewidencji działalności gospodarczej przedsiębiorcy
55	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Śremie SA	63-100 Śrem, ul. Staszica 4	2007.06.26	Pcc, Occ	zmiana terminu ważności koncesji, REGON na NIP i KRS, nowe warunki prowadzenia działalności
56	Zakład Gospodarki Komunalnej (Miasto i Gmina Szamotuły)	64-500 Szamotuły, ul. Wojska Polskiego 14	2007.06.26	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji, wprowadzenie numeru NIP, ZPIZPD, nowe warunki wykonywania działalności
57	Sydkraft EC Słupsk Sp. z o.o.	76-200 Słupsk, ul. Słoneczna 15D	2007.06.26	Wcc	modernizacja kotła w jednym ze źródeł ciepła
58	Zakład Obsługi Komunalnej Miasta Lipna	87-600 Lipno, ul. Kard. S. Wyszyńskiego 47	2007.06.26	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji, wprowadzenie numeru NIP, nowe warunki prowadzenia działalności
59	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA	30-969 Kraków, Al. Jana Pawła II 188	2007.06.27	Wcc	sprostowanie oczywistej pomyłki, zmiana mocy zainstalowanej
60	Leszek Mańka PETRONAFT	41-200 Sosnowiec, ul. Radocha 4	2007.06.27	Opc	postanowienie na podst. art. 113 KPA, oczywista omyłka
61	Zakład Energetyczny Białystok SA	15-950 Białystok, ul. Elektryczna 13	2007.06.28	Oee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana terminu ważności koncesji

62	„MAR-GAZ” Iwanowski Stanisław, Iwanowska Mieczysława, Piłat Iwona	25-214 Sitkówka Nowiny, ul. Zakładowa 15	2007.06.28	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, REGON na NIP
63	DEKK GAZ SC Dariusz Goleń, Krzysztof Sowa	38-530 Zarszyn, działka nr 701/6	2007.06.28	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
64	Vattenfall Distribution Poland SA	44-100 Gliwice, ul. Wybrzeże Armii Krajowej 19	2007.06.28	Dee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
65	ZOS-PTK Sp. z o.o.	44-100 Rybnik, ul. Kłokocińska 51	2007.06.28	Opc	postanowienie na podst. art. 113 KPA, oczywista omyłka
66	Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja SA	50-220 Wrocław, ul. Łowiecka 24	2007.06.28	Wcc, Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana rozdz. 1 na str. 2
67	Dolnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	50-507 Wrocław, ul. Ziębicka 44	2007.06.28 2007.07.30	Ppg; Opg	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy; decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana numeru DKN
68	Wielkopolski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	61-859 Poznań, ul. Grobla 15	2007.06.28 2007.07.31	Dpg; Opg	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy; decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana numeru DKN
69	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe PIEPRZYK Sp. z o.o.	63-900 Rawicz, ul. Sarnowska 18a	2007.06.28	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2, REGON na NIP
70	AKWAWIT-BRASCO SA	64-100 Leszno, ul. Święciechowska 2	2007.06.28	Wpc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
71	Miejskie Zakłady Komunalne Sp. z o.o.	66-470 Kostrzyn n/Odrą, ul. Kopernika 4 a	2007.06.28	Pcc, Occ	przedłużenie terminu obowiązania koncesji, ZPIZPD
72	TRANSPOL Sp. z o.o.	70-888 Szczecin, ul. Bryczkowskiego 24/1a	2007.06.28	Opc	sprostowanie oczywistej omyłki – nr NIP
73	Energetyka Szczecińska – Zespół Elektrowni Wodnych Sp. z o.o.	72-310 Płoty, ul. Paderewskiego 11	2007.06.28	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
74	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	73-110 Stargard Szczeciński, ul. Nasienna 6	2007.06.28	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji, ZPIZPD
75	Elektrociepłownia Elbląg Sp. z o.o.	82-300 Elbląg, ul. Elektryczna 20A	2007.06.28	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
76	ENERGA Zakład Elektrowni Wodnych Sp. z o.o.	83-010 Straszyn, ul. Hoffmanna 5	2007.06.28	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
77	Irena Wiśniewska, Stefan Rogowski Brodnicka Energetyka Wiatrowa SC	87-300 Brodnica, ul. Okrężna 13	2007.06.28	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
78	Mazowiecki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	01-224 Warszawa, ul. Krucza 6/14	2007.06.29 2007.07.31	Ppg; Opg	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy; decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana numeru DKN
79	MPK GAZ Marek Kiewicz, Piotr Kęciński Sp.j.	05-180 Pomiechówek, ul. Warszawska 25	2007.06.29	Opc	zmiana nazwy
80	ZEB Dystrybucja Sp. z o.o.	19-950 Białystok, ul. Elektryczna 13	2007.06.29	Dee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
81	LUBZEL Dystrybucja Sp. z o.o.	20-340 Lublin, ul. Garbarska 21A	2007.06.29	Dee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
82	Karpacki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	33-100 Tarnów, ul. Wita Stwosza 7	2007.06.29 2007.07.31	Ppg; Opg, Ogz	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy; decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana numeru DKN
83	RZE Dystrybucja Sp. z o.o.	35-959 Rzeszów, ul. 8-go Marca 6	2007.06.29	Dee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu

