



**Prezes  
Urzędu Regulacji Energetyki**

**RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE  
W PIERWSZYM PÓŁROCZU 2008 r.**

**- RAPORT Z MONITOROWANIA -**

**Warszawa, wrzesień 2008**

## Spis treści

<b>Wprowadzenie .....</b>	<b>3</b>
<b>A. RYNEK HURTOWY .....</b>	<b>4</b>
Wstęp .....	4
Część I. Czynniki zewnętrzne mające wpływ na obecną sytuację na rynku .....	4
Część II. Charakterystyka hurtowego rynku energii elektrycznej.....	5
Część III. Kontrakty długoterminowe.....	13
Część IV. Działania przedsiębiorstw energetycznych ograniczające rozwój konkurencji oraz nie będące w interesie odbiorców .....	16
Część V. Rola Prezesa URE w kształtowaniu warunków konkurencji na rynku .....	23
Część VI. Podsumowanie .....	24
<b>B. RYNEK DETALICZNY .....</b>	<b>27</b>
Wstęp .....	27
Część I. Charakterystyka uczestników rynku .....	27
Część II. Informacja o taryfikacji .....	28
Część III. Niezależność działania OSD .....	29
Część IV. Informacje o postępach prac nad zawieraniem generalnych umów dystrybucji (GUD).....	33
Część V. Przestrzeganie przez OSD zapisów procedury zmiany sprzedawcy .....	38
Część VI. Liczba odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy .....	39
Część VII. Informacje o cenach energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.....	43
Część VIII. Informacje dot. nieopłaconych rachunków za energię elektryczną.....	45
Część IX. Rola Prezesa URE w kształtowaniu warunków konkurencji na rynku .....	47
Część X. Podsumowanie .....	48
<b>C. WNIOSKI I REKOMENDACJE .....</b>	<b>51</b>
<b>D. ZAŁĄCZNIKI .....</b>	<b>54</b>

## Wprowadzenie

Celem Raportu jest przedstawienie sytuacji na hurtowym i detalicznym rynku energii elektrycznej w I półroczu 2008 roku oraz ocena zasad funkcjonowania rynku i możliwości rozwoju konkurencji po pionowej konsolidacji sektora elektroenergetycznego, rozwiązaniu kontraktów długoterminowych, prawnym wydzieleniu OSD i uwolnieniu cen energii elektrycznej dla przedsiębiorstw obrotu energią, w części obejmującej sprzedaż odbiorcom przemysłowym.

Działania Prezesa URE znajdują swoją podstawę w przepisie art. 21 i 23 ust. 2 pkt 20 lit. f ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 z późn. zm.), które nakładają na Prezesa URE obowiązki promowania konkurencji oraz zadanie monitorowania funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej.

W zakres kompetencji Prezesa URE wchodzi także współpraca z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję (art. 23 ust. 14 ustawy – Prawo energetyczne). Rynek energii elektrycznej jest stale monitorowany w celu identyfikacji zachowań uczestników rynku, niepożądanych z punktu widzenia rozwoju konkurencji.

## A. RYNEK HURTOWY

### Wstęp

W tej części Raportu zostały przedstawione zmiany, które zaszły na hurtowym rynku energii elektrycznej po konsolidacji sektora elektroenergetycznego, rozwiązaniu kontraktów długoterminowych i uwolnieniu cen energii dla odbiorców przemysłowych. Ocena funkcjonowania tej części rynku została dokonana w oparciu o informacje pozyskane w ramach wykonywania ustawowych zadań Prezesa URE, podjętych w pierwszej połowie 2008 r. oraz danych pochodzących ze statystyki publicznej.

### Część I. Czynniki zewnętrzne mające wpływ na obecną sytuację na rynku

Zgodnie z „Programem dla elektroenergetyki” nastąpiło utworzenie czterech firm energetycznych poprzez konsolidację pionową przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem, obrotem i dystrybucją energii elektrycznej. Zgodnie z intencją projektodawców, podmioty te nie mają wewnętrznie zrównoważonego bilansu wytwarzania energii i zapotrzebowania odbiorców. Zgody na koncentracje trzech podmiotów<sup>1)</sup> zostały wydane przez Prezesa UOKiK na podstawie przepisów art. 20 ust. 2 ustawy z 16 lutego 2007 r. *o ochronie konkurencji i konsumentów*<sup>2)</sup>. Koncentracja przedsiębiorstw miała kluczowy wpływ na ograniczenie warunków rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej, w szczególności poprzez powstanie lub umocnienie pozycji dominującej w poszczególnych segmentach rynku energii. Uzasadnieniem dla wyrażenia zgody na koncentracje firm i działalności przez organ właściwy w tej sprawie, pomimo negatywnego wpływu tej koncentracji na rozwój konkurencji, była poprawa stanu bezpieczeństwa energetycznego i niezawodność dostarczania energii elektrycznej.

Jednocześnie w 2008 r. nastąpiła istotna zmiana warunków produkcji energii elektrycznej, bowiem, zgodnie z Dyrektywą Europejską 2003/87/EC w Europie (UE), wytwórcom energii elektrycznej zostały wstępnie przydzielone przez Radę Ministrów uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>

---

<sup>1)</sup> Jedynie w przypadku Energi SA Prezes UOKiK stwierdził, że planowana koncentracja nie spowoduje istotnego ograniczenia konkurencji; decyzja z 16 lutego 2007 r., DOK-19/07.

<sup>2)</sup> W przypadku decyzji DOK-163/06 i DOK-29/07 z uwzględnieniem art. 19 ust. 2 ustawy z dnia 15 grudnia 2000 r. *o ochronie konkurencji i konsumentów*, który jest artykułem analogicznym do art. 20 ust. 2 w ustawie z 2007 r.

na lata 2008-2012. Zgodnie z projektem rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008-2012 dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji, przyjętym przez Radę Ministrów w dniu 1 lipca 2008 r., ilość przydzielonych darmowych uprawnień dla energetyki jest o 11% mniejsza od rzeczywistej emisji CO<sub>2</sub>. W ocenie skutków regulacji tego rozporządzenia stwierdzono, że spowoduje to wzrost cen energii o około 3 procent.

Projekt polityki energetycznej do 2030 r., opracowanej przez Ministerstwo Gospodarki, zakłada, że w horyzoncie długoterminowym podstawowym paliwem dla elektroenergetyki będzie węgiel. Jednocześnie wskazuje, że w sektorze wydobywania węgla niezbędne są nakłady inwestycyjne na poziomie 19 mld zł do 2015 r., które umożliwią utrzymanie, a w dalszym horyzoncie czasowym – zwiększenie jego wydobywania. Taka sytuacja ma zapewnić bezpieczeństwo energetyczne Polski oraz stabilizację cen energii elektrycznej poprzez oparcie jej produkcji na krajowych zasobach paliwowych.