84	Gómośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	41-800 Zabrze, ul. Szczęść Boże 11	2007.06.29 2007.07.31	Ppg; Opg	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy; decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana numeru DKN
85	Elektrociepłownia Będzin SA	42-500 Będzin, ul. Małobądzka 141	2007.06.29	Wcc, Wee	zmiana terminu ważności koncesji
86	Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	80-858 Gdańsk, ul. Wałowa 41/43	2007.06.29 2007.07.31	Ppg; Opg, Ogz	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy; decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana numeru DKN
87	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	88-160 Janikowo, ul. Kasprowicza 57	2007.06.29	Pcc, Occ	zmiana terminu ważności koncesji, nowe warunki wykonywania działalności
88	PHU FEBRI	23-413 Obsza, Olchowiec 58	2007.07.02	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
89	Robert Żaba Firma Handlowa	32-412 Wiśniowa, Glichowa 107	2007.07.02	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2, REGON na NIP
90	Tadeusz Marek PHU MARTEX	32-650 Kęty, ul. Mickiewicza 53D	2007.07.02	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
91	Adam Latoszek Dystrybucja Gazu Propan-Butan LASZKŁO	38-200 Jasło, ul. Żeromskiego 7	2007.07.02	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
92	Blandyna Gwiazda, Grzegorz Gwiazda PETROMAN SC	43-440 Goleśzów, ul. Spółdzielcza 16	2007.07.02	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
93	Jerzy Żurański PW PROMET	62-610 Sompolno, ul. Taczanowskiego 16	2007.07.02	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2, REGON na NIP
94	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	66-500 Strzelce Krajeńskie, ul. Kościuszki 5	2007.07.03	Wcc, Pcc	zmiana terminu obowiązywania koncesji, ZPiZPD, zmiana warunków prowadzenia działalności
95	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Katowice SA	40-126 Katowice, ul. Grażyńskiego 49	2007.07.04	Pcc	ZPiZPD
96	Henryk Słowiński PHU	62-530 Kazimierz Biskupi, ul. Sienkiewicza 1	2007.07.04	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2, REGON na NIP
97	Przedsiębiorstwo Energetyczne ESV Sp. z o.o.	55-011 Siechnice, ul. Polna 12	2007.07.05	Dee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
98	„JJS Justyna Szostak”	32-300 Olkusz, ul. Spółdzielcza 3	2007.07.06	Opc	zmiana adresu
99	EUROPOL Sp. z o.o.	65-735 Zielona Góra, ul. Dekoracyjna 2	2007.07.06	Opc	zmiana adresu
100	POLENERGIA Trading SA	00-805 Warszawa, ul. Chmielna 85/87	2007.07.09	Oee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, adresu, REGON na NIP
101	Mirosław Peć, Tomasz Peć Stacja Paliw PETSUL SC	23-412 Łukowa 26A	2007.07.09	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
102	Mirosław Peć, Tomasz Peć, Wojciech Peć Stacja Paliw M.T.W. SC	23-412 Łukowa 26A	2007.07.09	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
103	G. Rogala, A. Drozd GRE-ART Sp.j.	32-050 Skawina, ul. Hallerów 18	2007.07.09	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana formy prawnej
104	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe KAM SC Antoni Majcher, Krzysztof Majcher, Stanisław Kotcz	37-200 Gorliczyzna 717	2007.07.09	Opc	zmiana adresu
105	VEOLIA TRANSPORT Kędzierzyn-Koźle Sp. z o.o.	47-200 Kędzierzyn-Koźle, ul. 24 Kwietnia 2	2007.07.09	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, REGON na NIP
106	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	74-300 Myślibórz, ul. Lipowa 13	2007.07.09	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji, ZPiZPD



107	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA	00-496 Warszawa, ul. Mysia 2	2007.07.10	Oee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana terminu ważności koncesji
108	Elektrociepłownia Kielce Sp. z o.o.	25-668 Kielce, ul. Hubalczyków 30	2007.07.10	Wcc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
109	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	39-200 Dębica, ul. Rzeszowska 83	2007.07.10	Wcc	zmiana terminu ważności koncesji
110	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej we Wrześni SA	62-300 Września, ul. Witkowska 6	2007.07.10	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji, nowe warunki wykonywania działalności
111	Instytut Problemów Jądrowych im. Andrzeja Sołtana	05-400 Otwock – Świerk	2007.07.11	Dee, Oee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana terminu ważności koncesji
112	ELKOM Sp. z o.o.	46-081 Brzezie k/Opola, ul. Norweska 11	2007.07.11	Pcc, Occ	zmiana terminu ważności koncesji
113	BIERTANK Romuald, Zofia Bierdzio Sp.j.	47-232 Kędzierzyn Koźle, ul. Korfantego 9/1	2007.07.11	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
114	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	64-400 Oborniki Wlkp., ul. Wybudowanie 56	2007.07.11 2007.07.27	Wcc; Wcc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
115	Pruszczańskie Przedsiębiorstwo Ciepłownicze PEC Sp. z o.o.	83-000 Pruszcz Gdański, ul. Obrońców Pokoju 18	2007.07.11	Wcc	zwiększenie zainstalowanej mocy ciepłej
116	Federal-Mogul Gorzyce	39-432 Gorzyce, ul. Odlewników 52	2007,07,12	Wcc	zmiana mocy zainstalowanej
117	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	58-500 Jelenia Góra, ul. Karola Miarki 46	2007.07.12	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji
118	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej SA	59-920 Bogatynia, ul. Daszyńskiego 29	2007.07.12	Pcc, Occ	zmiana terminu ważności koncesji
119	Michał Kycia, Zbyszko Jacek, Tomasz Ruszczynski BUD-GAZ Zakład Usługowo-Handlowy	61-386 Poznań, Os. Bohaterów II Wojny Światowej 31/2	2007.07.12	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
120	EWE energia Sp. z o.o.	61-734 Poznań, ul. Nowowiejskiego 53	2007.07.12	Dpg, Opg	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, adresu
121	MORGAN STANLEY & CO INTERNATIONAL PLC	E14 4QA Londyn, 25 Cabot Square, Canary Wharf	2007.07.12	Oee	postanowienie na podst. art. 113 KPA, oczywista omyłka
122	Wojciech Kaczmarczyk, Małgorzata Ryzner, Dariusz Kaczmarczyk, Regina Kaczmarczyk PHU BENZ-GAZ	05-200 Wołomin, ul. Radzywińska 9	2007.07.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu, oznaczenia przedsiębiorcy
123	„WESPAR” SC Aneta Partyka, Łukasz Wesołowski, Konrad Wesołowski, Michał Wesołowski	27-552 Boćkowice, Boćkowice 85	2007.07.16	Opc	zmiana współników w spółce
124	Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Legnicy SA	59-220 Legnica, ul. Poznańska 48	2007.07.16	Wcc, Pcc, Occ	zmiana terminu ważności koncesji
125	EUROWIND POLAND Sp. z o.o.	80-266 Gdańsk, ul. Grunwaldzka 212	2007.07.16	Wee	postanowienie na podst. art. 113 KPA, oczywista omyłka – zmiana adresu
126	Gabriela Kulczyk, Piotr Włoch AUTO GAZ SERWIS SC	89-960 Czersk, ul. Lipowa 3	2007.07.16	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
127	Norbert Dziuba, Katarzyna Markiewicz TRAKT Sp.j.	02-777 Warszawa, ul. Cynamonowa 43	2007.07.17	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
128	FHU MALIBU Z. i M. Niedbalec Sp.j.	39-207 Brzeźnica, Brzeźnica 18A	2007.07.17	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
129	FH „DUET” Marek Kampka, Beata Kampka Sp.j.	48-120 Baborów, ul. Powstańców 90	2007.07.17	Opc	postanowienie na podst. art. 113 KPA, oczywista omyłka – zmiana adresu
130	Bielawskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	58-260 Bielawa, ul. Bankowa 5	2007.07.17	Pcc, Occ	zmiana terminu ważności koncesji
131	ENERGETYKA Sp. z o.o.	59-301 Lubin, ul. M. Skłodowskiej-Curie 58	2007.07.17	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji

132	STALPRODUKT SA	32-700 Bochnia, Wygoda 69	2007.07.18	Oee	zmiana zakresu wykonywanej działalności
133	EKOPOL GÓRNOŚLĄSKI – HOLDING SA	41-922 Radzionków, ul. Kuźaja 42A	2007.07.18	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
134	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	78-300 Świdwin, ul. Słowiańska 9	2007.07.18	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji, ZPiZPD
135	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	78-500 Drawsko Pomorskie, ul. Sobieskiego 8	2007.07.18	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji, ZPiZPD
136	PPU ELJOT Jacek Jurkiewicz, Włodzimierz Lewandowski Sp.j.	87-410 Kowalewo Pomorskie, ul. Frydrychowo 56	2007.07.18	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu, REGON na NIP
137	Zakłady Azotowe Anwil SA	87-805 Włocławek, ul. Toruńska 222	2007.07.18	Wcc, Pcc, Wee, Dee, Oee	zmiana terminu ważności koncesji, REGON na NIP i KRS, nowe warunki wykonywania działalności
138	LOTOS MAZOWSZE SA	06-500 Mława, ul. Grzebskiego 10	2007.07.19	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2, REGON na NIP
139	PPHU Jerzy i Dariusz Bednarek Sp.j.	62-700 Turek, ul. Komunalna 2	2007.07.19	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
140	Wiesław Chromicz PUH Stacja Paliw	70-795 Szczecin, ul. Zajęcza 14d	2007.07.19	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu, REGON na NIP
141	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Starogardzie Gdańskim Przedsiębiorstwo Państwowe	83-200 Starogard Gdański, ul. Pelplińska 21	2007.07.19	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
142	Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	98-300 Wieluń, ul. Ciepłownicza 26	2007.07.19	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji, ZPiZPD, REGON na NIP i KRS, uaktualnienie warunków koncesyjnych
143	„LIMAX-GAZ” Sp. z o.o.	26-200 Końskie, ul. Zielona 2	2007.07.20	Opc	zmiana formy prawnej
144	Elektrownia Skawina SA	32-050 Skawina, ul. Piłsudskiego 10	2007.07.20 2007.07.31	Wee; Wcc, Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2; decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana terminu ważności koncesji
145	ENERGA – Operator SA	80-557 Gdańsk, ul. Marynarki Polskiej 130	2007.07.20	Dee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
146	MK PETROL Sp. z o.o.	08-443 Sobienie-Jeziory, Warszawice 104A	2007.07.23	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu spółki
147	ELSTAP Elektrownia Bio-Gazowa A.A.G.P. Starzek SC	34-424 Szafłary, Zaskale, ul. Kardynała Karola Wojtyły 62	2007.07.23	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
148	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.	75-111 Koszalin, ul. Łużycka 25 a	2007.07.23	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji, ZPiZPD
149	ALADYN Sp. z o.o.	06-100 Stare Lubijewo, gm. Ostrów Mazowiecka, ul. Łomżyńska 9	2007.07.24	Wpc, Mpc, Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu, REGON na NIP
150	Miejsce Obsługi Podróżnych – Stacja Paliw	27-640 Klimontów, ul. Słoneczna 1	2007.07.24	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, REGON na NIP
151	Przedsiębiorstwo Handlu Spożywczego Sp. z o.o.	32-500 Chrzanów, ul. Partyzantów 11A	2007.07.24	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
152	GROX Trading Group SA	50-079 Wrocław, ul. Rуска 5	2007.07.24	Wpc, Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
153	Krystyna Bichta, Piotr Bichta PW B.K. & B.P.	87-162 Lubicz Dolny, ul. Toruńska 79	2007.07.24	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
154	CEZAND-BIS Pawłowski Sp.j.	08-200 Łosice, ul. Krasickiego 3	2007.07.25	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, adresu

155	Albert Krzysztof Korman KEA System PPHU	08-311 Bielany, ul. Słoneczna 5	2007.07.25	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu, REGON na NIP
156	Grzegorz Sawicki, Jadwiga Sawicka FHU ORION SC	09-100 Płońsk, ul. Czerwińska 11	2007.07.25	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, adresu
157	Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Przemysłu Rafineryjnego PETROIL Sp. z o.o.	09-411 Płock, ul. Chemików 5	2007.07.25	Wpc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2
158	Kazimierz Sołomin	11-400 Kętrzyn, ul. Cegielnia 8	2007.07.25	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu, zmiana pkt 1 na str. 2
159	STOLBUD SA	29-100 Włoszczowa, ul. Jędrzejewska 74	2007.07.25	Wcc	zmiana terminu ważności koncesji, ZPiZPD, REGON na NIP i KRS, uaktualnienie warunków koncesyjnych
160	Zakład Gospodarki Ciepłej Śląskiego Uniwersytetu Medycznego	40-752 Katowice, ul. Medyków 2A	2007.07.25	Wcc, Pcc	zmiana nazwy
161	Hanna Linkiewicz, M.D. Kawatek KROTGASZ Rozlewnia Gazu Płynnego Sp.j.	63-700 Krotoszyn, ul. Sadowa 2	2007.07.25	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
162	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	72-300 Gryfice, ul. Wałowa 21B	2007.07.25	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji, ZPiZPD
163	Alicja Stepnowska PHU ROLBUD	08-330 Kosów Lacki, ul. Matkińska 7	2007.07.26	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
164	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	28-200 Staszów, ul. Langiewicza 14	2007.07.26	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji, ZPiZPD, REGON na NIP i KRS, uaktualnienie warunków koncesyjnych
165	Mała Elektrownia Wodna MEW SC Mariusz Stafiniak, Bolesław Jurewicz	10-648 Olsztyn, ul. Orłowicza 13/14	2007.07.27	Wee	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, zmiana pkt 1 na str. 2
166	Barbara Mazur, Tomasz Mazur MAZUR SC	22-400 Zamość, ul. Wiejska 12	2007.07.27	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
167	RAFINERIA ESTRY METYLOWE Sp. z o.o.	76-251 Kobylnica, ul. Słupska 25	2007.07.27	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy
168	Kotłownia IZOPOL Zakład Gospodarki Ciepłej i Wodnej Sp. z o.o.	88-340 Trzemeszno, ul. Gnieźnieńska 4	2007.07.27	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji, REGON na KRS i NIP, nowe warunki wykonywania działalności
169	Zakład Gospodarki Ciepłej Sp. z o.o.	11-010 Barczewo, ul. Wojska Polskiego 15	2007.07.30	Wcc; Pcc	zmniejszenie zainstalowanej mocy ciepłej; REGON na KRS i NIP
170	Janusz Zajdel FHUP Import-Export	38-204 Tarnowiec 292	2007.07.30	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana pkt 1 na str. 2, REGON na NIP
171	Ciepłownia Siemianowice Sp. z o.o.	41-100 Siemianowice Śląskie, ul. Konopnickiej 1	2007.07.30	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji
172	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	69-100 Słubice, ul. Folwarczna 1	2007.07.30	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji, ZPiZPD
173	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	72-600 Świnoujście, ul. Daszyńskiego 2	2007.07.30	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji, ZPiZPD
174	Gazpartner Sp. z o.o.	78-230 Karlino, Krzywopłoty 42	2007.07.30	Dpg, Opg	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana adresu
175	Miejski Zakład Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	97-300 Piotrków Trybunalski, ul. Przemysłowa 4	2007.07.30	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji, ZPiZPD, REGON na NIP i KRS, uaktualnienie warunków koncesyjnych



176	Miejskie Sieci Ciepne Sp. z o.o.	98-220 Zduńska Wola, ul. Żeromskiego 7/9	2007.07.30	Pcc, Occ	zmiana terminu ważności koncesji, ZPiZPD, REGON na NIP i KRS, uaktualnienie warunków koncesyjnych
177	STATOIL POLAND Sp. z o.o.	02-603 Warszawa, ul. Puławska 86	2007.07.31	Wpc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana oznaczenia przedsiębiorcy, adresu
178	Zakład Gospodarki Komunalnej w Mogilnie	88-300 Mogilno, ul. Witosa 6	2007.07.31	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji, wprowadzenie numeru NIP i nowych warunków prowadzenia działalności
179	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	96-200 Rawa Mazowiecka, ul. Słowackiego 70	2007.07.31	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji, ZPiZPD, REGON na NIP i KRS, uaktualnienie warunków koncesyjnych
180	Zakład Gospodarki Komunalnej (Gmina Żychlin)	99-320 Żychlin, ul. Barlickiego 15	2007.08.02	Pcc, Occ	zmiana terminu ważności koncesji, ZPiZPD, REGON na NIP, uaktualnienie warunków koncesyjnych
181	Stacja Paliw ETYL Falkowscy Sp.j.	10-603 Olsztyn, ul. Metalowa 3	2007.08.03	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana nazwy, NIP i KRS
182	BARTER SA	15-281 Białystok, ul. Legionowa 28	2007.08.03	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana nazwy przedsiębiorcy, KRS, NIP
183	Sanockie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	38-500 Sanok, ul. Jana Pawła II 59	2007.08.03	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji
184	CHEMPEST SMOGORZÓW – ZBIGNIEW GUDZOWSKI	46-100 Namysłów, ul. Główna 44	2007.08.03	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana nazwy
185	Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.	34-400 Nowy Targ, ul. Długa 21	2007.08.06	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji
186	IWOPOŁ Sp. z o.o.	38-200 Jasło, ul. Baczyńskiego 20A	2007.08.06	Opc	decyzja na podst. art. 155 KPA, zmiana siedziby
187	K. Karłowski, A.L. Karłowski, S. Karłowski, A. Karłowski Sp.j.	64-330 Opalenica, ul. Młyńska 31	2007.08.06	Opc	zmiana na podstawie art. 155 KPA, zmiana nazwy, KRS i NIP
188	Energetyka Ciepła Kępno Sp. z o.o.	63-600 Kępno, ul. Wiosny Ludów 12A	2007.08.07	Wcc, Pcc	zmiana terminu ważności koncesji, REGON na NIP i KRS, nowe warunki wykonywania działalności

## Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie ciepła

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Dee – dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Wpc – wytwarzanie paliw ciekłych

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych

Opc – obrót paliwami ciekłymi

Dpg – dystrybucja paliw gazowych

Ppg – przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

Opg – obrót paliwami gazowymi

Ogz – obrót gazem ziemnym z zagranicą

ZPiZPD – zmiana przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności

### WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM COFNIĘTO KONCESJE (stan na 2007.08.07)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	Sebastian Sass, Jarosław Kuczmaszewski S & J QUANTUM	44-280 Rydułtowy, ul. M. Strody 91	2007.06.06	Opc	zaprzestanie działalności
2	Mazowiecka Fabryka Drożdży Józefów Sp. z o.o.	05-860 Płochcin, Józefów, ul. Fabryczna 1	2007.06.08	Oee, Pee	–