Od dnia 1 kwietnia 2008 r., zgodnie z ustawą z 29 czerwca 2007 r. *o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej*, zostały rozwiązane kontrakty długoterminowe, które istotnie ograniczały wolumen energii elektrycznej będącej w wolnym obrocie. Uwolniona z kontraktów długoterminowych energia elektryczna – zgodnie z opiniami ekspertów i przedstawicieli sektora elektroenergetycznego – powinna przyczynić się do rozwoju konkurencji w sektorze elektroenergetycznym, między innymi poprzez zwiększenie płynności rynku.

Krokiem w kierunku pobudzenia konkurencji na rynku energii elektrycznej było zwolnienie 1 stycznia 2008 r. przez Prezesa URE przedsiębiorstw obrotu z obowiązku zatwierdzania taryf w zakresie obrotu energią elektryczną dla wszystkich odbiorców oprócz odbiorców grup taryfowych G, w tym w gospodarstwach domowych. Ceny energii dla odbiorców objętych zwolnieniem powinny kształtować się w oparciu o prawo popytu i podaży.

## **Część II. Charakterystyka hurtowego rynku energii elektrycznej**

### Koncentracja rynku

W Polsce w wyniku realizacji „Programu dla elektroenergetyki” wzrósł zarówno stopień koncentracji wytwarzania, jak i obrotu energią elektryczną.

Koncentrację mierzy się za pomocą różnych wskaźników, ale w praktyce antymonopolowej najczęściej stosowany jest wskaźnik udziału trzech największych firm działających na rynku właściwym (CR3) oraz wskaźnik Herfindahla – Hirschmana (HHI), który jest sumą kwadratów indywidualnych udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw tworzących daną gałąź, a więc:  $HHI = \sum (S_i)^2$ , gdzie  $\sum S_i = 1$ .

W gałęzi przemysłu, w której działa tylko jedno przedsiębiorstwo (monopol), wskaźnik HHI wynosi 1, natomiast w sytuacji konkurencji – HHI zmierza do 0. Wartość wskaźnika waha się w granicach od 0 do 10 000 (jeżeli udziały w rynku mierzone są w procentach) lub od 0 do 1 (jeżeli określa się je za pomocą ułamków). Przypisuje on większą wagę udziałom w rynku większych firm, co pozostaje w zgodzie z ich relatywnym znaczeniem na rynku. Spektrum koncentracji rynku mierzone indeksem HHI dzieli się na trzy zakresy, które mogą zostać scharakteryzowane jako:

- rynek nieskoncentrowany (HHI poniżej 1000), na którym nie istnieje obawa wystąpienia siły rynkowej,
- rynek umiarkowanie skoncentrowany (HHI pomiędzy 1000 a 1800),
- rynek wysoce skoncentrowany (HHI powyżej 1800) – istnieje prawdopodobieństwo tworzenia lub umacniania siły rynkowej połączonych przedsiębiorstw (jeżeli wartość HHI przekracza 2400 prawdopodobieństwo to jest bardzo wysokie).

Po przeprowadzeniu procesu konsolidacji pionowej w Polsce, stopień koncentracji rynku wytwórców w 2007 r., wyrażony sumą udziałów trzech największych przedsiębiorstw, wynosił  $CR3 = 51,7\%$  (według mocy osiągalnej brutto) oraz  $58,0\%$  (według produkcji brutto). Liczba wytwórców o udziale w rynku powyżej 5% w mocy osiągalnej brutto wynosi 6, natomiast wskaźnik HHI zarówno w zakresie produkcji brutto, jak i mocy osiągalnej brutto wzrósł i wynosił w zakresie mocy osiągalnej brutto 1340,4, a w zakresie produkcji brutto 1717,1.

Stopień koncentracji rynku przedsiębiorstw obrotu wyrażony sumą udziałów trzech największych przedsiębiorstw w 2007 r. wynosił  $CR3 = 55,4\%$  (według wolumenu sprzedaży dla odbiorców hurtowych). Liczba przedsiębiorstw obrotu o udziale w rynku powyżej 5% wynosi 3, natomiast wskaźnik HHI w zakresie sprzedaży dla odbiorców hurtowych przekroczył o 120,2 dolną granicę wysokiego poziomu koncentracji rynku i wynosi 1920,2.

W Unii Europejskiej występują rynki krajowe obrotu energią elektryczną, które są skoncentrowane w podobnym lub w większym stopniu. Np. w Szwecji udział trzech największych podmiotów na rynku wynosi 86,7%, w Finlandii 73,6%, w Austrii 52,2%. Doświadczenia tych krajów wskazują, że pomimo wysokich udziałów największych uczestników rynku obrotu energią elektryczną może istnieć konkurencja. Jako wzorcowy wskazać należy rynek skandynawski.

W tabelach 1 i 2 została przedstawiona zmiana siły rynkowej największych wytwórców i przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną.

**Tabela 1.** Produkcja energii elektrycznej brutto przez podmioty osiągające udział większy niż 10% w hurtowym rynku energii elektrycznej w latach 2004-2007

	2004		2005		2006		2007	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%
BOT Górnictwo i Energetyka SA <sup>3)</sup>	-	-	51,3	32,7	49,6	30,7	-	-
PKE SA	19,4	12,6	20,0	12,8	21,8	13,5	22,9	14,4
PGE – Polska Grupa Energetyczna SA	-	-	-	-	-	-	57,2	35,9

Źródło: ARE SA

**Tabela 2.** Obrót energią elektryczną przez podmioty osiągające udział większy niż 10% w hurtowym rynku energii elektrycznej w latach 2004-2007

	2004		2005		2006		2007	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%
1.	-	-	27,8	29	26,3	21,3	-	-
2.	5,7	11,3	11,7	12,2	12,8	10,4	-	-
3.	5,6	11,2	-	-	-	-	-	-
4.	5,8	11,6	11,9	12,4	20,1	16,4	-	-
5.	-	-	-	-	-	-	50,7	41,2

Źródło: ARE SA

Na podstawie wyników monitorowania przedsiębiorstw energetycznych w I półroczu 2008 r. można stwierdzić, że wzrasta koncentracja obrotu energią elektryczną. Obecnie 3 przedsiębiorstwa obrotu posiadają większy niż 10% udział w całkowitym krajowym obrocie energią elektryczną<sup>4</sup>. Udział obrotu energią przez wszystkie przedsiębiorstwa wchodzące w skład grupy PGE S.A. w całym obrocie hurtowym na rynku wyniósł 74% w I kwartale br. (łącznie z obrotem wewnątrz grupy). Taka wartość tego wskaźnika może wskazywać na duży udział obrotu energią elektryczną dokonywany wewnątrz grupy PGE S.A., w tym koncentrację sprzedaży wewnątrz grupy.

### Płynność rynku

W 2007 r. weszła w życie ustawa z 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2007 r. Nr 130, poz. 905),

<sup>3)</sup> Spółka BOT Górnictwo i Energetyka SA została powołana 9 marca 2004 r., wobec tego dane dla tego holdingu zostały podane od 2005 r. W 2007 r. spółka ta została włączona do holdingu PGE – Polska Grupa Energetyczna SA.

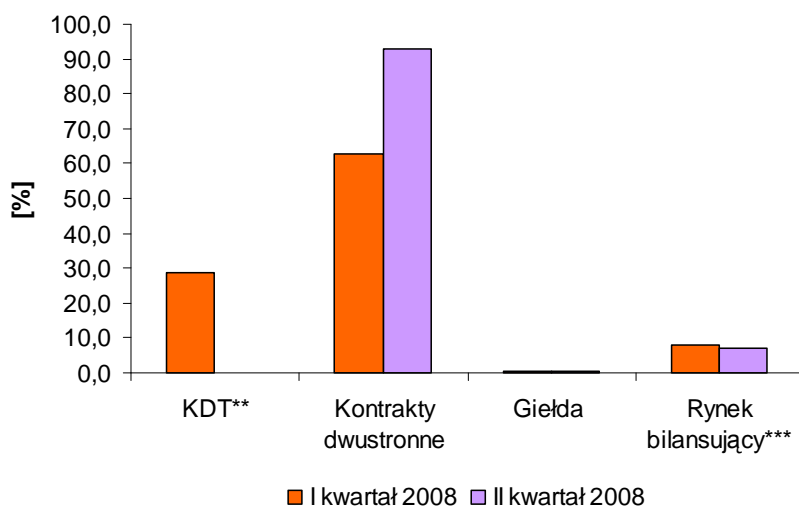
<sup>4)</sup> W procesie obliczania wskaźników udziału w rynku obrotu wyłączono przedsiębiorstwa powstałe w wyniku rozdzielenia działalności obrotowej i operatorskiej (unbundling), tj. byłe spółki dystrybucyjne. Przyjęto założenie, że przedsiębiorstwa te zajmują się jedynie sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców końcowych i nie biorą udziału w „czystym” obrocie energią na rynku hurtowym. Jednocześnie przy obliczaniu wskaźników udziału w rynku nie wyeliminowano wielokrotnego obrotu pomiędzy przedsiębiorstwami, dokonywanego także wewnątrz skonsolidowanych pionowo grup energetycznych.

tzw. ustawa o KDT. Na jej podstawie 1 kwietnia 2008 r. zostały rozwiązane obowiązujące do tej pory kontrakty długoterminowe.

Rozwiązaniu KDT towarzyszyło oczekiwanie zwiększenia płynności rynku energii elektrycznej w Polsce. Do momentu rozwiązania kontraktów długoterminowych istniał obowiązek zakupu przez PSE SA wyznaczonej ilości energii elektrycznej pochodzącej z produkcji jednostek wytwórczych w ramach kontraktów KDT, po określonych w kontraktach cenach – z reguły wyższych niż rynkowe.

W 2007 r. udział energii z KDT w bilansie energetycznym kraju wynosił 31,5%. W wyniku rozwiązania kontraktów energia ta od II kwartału 2008 r. podlega, tak jak pozostała energia elektryczna, swobodnemu obrotowi. Jak można zauważyć na rys. 1, energia z KDT została w pełni przeniesiona do kontraktów dwustronnych, nie zwiększając płynności rynku poprzez zwiększenie transakcji na giełdzie energii.

**Rysunek 1.** Kierunki sprzedaży energii elektrycznej w I i II kwartale 2008 r.



\*\* Segment regulowany.

\*\*\* Łącznie z tzw. generacją wymuszoną względami systemowymi.

W tabeli 3 została przedstawiona struktura sprzedaży energii elektrycznej przez 10–ciu największych wytwórców systemowych w poszczególnych segmentach rynku.



**Tabela 3.** Struktura sprzedaży energii na rynku hurtowym [%]\*

Rok	Ogółem podaż energii	W KDT**	W kontraktach dwustronnych	Towarowa giełda energii	Na rynku bilansującym***
2004	100,0	45,2	44,7	0,9	9,2
2005	100,0	31,7	57,8	0,8	9,6
2006	100,0	37,4	56,1	0,2	6,3
2007	100,0	31,5	61,2	0,4	6,9
2008 (I kw.)	100,0	28,8	62,8	0,3	8,1
2008 (II kw.)	100,0	0,0	92,7	0,2	7,0

\* Sprzedaż realizowana przez dziesięciu najważniejszych wytwórców energii elektrycznej.

\*\* Segment regulowany.

\*\*\* Łącznie z tzw. generacją wymuszoną względami systemowymi

Źródło: URE.

Z wyżej przedstawionych danych wynika, że wolumen energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii SA stanowi marginalną część energii sprzedanej przez dziesięciu największych wytwórców systemowych. Ponadto w 2008 r. spadła liczba uczestników rynku biorących udział w transakcjach giełdowych, co jest związane m.in. z procesem konsolidacji przedsiębiorstw energetycznych i przyczynia się do dalszego zmniejszania wolumenu obrotu energią w tym segmencie rynku. Znacznie większym wolumenem energii niż giełda charakteryzuje się rynek bilansujący, przy czym obejmuje on również energię dostarczoną na rynek bilansujący w celu usuwania ograniczeń przesyłowych. Większość energii elektrycznej jest sprzedawana przez wytwórców systemowych w ramach kontraktów dwustronnych.

Przedsiębiorstwa obrotu zakupiły w I półroczu 2008 r. na Towarowej Giełdzie Energii SA 880 662 MWh energii elektrycznej. Obrót na TGE SA stanowił 1,14% krajowej produkcji w tym okresie. Z badanych 41 przedsiębiorstw, jedynie 14 dokonuje zakupów poprzez giełdę (dane w tabeli 4).

**Tabela 4.** Zakup energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii SA w umownym podziale na dwa produkty: energia elektryczna kupowana w szczycie i poza szczytem

	Wolumen zakupionej energii [MWh] I kwartał	Wolumen zakupionej energii [MWh] II kwartał	Wolumen zakupionej energii [MWh] I półrocze	Średnia cena netto energii zakupionej [zł/MWh] I kwartał	Średnia cena netto energii zakupionej [zł/MWh] II kwartał	Średnia cena netto energii zakupionej [zł/MWh] I półrocze
01	02	03	04	05	06	07
szczyt (godz. 8.00 – 22.00)	272 387	240 167	512 554	240	190	217
pozaszczyt (godz. 22.00 – 8.00)	165 486	202 622	368 108	150	167	159
RAZEM	437 873	442 789	880 662	206	179	193

Niewielkie obroty na TGE SA spowodowane są dominacją w Polsce umów dwustronnych przy zakupie energii. Giełda służy jedynie do korekt bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną.