3	PHU Auto-Gaz Halina Morusiewicz	19-400 Olecko, ul. Leśna 15	2007.06.11	Opc	zaprzeszanie działalności
4	Firma Prywatna ASCHEM	01-457 Warszawa, ul. Przanowskiego 59	2007.06.12	Opc	zaprzeszanie działalności
5	Roman Zięba AUTO-GAZ	39-400 Tarnobrzeg, ul. Dąbrowskiej 11 m. 8	2007.06.12	Opc	zaprzeszanie działalności
6	Dominik Tuz, Edward Tuz PHU EDA SC	58-124 Marcinowice, ul. Wrocławska 12	2007.06.13	Opc	-
7	AW HOLDING Sp. z o.o.	62-800 Kalisz, ul. Pułaskiego 21	2007.06.13	Opc	-
8	Biuro Maklerskie i Handlowe B.J.	09-402 Płock, Paśniki 4/2	2007.06.13	Opc	zaprzeszanie działalności
9	Antoni Sielawa Stacja Paliw	18-500 Kołno, ul. Armii Krajowej 41	2007.06.13	Opc	zaprzeszanie działalności
10	Ewa Tabaka Sklep Przemysłowy Dystrybucja Gazu	64-720 Lubasz, ul. Chrobrego 26	2007.06.13	Opc	zaprzeszanie działalności
11	„AWIS” SC Jerzy Waśniewski, Adam Ksieniewicz	14-260 Lubawa, ul. Kopernika 3	2007.06.13	Opc	zaprzeszanie działalności
12	BLUE PARKING Sp. z o.o.	02-017 Warszawa, Al. Jerozolimskie 123 A	2007.06.13	Pee, Oee	zaprzeszanie działalności
13	ALTAR Alina Romaniak, Tadeusz Romaniak, Anna Wótczewska Sp.j.	03-687 Warszawa, ul. Łodygowa 20	2007.06.19	Opc	zaprzeszanie działalności
14	Tomasz Torgowski Zakład Usługowo-Transportowy WAPNOTRANS	88-100 Inowrocław, ul. Długa 40a/18	2007.06.19	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
15	Fundacja na Rzecz Aktywizacji Zawodowej Żołnierzy Zawodowych Rezerwy FAR	01-541 Warszawa, ul. Czarnieckiego 51	2007.06.19	Opc	zaprzeszanie działalności
16	Karolina Karbownik PHU TWOJE BIURO	97-300 Piotrków Trybunalski, ul. Kostromska 62A m. 97	2007.06.19	Opc	zaprzeszanie działalności
17	Henryk Kłys PHU	98-200 Sieradz, Monice 3	2007.06.19	Opc	zaprzeszanie działalności
18	ZUH PALMAR Marian Kajak	09-522 Dobrzyków, ul. Osiedlowa 5	2007.06.19	Opc	zaprzeszanie działalności
19	Elżbieta Słabęcka PW ZBIG	87-880 Brześć Kujawski, ul. I Armii Wojska Polskiego 1	2007.06.19	Opc	zaprzeszanie działalności
20	SKŁAD OPAŁU Piotr Paweł Kubala	90-615 Łódź, ul. Legionów 92	2007.06.19	Opc	zaprzeszanie działalności
21	ZHU MARKA Marek Szczepański	06-300 Przasnysz, ul. Leszno 40	2007.06.19	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
22	ESOX SA	44-310 Radlin, ul. Odległa 138	2007.06.20	Pcc, Occ	zaprzeszanie działalności
23	Firma Handlowo-Usługowo- -Produkcyjna AMPER M. Szczyra Sp.j.	42-600 Tarnowskie Góry, ul. Równoległa 1	2007.06.20	Opc	zaprzeszanie działalności
24	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo- -Usługowe „STANBUD” Stanek Mirosława	42-440 Ogrodzieniec, ul. Kościuszki 39 a	2007.06.20	Opc	nie podjęcie działalności
25	Przedsiębiorstwo Robót Mostowych MOSTAR Sp. z o.o.	73-110 Stargard Szczeciński, ul. Bydgoska 13/15B	2007.06.25	Wee	zaprzeszanie działalności
26	ORLEN Transport Olsztyn Sp. z o.o.	11-041 Olsztyn, Gutkowo 54, gm. Jonkowo	2007.06.27	Opc	zaprzeszanie działalności
27	ENERGA – Operator SA	80-557 Gdańsk, ul. Marynarki Polskiej 130	2007.06.28	Wee, Oee	zaprzeszanie działalności
28	EnergiaPro Koncern Energetyczny SA	54-203 Wrocław, ul. Legnicka 51-53	2007.06.28	Oee, Opc	zaprzeszanie działalności
29	Zakład Energetyczny Łódź-Teren SA	90-950 Łódź, ul. Piotrkowska 58	2007.06.28 2007.06.29	Wee, Oee	zaprzeszanie działalności
30	ENION SA	30-417 Kraków, ul. Łagiewnicka 60	2007.06.28 2007.06.29	Wee, Oee; Wcc	zaprzeszanie działalności
31	Jarosław Kuliński	63-800 Gostyń, Krajewice 117	2007.06.28	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
32	ZELT Dystrybucja Sp. z o.o.	00-496 Warszawa, ul. Mysia 2	2007.06.30	Dee	zaprzeszanie działalności