W Rynku Bilansującym uczestniczy 23 z badanych 41 przedsiębiorstw obrotu. Sytuację na tym rynku ilustruje tabela 5.

**Tabela 5.** Zakup energii elektrycznej na Rynku Bilansującym przez 23 spośród ankietowanych spółek

	Wolumen zakupionej energii [MWh] I kwartał	Wolumen zakupionej energii [MWh] II kwartał	Wolumen zakupionej energii [MWh] I półrocze	Średnia cena netto energii zakupionej [zł/MWh] I kwartał	Średnia cena netto energii zakupionej [zł/MWh] II kwartał	Średnia cena netto energii zakupionej [zł/MWh] I półrocze
01	02	03	04	05	06	07
szczyt (godz. 8.00 – 22.00)	507 028	265 563	772 591	211	203	205
pozaszczyt (godz. 22.00 – 8.00)	186 801	115 667	302 469	176	179	179
RAZEM	693 830	381 230	1 075 060	201	196	197

Obrót na TGE SA był w I półroczu 2008 r. niższy o 22% niż na Rynku Bilansującym, co może być argumentem potwierdzającym opinię, że segment ten jest przez przedsiębiorstwa energetyczne wykorzystywany do gry rynkowej przejmując funkcję giełdy.

Z powyższej analizy wynika jednoznacznie, że rynek energii elektrycznej w Polsce nie jest płynny i nie jest transparentny. Do głównych uwarunkowań mających wpływ na powyższą sytuację należy zaliczyć m.in.: brak chęci ujawniania cen na rynku giełdowym, możliwość wykorzystywania siły rynkowej przez podmioty posiadające pozycję dominującą na rynku.

### Dostęp do informacji

Podstawą funkcjonowania konkurencyjnego rynku energii i ograniczania możliwości wykorzystywania siły rynkowej przez podmioty posiadające pozycję dominującą na rynku jest przejrzystość tego rynku i łatwy dostęp do informacji rynkowych dostępnych dla wszystkich uczestników rynku. Takie standardy spełniają płynne rynki energii elektrycznej, na których sprzedaż energii poprzez giełdę stanowi znaczący odsetek sprzedaży energii we wszystkich segmentach rynku. Platformą wymiany informacji rynkowych jest zwykle giełda, a giełdowe ceny równowagi oraz ceny na rynkach finansowych tworzą ceny odniesienia dla rynku. Według tych cen zawierane są kontrakty dwustronne oraz tworzone są oceny opłacalności realizacji inwestycji w nowe moce wytwórcze.

Obowiązki informacyjne w chwili obecnej nałożone są na operatora systemu przesyłowego i dotyczą funkcjonowania mechanizmu bilansowania. Cena rozliczeniowa odchylenia (CRO) jest często utożsamiana z ceną referencyjną na rynku. Niemniej obecnie funkcjonujący mechanizm bilansowania, oparty na cenach rozliczeniowych średnioważonych, nie odzwierciedla sytuacji rynkowej, gdy ceny energii są swobodnie kształtowane i mogą podlegać dużym zmianom w krótkich okresach czasu (spłaszczenie ceny na rynku bilansującym poprzez jej uśrednianie). Niski wolumen obrotu na giełdzie energii powoduje, że nie można traktować ceny wyznaczonej na tym rynku jako ceny odniesienia dla rynku, gdyż może być ona kształtowana w sposób spekulacyjny. Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE publikuje raz w roku średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym. Biorąc pod uwagę, że większość sprzedaży energii elektrycznej odbywa się w ramach kontraktów dwustronnych, dostęp do informacji rynkowej istotnej dla uczestników rynku jest ograniczony i brak jest regulacji zapewniającej uczestnikom rynku dostęp do informacji rynkowych.

### Koszty wytwarzania, paliwa oraz ceny energii elektrycznej

W 2008 r. można zaobserwować, istotnie większy niż w latach poprzednich, wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach węglowych (węgiel kamienny i brunatny). W tabelach poniżej została przedstawiona dynamika zmian kosztów w pierwszym półroczu 2007 r. i 2008 r.

**Tabela 6.** Koszty wytwarzania w elektrowniach na węglu brunatnym i kamiennym w pierwszym półroczu 2007 i 2008 r.

Wyszczególnienie	Dynamika zmian 2008/2007 [%]
<u>Węgiel kamienny</u>	
koszty zmienne	112,8
koszty stałe	105,9
koszty wytwarzania	110,7
<u>Węgiel brunatny</u>	
koszty zmienne	109,7
koszty stałe	99,7
koszty wytwarzania	106,2

Źródło: ARE SA.

Największy udział we wzroście kosztów mają koszty zmienne, które uzależnione są od ceny paliwa. Zmiana kosztów paliwa została przedstawiona w tabeli 7.

**Tabela 7.** Koszt zużytego węgla w elektrowniach na węglu brunatnym i kamiennym w pierwszym półroczu 2007 i 2008 r.

Wyszczególnienie	Dynamika zmian 2008/2007 [%]
Węgiel kamienny	114,78
Węgiel brunatny	110,52

Źródło: ARE SA.

Na podstawie badań ankietowych, przeprowadzonych w lipcu 2008 r. dotyczących informacji w zakresie zawartych przez przedsiębiorstwa obrotu kontraktów na hurtowym rynku energii elektrycznej oraz realizacji tych kontraktów w pierwszym półroczu 2008 r., uzyskano dane wskazujące, że w II kwartale 2008 r. średnia cena zakupu energii przez przedsiębiorstwa obrotu zmniejszyła się o 3,45% w stosunku do I kwartału tego roku. Ocenia się, że powodem tego spadku było rozwiązanie od dnia 1 kwietnia 2008 r. kontraktów długoterminowych, w wyniku którego cała energia podlega wolnemu obrotowi na rynku. Do momentu rozwiązania KDT średnia cena sprzedaży energii przez wytwórców w kontraktach długoterminowych wynosiła w I kwartale 2008 r. 193,9 zł/MWh. Nie uwzględniając energii z kontraktów długoterminowych okazuje się, że średnia cena zakupu energii przez przedsiębiorstwa obrotu w II kwartale 2008 r. zwiększyła się o ok. 1% w stosunku do I kwartału br. Wyniki badania zamieszczono w poniższej tabeli.

**Tabela 8.** Średnia cena energii elektrycznej zakupionej przez ankietowane spółki obrotu w dwóch kwartałach i w I półroczu 2008 r. (RB i TGE nie są wliczone) [zł/MWh]

Średnia cena netto energii elektrycznej zakupionej I kwartał	Średnia cena netto energii elektrycznej zakupionej II kwartał	Średnia cena netto energii zakupionej I półrocze	Zmiana średniej ceny pomiędzy II i I kwartałem 2008 r. [%]
01	02	03	04
153,0 (146,4*)	147,9	150,6 (146,6*)	-3,45 (1,02)

\*średnia cena energii elektrycznej bez uwzględnienia energii z KDT

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARE SA.

Przeprowadzone przez URE badanie na przełomie 2007 i 2008 r. wśród największych wytwórców energii elektrycznej wskazuje, że średnia cena sprzedaży wykazana w zawartych przez nich kontraktach na 2008 r. wyniosła 142 zł/MWh, przy czym rynek nie był w tym czasie w pełni zakontraktowany. Po rozwiązaniu KDT w drugim kwartale 2008 r. cena ta ukształtowała się na poziomie ok. 144 zł/MWh.

### **Część III. Kontrakty długoterminowe**

#### Wpływ zobowiązań KDT realizowanych w I kwartale 2008 r. na rynek energii elektrycznej w 2008 r.

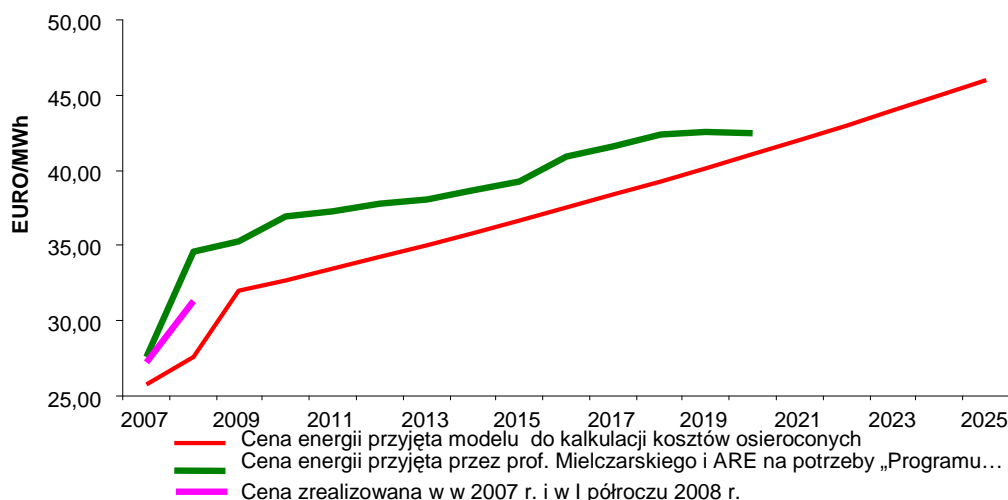
Kontrakty długoterminowe zawarte w latach 90-tych między PSE SA i wytwórcami były oceniane jako podstawowa bariera rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej. Próby ich rozwiązania podejmowane przez kolejne Rządy zakończyły się uchwaleniem i wejściem w życie ustawy z 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej. Na podstawie tej ustawy, strony KDT: wytwórcy i PGE SA - następcą prawny PSE SA, zawarli, w terminie do 31 grudnia 2007 r., umowy rozwiązujące KDT z mocą obowiązującą od 1 kwietnia 2008 r. Z tego względu w I kw. 2008r. KDT w dalszym ciągu obowiązywały i strony kontraktów realizowały swoje zobowiązania. Ustalony w ustawie termin 1 kwietnia 2008 r. wejścia w życie umów rozwiązujących wymusił konieczność przedłużenia obowiązujących w 2007 r. zasad rozliczania zobowiązań KDT na I kwartał 2008 r. Przedłużenie zasad rozliczeń między wytwórcami a PGE SA jako następcą prawnym PSE SA spowodowało, że wytwórcy spoza grupy PGE SA posiadający KDT, mieli mniejsze możliwości swobodnego kształtowania swojej pozycji handlowej na rynku energii.

Na wielkość opłat ponoszonych w I półroczu br. przez uczestników rynku hurtowego z tytułu KDT miał zatem wpływ wzrost cen energii w obrocie hurtowym oraz poziom stawki

wyrównawczej przenoszanej przez opłaty przesyłowe, którą w II kwartale br. zastąpiła opłata przejściowa, płacona przez odbiorców na pokrycie kosztów osieroconych, ustalonych w ustawie o rozwiązaniu KDT.

Porównanie ścieżki cenowej energii elektrycznej przyjętej do kalkulacji kosztów osieroconych, ścieżki ceny energii przyjętej do analizy skutków wdrożenia „Programu dla elektroenergetyki” z cenami, jakie faktycznie ukształtowały się na rynku hurtowym w 2007 r. i w I połowie 2008 r., zostało przedstawione na rysunek 2. Dla zachowania warunków porównywalności przyjęto wartość euro na poziomie 4 PLN.

**Rysunek 2.** Prognozowane ceny energii oraz wykonanie w latach 2007-2025



W I kwartale 2008 r. dysponentem energii zakupionej w ramach KDT była grupa PGE SA, która oprócz tej energii oferowała na rynek energię wytworzoną przez elektrownie i elektrociepłownie należące do grupy. Takie skupienie w rękach PGE SA energii pochodzącej ze źródeł własnych i zakupionych z KDT, miało wpływ na wzmocnienie siły rynkowej tej Grupy oraz możliwości zarządzania produkcją jednostek własnych, zwłaszcza w kontekście ryzyk związanych z brakiem decyzji o alokacji uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

**Tabela 9.** Sprzedaż energii przez poszczególne grupy oraz pozostałych wytwórców w odniesieniu do całkowitej sprzedaży tych grup (udział w zbilansowaniu zapotrzebowania)

	KDT + Kontrakty dwustronne (I kw. 2008 r.)		Kontrakty dwustronne (II kw. 2008 r.)	
	MWh	%	MWh	%
	12 274 503	42,3	12 963 865	48,2
	4 977 200	17,2	4 413 892	16,4
	659 998	2,3	634 334	2,4
	3 352 890	11,6	2 717 614	10,1
Pozostałe	7 745 346	26,7	6 152 819	22,9
<b>Razem</b>	<b>29 009 937</b>	<b>100,0</b>	<b>26 882 524</b>	<b>100,0</b>

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARE SA.

W ramach grupy PGE SA zwiększyła się sprzedaż energii w II kwartale 2008 r. w kontraktach dwustronnych w stosunku do I kwartału 2008 r. w celu zbilansowania zapotrzebowania odbiorców. Całkiem odmienna sytuacja dotyczyła pozostałych grup energetycznych oraz pozostałych wytwórców.

Analiza dynamiki wzrostu cen energii w 2008 r. i wzrostu kosztów wytwórców, którzy są objęci programem pomocy publicznej pokrywania kosztów osieroconych a także kondycji finansowej grup pionowo skonsolidowanych do których ci wytwórcy należą, jest przedmiotem odrębnych analiz Prezesa URE. Wyniki tych analiz zostaną uwzględnione w metodologii i decyzjach Prezesa URE dotyczących wielkości zaliczek i korekt kosztów osieroconych za rok 2008. Rozliczenia w tym zakresie będą przeprowadzone zgodnie z regulacjami ustawy o rozwiązaniu KDT w terminie do 31 lipca 2009 r.