33	Przedsiębiorstwo Robót Inżynieryjnych SA Holding	40-387 Katowice, ul. Rozdzieńska 28	2007.07.02	Opc	zaprzestanie działalności
34	Krzysztof Kapkowski PH-U KRZYSZTOF	42-200 Częstochowa, ul. Sikorskiego 9	2007.07.02	Opc	zaprzestanie działalności
35	Wiesław Zenon Suszko	22-420 Skierbieszów, ul. Zamojska 10	2007.07.02	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
36	Paluszek Józef ELEKTROWNIA WODNA	76-010 Polanów, ul. Sławieńska 7	2007.07.03	Wee	zaprzestanie działalności
37	Firma „T&B”	32-085 Modlnica, Giebułtów 285	2007.07.04	Opc	–
38	Reform Company Sp. z o.o.	05-825 Opypy, Grodzisk Mazowiecki, ul. Paprociowa 28	2007.07.05	Oee	zaprzestanie działalności
39	Wielobranżowe Przedsiębiorstwo Handlowo-Produkcyjne „KAMAX” Kluska Anna	98-220 Zduńska Wola, ul. Opiesińska 7A	2007.07.05	Opc	zaprzestanie działalności
40	TAD-OL Sp. z o.o.	09-407 Płock, ul. Targowa 18	2007.07.06	Opc	zaprzestanie działalności
41	KAROR Mirosław Szubartowski i Spółka Sp.j.	85-871 Bydgoszcz, ul. Smoleńska 154	2007.07.06	Oee	zaprzestanie działalności
42	Jarosław Jechorek JJ ECO-OIL	41-500 Chorzów, ul. Janasa 13	2007.07.06	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
43	KAROR Bis Sp. z o.o.	86-050 Solec Kujawski, ul. Unii Europejskiej 4	2007.07.06	Oee	zaprzestanie działalności
44	Cukrownia Jawor SA	59-400 Jawor, ul. Starojaworska 104	2007.07.12	Wee	zaprzestanie działalności
45	Andrzej Goryń	71-653 Szczecin, ul. Rugiańska 76A/12	2007.07.12	Wee	zaprzestanie działalności
46	PRATERM SA	04-555 Warszawa, ul. Bronisława Czecha 36	2007.07.16	Wcc, Pcc	–
47	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe MŁYN ŁABISZYN	89-210 Łabiszyn, ul. Mickiewicza 5	2007.07.16	Wee	zaprzestanie działalności
48	Cukrownia Małoszyn SA	55-320 Malczyce, ul. Sienkiewicza 25	2007.07.20	Wee	zaprzestanie działalności
49	Jerzy Nogal PPH Export Import	05-651 Drwałew, Żyrów 49, gm. Chynów	2007.07.25	Opc	zaprzestanie działalności
50	Krystyna Zarębska PPHU CAMELOT	34-312 Międzybrodzie Bialskie, ul. Zdrojowa 42	2007.07.25	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
51	SAREMO Sp. z o.o.	35-604 Rzeszów, ul. Łukasiewicza 8a	2007.07.25	Opc	zaprzestanie działalności
52	Jacek Lasecki PHU i Dystrybucja Gazu	97-306 Grabica, Kamocin 98	2007.07.25	Opc	rażące naruszenie warunków koncesji
53	FHU JAN-GAS Sp. z o.o.	43-267 Suszec, Rudziczka, ul. Woszczycka 2	2007.07.25	Opc	zaprzestanie działalności
54	Marian Kowalewski, Grzegorz Kowalewski, Iwona Kowalewska Stacja Sprzedaży Paliw M.I.G. Kowalewscy	11-210 Sępól, ul. Mostowa 3 a	2007.07.27	Opc	zaprzestanie działalności
55	Teresa Wypychewicz Stacja Paliw	29-100 Włoszczowa, ul. O. Broniewskiego 2/6	2007.07.27	Opc	zaprzestanie działalności
56	Remigiusz Głowacki Firma ITO	97-400 Bełchatów, ul. Lipowa 6D	2007.07.27	Opc	zaprzestanie działalności
57	Alfred Płuciennik PHU AL-FRED	17-100 Bielski Podlaski, ul. Brańska 132	2007.07.30	Opc	zaprzestanie działalności
58	Rozlewnia Gazu Płynnego Maria i Mieczysław Białobrzescy	14-134 Samborowo, ul. Dworcowa 6	2007.07.30	Opc	zaprzestanie działalności
59	MED-OIL Sp. z o.o.	40-005 Katowice, ul. Opolska 22	2007.08.03	Opc	–
60	MARTECH Sp. z o.o.	74-400 Dębno Lubuskie, ul. Słowackiego 34	2007.08.06	Opc	–

## Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła

Pcc – przesyłanie ciepła

Occ – obrót ciepłem

Wee – wytwarzanie energii elektrycznej

Pee – przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

Dee – dystrybucja energii elektrycznej

Oee – obrót energią elektryczną

Opc – obrót paliwami ciekłymi



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

(stan na 2007.08.07)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji
1	Dudek Zenon PHU „STETON”	43-430 Skoczów (Ochaby Małe), ul. Dębowiecka 26	2007.05.07
2	Andrzej Pitas Firma Handlowa ANDRZEJ	41-100 Siemianowice Śl., ul. Pułaskiego 3	2007.05.08
3	Andrzej, Alicja PITAS SC	41-100 Siemianowice Śl., ul. Pułaskiego 3	2007.05.08
4	PHU INET-SYSTEM Marian Biskup	31-752 Kraków, ul. K. Makuszyńskiego 4	2007.05.08
5	Falcon Oil Sp. z o.o.	02-979 Warszawa, ul. Kostrzyńska 24/11	2007.05.08
6	„Praktik” Magdalena Kapusta	26-631 Jastrzębia, Jastrzębia 108	2007.05.08
7	Fuks-Gaz SC Anna Krupa, Łukasz Jemiołowski	03-253 Warszawa, ul. Białolecka 184	2007.05.09
8	Stacja Paliw SC 3 x K Kornecki Jerzy, Kornecka Kazimiera	38-535 Tyrawa Wołoska	2007.05.10
9	MEDILOGISTYKA Sp. z o.o.	09-400 Płock, ul. Medyczna 8	2007.05.14
10	Mas-Inkom Sp. z o.o.	00-728 Warszawa, ul. Bobrowiecka 2 B lok. 45	2007.05.14
11	Alfa Gaz Sp. z o.o.	02-495 Warszawa, ul. Dzieci Warszawy 48 lok. 210	2007.05.14
12	PHU POLTRADE Przemysław Sajdakowski	01-476 Warszawa, ul. Kaliskiego 23/37	2007.05.16
13	km petro	31-236 Kraków, Al. 29-listopada 162	2007.05.16
14	„EKOPAL-WROCLAW” Sp. z o.o.	54-130 Wrocław, ul. Bulwar Ikara 14/14	2007.05.17
15	T.B. PETROL Tomasz Kruczyński	08-110 Siedlce, ul. Nauczycielska 3	2007.05.18
16	„DIZAN” Dobkowski Daniel	12-140 Świętajno, ul. Grunwaldzka 4	2007.05.21
17	PHU Petropol Kamil Nowakowski	06-450 Głinojeck, Zygmuntowo 38	2007.05.25
18	Firma Wielobranżowa „MAXBUD” Grzegorz Pastryk	22-200 Włodawa, ul. Rynek 19/b m. 4	2007.05.28
19	Zbigniew Jurkowski PROBEN 77	88-400 Żnin, ul. Wilczkowska 8	2007.05.29
20	Stacja Paliw i Auto Myjnia	11-440 Reszel, ul. Bolesława Chrobrego 5B	2007.05.30
21	Łukasz Bartos Gospodarstwo Rolne	26-065 Piekoszów, ul. Czamowska 6	2007.05.31
22	Grzegorz Puk Przedsiębiorstwo Handlowo- Usługowe	64-423 Lubosz, Niemierzewo 23	2007.06.04
23	PPHU ROL-BUD Jerzy Jaczyński	19-530 Szczuczyn, ul. Łomżyńska 25	2007.06.04
24	KLF Sp. z o.o.	47-280 Pawłowiczki, ul. Wyzwolenia 1	2007.06.05
25	WZM „WALOR” Sp. z o.o.	04-804 Warszawa, ul. Patriotów 212	2007.06.06
26	Destylarnia Sobieski SA	83-200 Starogard Gdański, ul. Skarszewska 1	2007.06.06
27	ENERGO UTECH DEVELOPMENT Sp. z o.o.	61-418 Poznań, ul. Pietrusińskiego 4/6	2007.06.06
28	Kinga Monika Bartol-Warguła Firma Wielobranżowa	64-600 Oborniki, ul. Armii Krajowej 15/13	2007.06.08 2007.08.06
29	Aleksander Karwański PPHU „O.K.”	40-036 Katowice, Ligonja 30/2	2007.06.11
30	Firma ARTPOL Wacław Zoń	32-590 Libiąż, ul. Chrzanowska 14	2007.06.11
31	MEW Wiesław Halczuk	57-300 Kłodzko, ul. Wiosenna 16/13	2007.06.12
32	Władysław Poleski	05-400 Otwock, ul. Traugutta 3	2007.06.12
33	BCC OPTY Sp. z o.o.	04-965 Warszawa, ul. Złotej Jesieni 8	2007.06.12
34	Ewa Bronowska LUCO	06-400 Ciechanów, ul. Powstańców Wlkp. 13/72	2007.06.12
35	„VERA” Sp. z o.o.	86-011 Wtelno, ul. Morzewiec 1	2007.06.12
36	Halina Kądziołka Usługi Transportowe – Handel	41-700 Ruda Śląska, ul. Ciołkowskiego 1	2007.06.13
37	PETRON Sp. z o.o.	20-447 Lublin, ul. Diamentowa 1	2007.06.14
38	Mariusz Niewiadomski PHU PETRO-MAR	60-185 Skórzewo, ul. Jabłoniowa 13	2007.06.15
39	ELEKTRO-GAW SC Mirosław Gawłowski, Ewelina Gawłowska, Robert Gawłowski	87-840 Lubień Kujawski, Wola Olszowa 7	2007.06.15
40	EKOBU-D W Sp. z o.o.	41-301 Dąbrowa Górnicza, ul. Perła 10	2007.06.15
41	Spółdzielnia Kótek Rolniczych z/s w Mokrym Dworze	83-021 Wiślina, Mokry Dwór 21	2007.06.18
42	SCHIZMA Krzysztof Owoc	67-400 Wschowa, ul. Obrońców Warszawy 20/3	2007.06.19
43	GTS Sp. z o.o.	81-127 Gdynia, ul. Kwiatkowskiego 60	2007.06.19
44	ELPROMONT Sp. z o.o.	06-400 Ciechanów, ul. Nowozagumienna 39	2007.06.20
45	M.B. BUS Mirosław Buszkiewicz	27-350 Siemno, Olechów Stary 14	2007.06.20
46	Stacja Paliw Artur Otwinowski	32-090 Słomniki, ul. Wesola 11	2007.06.22

UMORZENIA. UCHYLENIA ...

47	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „MAX” Jadwiga Harmuszkiewicz	40-474 Katowice, ul. Wojciecha 11/24	2007.06.22
48	Przedsiębiorstwa Produkcji i Montażu MONTSPOŻ Sp. z o.o.	42-160 Krzepice, ul. Magreta 2	2007.06.27
49	Zbigniew Nowecki Firma Handlowa „OLL-MAX”	89-110 Sadki, Radzicz 38A	2007.06.27
50	RESTA SC Renata Basaraba, Stanisław Basaraba	21-300 Radzyń Podlaski, ul. Bohaterów 57A	2007.06.27
51	Miejski Zakład Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej (Miasto Grybów)	33-330 Grybów, ul. Ogrodowa 4	2007.06.28
52	DORADON SA	77-310 Debrzno, ul. Przechodnia 7/10	2007.06.28
53	Zygmunt Ruciński	08-110 Siedlice, Romanówka 9 m. 8	2007.06.28
54	TYMWOD A.S. Strzeleccy Sp.j.	96-500 Sochaczew, ul. Gwardyjska 11	2007.06.29
55	Rolnicza Spółdzielnia Produkcyjna „ROZKWIT”	88-400 Żnin, Dobrylewo	2007.06.29
56	Piotr Jastrzębski CONSTANS	41-902 Bytom, ul. Podgórna 5/10	2007.07.03
57	Ryszard Piętaś Stacja Paliw	67-124 Nowe Miasteczko, ul. T. Kościuszki 35	2007.07.03
58	Sławomir Najda KACPER	82-400 Sztum, Sztumskie Pole, ul. Sienkiewicza 60	2007.07.05
59	Firma Handlowo-Usługowa „LENA” Magdalena Bąbała	32-020 Wieliczka, Os. Szymanowskiego 3/27	2007.07.05
60	PHU „ALFA” Maria Mazurek	66-400 Gorzów Wielkopolski, ul. Warszawska 164	2007.07.06
61	Rotex Sp. z o.o.	93-368 Łódź, ul. Tuszyńska 60/64	2007.07.10
62	Janusz Cymer	31-464 Kraków, ul. Nieznana 1/2	2007.07.10
63	Spółdzielnia Kótek Rolniczych w Nowym Mieście	09-120 Nowe Miasto, Nowe Miasto-Folwark 7A	2007.07.16
64	Karpacki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.	33-100 Tamów, ul. Wita Stwosza 7	2007.07.17
65	Stacja Paliw „PAMAR” Mastaj Paweł	38-223 Osiek Jasielski, Osiek Jasielski 153	2007.07.17
66	Zajazd Laguna i Stacja LPG Żaneta Ginter	42-320 Niegowa, ul. Wojska Polskiego 7	2007.07.18
67	GAZ POLSKA Sp. z o.o.	21-050 Piaski, Kolonia Siedliszczki 5B	2007.07.18
68	Tutak Justyna	39-432 Gorzyce, ul. 11 Listopada 2/6	2007.07.20
69	AUTO-GAZ Adam Dziugiel	08-441 Parysów, Kozłów 85	2007.07.23
70	„An-Mon” Monika Pydych	72-200 Nowogard, ul. Krótka 5	2007.07.25
71	GAZ PRIM Jarosław Tomaszewski	11-015 Olsztynek, ul. Ostródzka 9	2007.07.25
72	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „PETRO-KĘDZIERZYN” Sp. z o.o.	47-225 Kędzierzyn-Koźle, ul. Szkolna 15	2007.07.27
73	Quality Sp. z o.o.	86-070 Dąbrowa Chełmińska, Gzin 11	2007.07.30
74	MARGA Sp. z o.o.	31-564 Kraków, Al. Pokoju 78	2007.08.06
75	Krystyna Leus Stacja Paliw	59-223 Krotoszyn, Wilczyce 55	2007.08.06