*Gromadzenie środków na pokrycie tzw. kosztów osieroconych powstałych na rynku energii po rozwiązaniu KDT*

Od dnia 1 kwietnia 2008 r. podstawą do pokrywania kosztów osieroconych powstałych u wytwórców po rozwiązaniu KDT są przepisy ustawy o rozwiązaniu KDT i Decyzji Komisji Europejskiej w sprawie POMOCY PAŃSTWA udzielonej przez Polskę w ramach umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej oraz POMOCY PAŃSTWA, którą Polska planuje udzielić w ramach rekompensaty z tytułu dobrowolnego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej.

Środki na pokrycie kosztów osieroconych pochodzą od odbiorców z tzw. opłaty przejściowej. Nośnikiem stawek opłat przejściowych jest moc umowna dla odbiorców przemysłowych

i stawka miesięczna dla odbiorców w gospodarstwach domowych, zróżnicowana w zależności od wielkości rocznego zużycia. Środki od odbiorców gromadzą i są płatnikami opłaty operatorzy systemów dystrybucyjnych i operator systemu przesyłowego.

Już w I kwartale stosowania ustawy ujawniły się problemy z kwalifikacją odbiorców końcowych, zobowiązanych do uiszczania opłaty przejściowej oraz gromadzeniem środków niezbędnych na wypłaty pierwszych rat rekompensat ustalonych w ustawie i przekazywaniem ich do Zarządcy Rozliczeń SA. Głównym powodem zaistniałych problemów był sposób rozliczania odbiorców i wątpliwości płatników dotyczące kwalifikacji odbiorców, którzy powinni ponosić tę opłatę oraz interpretacja mocy umownej jako nośnika opłaty.

W dalszych pracach wdrożeniowych konieczne jest wyeliminowanie wątpliwości zidentyfikowanych w tym okresie aby uniknąć zaburzeń w rytmiczności i przewidywalności gromadzenia środków na pokrycie kosztów osieroconych. Brak stabilności gromadzenia tych środków może być w przyszłości przyczyną wzrostu kosztów utrzymania systemu ponad poziomy ustalone w trakcie prac kalkulacyjnych. Wzrost tych kosztów nie jest w interesie rozwoju rynku energii i odbiorców.

Niezależnie od tych problemów, do Prezesa URE napływają sygnały od innych uczestników rynku energii pod adresem np. oczekiwani wytwórców – beneficjentów programu pomocowego, uwzględnienia kosztów zakupu dodatkowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w metodologii kosztów osieroconych. Pojawiają się także wątpliwości, że dążenie do maksymalizacji wypłat rekompensat w grupach pionowo zintegrowanych może nie być skutecznie neutralizowane przez art. 37 ustawy o rozwiązaniu KDT oraz może istotnie zaburzać warunki do rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej.

#### **Część IV. Działania przedsiębiorstw energetycznych ograniczające rozwój konkurencji oraz nie będące w interesie odbiorców**

##### *Brak podaży energii elektrycznej w podstawowych segmentach rynku*

W listopadzie 2007 r. Prezes URE przeprowadził badanie umów sprzedaży energii elektrycznej. W wyniku tego badania uzyskano informacje, z których wynika, że przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną, nie należące do grupy kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna SA, spotykają się z odmową zawarcia umów sprzedaży energii elektrycznej na 2008 r. ze strony przedsiębiorstw wytwórczych oraz



przedsiębiorstw obrotu (PSE-Electra SA), wchodzących w skład tej grupy lub brakiem odpowiedzi na kierowane do nich zapytania ofertowe. Brak ofert rynkowych sygnalizowali również odbiorcy, którzy zamierzali dokonać zakupu energii elektrycznej przy zastosowaniu trybu zamówień publicznych. Analiza wykazała, że do 26 listopada 2007 r. PGE SA nie zawarła i nie była stroną umów sprzedaży energii na 2008 r. W tym czasie grupa miała zobowiązania kontraktowe i negocjowała zawarcie umów sprzedaży energii wyłącznie z przedsiębiorstwami wchodzącymi w skład grupy kapitałowej PGE SA. Jednocześnie PGE SA negocjowała zawarcie umowy na zakup energii elektrycznej z BOT Górnictwo i Energetyka SA, tj. przedsiębiorstwa wchodzącego w skład holdingu. Należy wskazać, że wyniki monitoringu pozwoliły ustalić, iż BOT SA sprzedał energię jedynie w ramach grupy kapitałowej PGE SA.

W styczniu i lutym 2008 r. przeprowadzono ponowne badania dotyczące zawartych kontraktów na zaspokojenie zapotrzebowania na energię elektryczną w 2008 r. i ponownie stwierdzono występowanie niedoborów energii elektrycznej na rynku. W odpowiedzi na zapytanie PGE SA wskazała, jako przyczynę braku ofert rynkowych sprzedaży energii, niepewność, co do poziomu przydzielonych na poszczególne instalacje wytwórcze przydziałów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w ramach II KPRU na lata 2008-2012. Jak wynika z informacji zawartych w ww. odpowiedzi, przedsiębiorstwa wytwórcze grupy PGE SA w I kwartale br. ograniczały wykorzystanie swojego potencjału produkcyjnego. Ilość energii elektrycznej oferowana przez przedsiębiorstwa wytwórcze należące do grupy kapitałowej PGE SA nie wyczerpała zatem jej potencjału produkcyjnego.

Niepewność uzyskania pożądaných poziomów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> ograniczyła również plany produkcyjne na 2008 r. innych wytwórców działających na rynku energii elektrycznej.

W tabeli 10 przedstawiono dane o stopniu wykorzystania mocy produkcyjnych przez największych wytwórców.

**Tabela 10.** Całkowite zdolności produkcyjne wybranych przedsiębiorstw wytwarzania energii elektrycznej i przewidywany stopień ich wykorzystania w 2008 r. wg danych uzyskanych w lutym br.

						RAZEM
Zdolności produkcyjne energii elektrycznej [MWh]	64 777 000	20 296 854	12 038 520	10 903 300	11 728 851	119 744 525
Planowana sprzedaż energii elektrycznej na 2008 r. [MWh]	47 239 001	10 418 864	4 774 388	8 476 405	8 732 552	79 641 210
Niewykorzystane możliwości produkcyjne [MWh]	17 537 999	9 877 990	7 264 132	2 426 895	2 996 299	40 103 315
Stopień wykorzystania możliwości produkcyjnych [%]	73	51	40	78	74	67

Źródło: URE.

Kolejne badanie przeprowadzone w kwietniu 2008 r. wykazało, że przedsiębiorstwa obrotu niewchodzące w skład PGE SA miały trudności z zakupem energii elektrycznej na potrzeby planowanej przez nie sprzedaży w 2008 r. Przedsiębiorstwa wytwórcze jako przyczynę wstrzymania sprzedaży energii elektrycznej argumentowały tym, że planowaną sprzedaż energii elektrycznej dostosowano do przewidywanych przydziałów emisji CO<sub>2</sub> na 2008 r.

Dane zawarte w tabeli 11 ilustrują tę sytuację.

**Tabela 11.** Planowane zapotrzebowanie, stan kontraktacji na kwiecień 2008 r. oraz niedobór zakontraktowanej energii elektrycznej w stosunku do planowanego na 2008 r. zapotrzebowania na energię elektryczną przedsiębiorstw obrotu [MWh]

						RAZEM
Planowane zapotrzebowanie	9 684 369	19 226 439	13 799 750	21 240 998	18 921 261	82 872 817
Zakontraktowano	7 774 313	16 971 382	12 913 420	18 338 579	17 422 200	73 419 894
Niedobór energii elektrycznej [MWh]	1 910 056	2 255 057	886 330	2 902 419	1 499 061	9 452 923
Niedobór energii elektrycznej [%]	20	12	6	14	8	11

Źródło: URE.

Analizując wyniki monitoringu zawarte w tabelach 10 i 11, można wyciągnąć następujące wnioski:

- wszystkie przedsiębiorstwa obrotu wchodzące w skład jednej z grup miały w pełni pokryte kontraktami planowe zapotrzebowanie na energię elektryczną na 2008 r.;

- wytwórcy działający na rynku energii elektrycznej dysponowali w omawianym okresie potencjalnymi nadwyżkami produkcyjnymi w wielkości umożliwiającej pełne pokrycie zapotrzebowania przedsiębiorstw obrotu.

Opisana powyżej sytuacja wymusza na ww. przedsiębiorstwach obrotu konieczność nadzwyczajnego uzupełniania brakujących ilości energii elektrycznej na giełdzie energii lub na rynku bilansującym po cenach wyższych niż kontraktowe, co z kolei może mieć wpływ na poziom cen detalicznych dla odbiorców (tabela 12).

**Tabela 12.** Wolumen zakupionej energii elektrycznej i średnie ceny netto w I półroczu 2008 r.<sup>5)</sup>

14 przedsiębiorstw obrotu uporządkowanych wg średnich cen zakupu energii elektrycznej		Średnia cena netto energii zakupionej [zł/MWh] I półrocze
1.		151,99
2.		151,37
3.		151,11
4.		148,77
5.		147,84
6.		147,31
7.		147,30
8.		147,10
9.		147,02
10.		146,88
11.		146,81
12.		146,04
13.		145,79
14.		145,72
Razem		148,55
w tym:		
Spółki obrotu detalicznego TAURON Polska Energia SA		151,75
Spółki obrotu detalicznego PGE SA		146,78

Źródło: URE.

Dane przedstawione w powyższej tabeli wskazują, że najniższe ceny energii elektrycznej są uzyskiwane przez grupy energetyczne, które posiadają nadwyżkę mocy wytwórczych w stosunku do własnego zapotrzebowania (PGE SA). Pozostałe przedsiębiorstwa obrotu z grup, które posiadają deficyt mocy wytwórczych w stosunku do swojego zapotrzebowania, wykazują najwyższe średnie ceny zakupu energii elektrycznej, co nie oznacza, że ceny energii oferowane odbiorcom końcowym są najwyższe. Taka sytuacja może świadczyć o

<sup>5)</sup> **Do grupy PGE Polska Energia SA należą następujące przedsiębiorstwa:** Zakład Energetyczny Białystok SA, Rzeszowski Zakład Energetyczny SA, Łódzki Zakład Energetyczny SA, Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego SA, Zamojska Korporacja Energetyczna SA, Zakład Energetyczny Warszawa – Teren SA, Lubelskie Zakłady Energetyczne SA, Zakład Energetyczny Łódź – Teren Obrót Sp. z o.o. **Do grupy Tauron SA należą następujące przedsiębiorstwa:** ENION Energia Sp. z o.o., EnergiaPro Gigawat Sp. z o.o.

ustalaniu różnych cen energii przez grupy charakteryzujące się nadwyżką mocy w stosunku do spółek obrotu z własnej grupy i spoza tej grupy. W wyniku monitorowania rynku Prezes URE pozyskał informacje, że elementy kosztów zakupu energii oraz średniorocznych cen praw majątkowych w grupie PGE SA zostały wskazane przedsiębiorstwom za pośrednictwem Departamentu Handlu tej grupy. Z powyższego wynika, że w grupie kapitałowej PGE SA dochodzi do centralizacji decyzji zakupowych: koncentracji sprzedaży w łańcuchu wytwórca – obrót hurtowy – obrót detaliczny. Dlatego też przedsiębiorstwa obrotu wchodzące w skład grupy kapitałowej PGE SA nie poszukują samodzielnie ofert partnerów handlowych.

Ponadto, obserwowana strategia ofert i kierunków sprzedaży energii elektrycznej może świadczyć, że rynek energii elektrycznej jest rynkiem wytwórców, gdzie ceny energii są kreowane w wyniku ograniczonej podaży. Mimo, że ustalony deficyt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> wynosi 11% i zgodnie z szacunkami Ministerstwa Środowiska może skutkować trzyprocentowym wzrostem cen energii, to przedsiębiorstwa energetyczne już dzisiaj oczekują uwzględnienia pełnego kosztu wszystkich uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (nawet tych darmowych) w cenie energii. O takim zjawisku może świadczyć fakt wstrzymywania ofert sprzedaży energii elektrycznej w podstawowych segmentach rynku (kontrakty dwustronne, rynek giełdowy) i jej sprzedaż przez rynek bilansujący. Oferty sprzedaży niewielkiego wolumenu energii elektrycznej na giełdzie, po cenach istotnie wyższych od kontraktowych, mogą być próbą kreowania cen energii zawierającej pełne koszty uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

Zgodnie z aktualnymi regulacjami określającymi mechanizm bilansowania, cena energii elektrycznej kupowanej przez operatora systemu przesyłowego do celów bilansowania systemu pokrywa uzasadnione koszty uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Może zachęcać przedsiębiorstwa do przenoszenia sprzedaży energii na rynek bilansujący, który powinien mieć charakter jedynie techniczny. Ponadto ten segment rynku, w odróżnieniu do pozostałych, charakteryzuje się brakiem jakiegokolwiek elastyczności cenowej popytu, gdyż operator systemu przesyłowego ma obowiązek zbilansowania systemu. Biorąc pod uwagę powyższe można ocenić, że ze względu na brak ofert sprzedaży energii w kontraktach dwustronnych, a także znikome oferty na giełdzie energii po znacznie wyższych cenach, grupy energetyczne starają się przenieść handel energią na rynek bilansujący, gdzie istnieje możliwość wykorzystywania siły rynkowej z uwagi na brak elastyczności cenowej popytu w tym segmencie rynku. Taka sytuacja może kreować niewłaściwą cenę odniesienia na rynku, przykładowo poprzez możliwość spekulacji tą ceną na giełdzie energii ze względu na niski wolumen obrotu w tym segmencie rynku. Na dojrzałych rynkach energii elektrycznej cena giełdowa jest traktowana jako cena odniesienia dla kontraktów dwustronnych. Sprzedaż energii elektrycznej na giełdę w pierwszym półroczu 2008 r. nie została wykazana