## WYKAZ PRZEDSIĘBIORSTW, KTÓRYM WYGAŚY DECYZJE KONCESYJNE

(stan na 2007.08.07)

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Adres	Data decyzji	Rodzaj działalności	Uzasadnienie
1	EMI-WASCH Myjnia Samochodowa i Stacja Paliw Emilia Stachnik Mueller	41-800 Zabrze, ul. Reymonta 21	2007.06.06	Opc	wykreślenie z ewidencji działalności gospodarczej
2	Przedsiębiorstwo PETRO-TOR Sp. z o.o.	87-100 Toruń, ul. Ceglana 27A	2007.06.13	Mpc	zaprzestanie działalności
3	Stacja Paliw Ewa Górna	64-630 Ryczywół, ul. Kolejowa 11	2007.06.14	Opc	wykreślenie z właściwego rejstru lub ewidencji
4	Firma Handlowo-Usługowa „BESI” Krawczyk Halina	99-200 Poddębice, Porczyzny 13	2007.06.26	Opc	zaprzestanie działalności
5	Krzysztof Szkudniewski MULTI LPG	49-300 Brzeg, ul. Rybacka 25/1	2007.06.26	Opc	–
6	AUT-GAZ Piotr Radwan	32-065 Krzeszowice, ul. Legionów Polskich 19	2007.06.27	Opc	–
7	Artur Drozd GRE-ART SC	32-020 Wieliczka, Czarnochowice 294	2007.07.09	Opc	przekształcenie spółki cywilnej w spółkę jawną
8	Przedsiębiorstwo Państwowej Komunikacji Samochodowej w Skierniewicach	96-100 Skierniewice, ul. Sobieskiego 79	2007.07.19	Opc	wykreślenie z rejestru przedsiębiorstw państwowych
9	Anna Warelis, Józef Piwnicki A.J.GAZ SC	27-440 Ćmielów, Łysowody 7	2007.07.20	Opc	zaprzestanie działalności

10	ZALOM-DOM Service Sp. z o.o.	70-895 Szczecin, Os. Kasztanowe 4	2007.07.27	Pcc	--
11	Grupa Lotos SA	80-718 Gdańsk, ul. Elbląska 135	2007.07.30	Wpg	wygaśnięcie na wniosek przedsiębiorcy
12	PHU ARGAZ Honorata Rutkowska	68-300 Lubsko, ul. Przemysłowa 59	2007.07.31	Opc	wykreślenie z ewidencji działalności gospodarczej
13	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o.	38-100 Strzyżów, ul. Południowa 3	2007.08.02	Wcc, Pcc	--
14	Paweł Krzysztofik NEPTUN PPHU	28-350 Słupia, Słupia 255/2	2007.08.06	Opc	--

## Legenda:

Wcc – wytwarzanie ciepła  
Pcc – przesyłanie i dystrybucja ciepła

Mpc – magazynowanie paliw ciekłych  
Opc – obrót paliwami ciekłymi  
Wpg – wytwarzanie paliw gazowych

## 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. Wierzbicice 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  
40-158 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 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](http://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”);

The screenshot shows the homepage of the Urząd Regulacji Energetyki (URE). The header includes the URE logo and the website URL [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl). A navigation bar contains links for 'BSP URE', 'ENGLISH', 'OTWARCIE RYNKU', and 'MAPA SERWISU', along with the date 'Poniedziałek, 17 kwietnia 2007'. A left sidebar menu lists various categories such as 'Urząd', 'Stanowiska i Komunikaty', 'Prawo', 'Rynek energii elektrycznej', 'Rynek paliw gazowych', 'Rynek ciepła', 'Paliwa ciekłe', 'Blok komponenty i biopaliwa', 'Liberalizacja rynku i zasada TPA', 'Odnawialne źródła energii', 'Wytwarzanie energii w kogeneracji', 'Rozstrzygnięcie sporów', 'Oddziały Terenowe URE', 'Publikacje', 'Poradnik odbiorcy', 'Energetyka w Europie', 'Współpraca międzynarodowa', 'Komunikacja społeczna', and 'Ciekawe linki'. The main content area features a large banner with the text '6 kroków jak zmienić sprzedawcę energii elektrycznej?' and 'Infolinia: 022 661 62 32'. Below the banner is a list of news items with dates and titles, such as 'Komunikat w sprawie rozstrzygnięcia Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów' and 'KOMUNIKAT w sprawie wyznaczenia operatorów systemów dystrybucyjnych'.

- 2) ze strony, która się ukaże, można skorzystać z szybkiego wyszukiwania w celu uzyskania informacji o podmiotach koncesjonowanych.

The screenshot shows the 'Baza koncesji' (Licenses Database) search results page on the URE website. The page features a search form with fields for 'Typ koncesji', 'Województwo', 'Podmiot', and 'Adres', along with a 'Data wydania koncesji' field. Below the search form are filters for 'Liczba wyników na stronie' (set to 10) and 'Liczba rekordów w bazie' (11446). The search results are displayed in a table with three entries:

Typ koncesji	Województwo	Podmiot	Adres	Data wydania koncesji
DEE	śląskie	"KEH" Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością*	Dąbrowa Górnicza, ul. Budowlanych 6/1A	21-11-2005
DEE	Mazowieckie	"STARA PRZEDZALNIA" Sp. z o.o.*	Milanówek, Średnia 176	17-05-2007
DEE	śląskie	CMC Zawiercie S.A.	Zawiercie, ul. Piłsudskiego 82	



**URE**

**URZĄD REGULACJI ENERGETYKI**