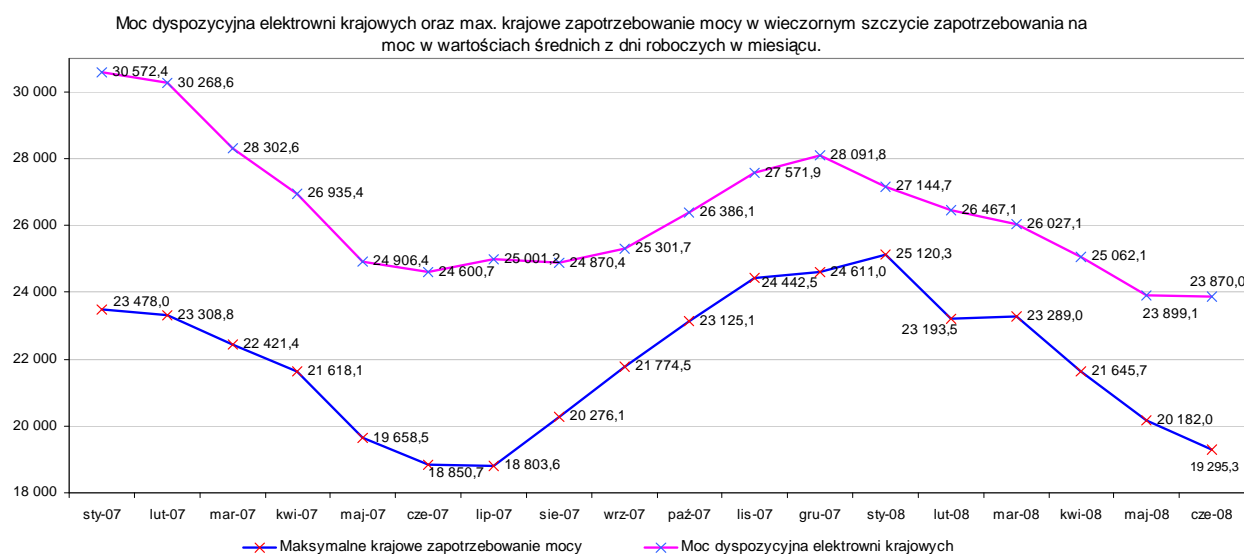
przez grupę PGE SA, natomiast wykazały ją: grupa ENERGA SA oraz TAURON SA, które posiadają deficyt energii w stosunku do swojego zapotrzebowania w grupach. W transakcjach giełdowych uczestniczą pozostałe elektrownie systemowe spoza czterech skonsolidowanych grup.

Prezes URE korzystając z uprawnień, jakie daje art. 23 ust. 14 ustawy – Prawo energetyczne, wystosował do właściwych organów państwa pisma w tej sprawie.

### Wycofywanie ekonomiczne jednostek wytwórczych

Pomimo tego, że wielkość mocy zainstalowanych utrzymuje się na stosunkowo wysokim poziomie ok. 35 GW, to w trakcie ostatniego roku odnotowano spadek mocy dyspozycyjnych przy jednoczesnym wzroście zapotrzebowania mocy. Poniższy rysunek przedstawia zmiany, jakie zachodziły na przestrzeni 2007 r. i I kwartału 2008 r. w wielkościach mocy dyspozycyjnych elektrowni krajowych oraz w maksymalnych wielkościach krajowego zapotrzebowania mocy w szczycie zapotrzebowania w dniach roboczych.

**Rysunek 3.** Moc dyspozycyjna i szczytowe zapotrzebowanie na moc w latach 2007-2008



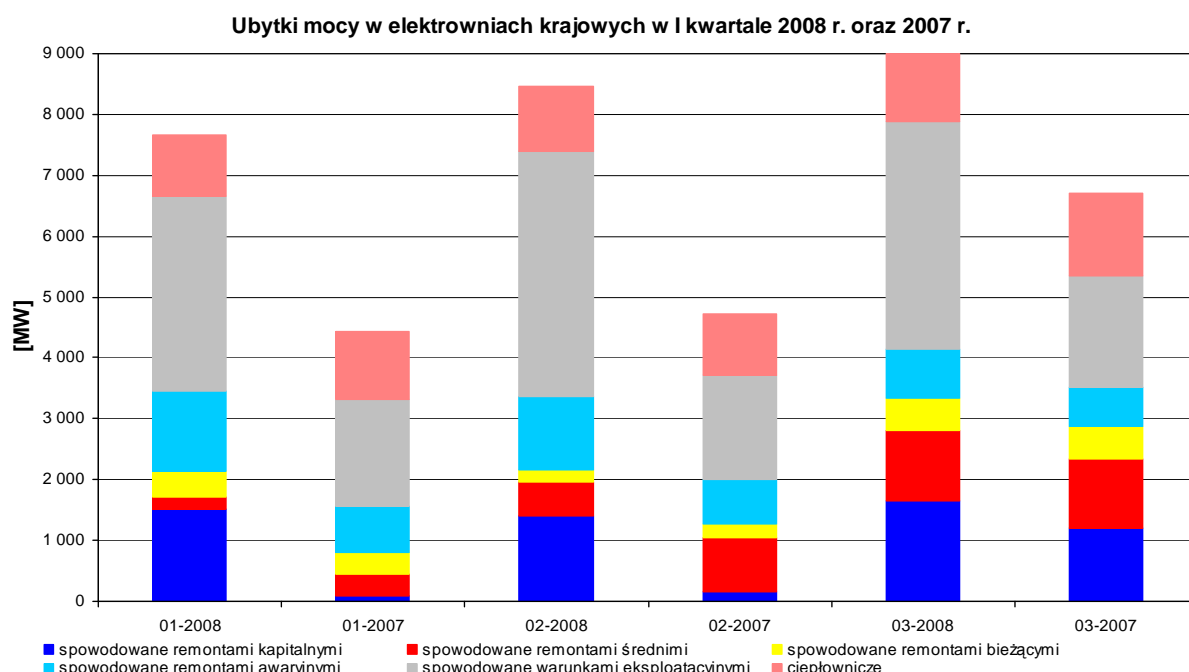
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE-Operator SA.

Powyższy wykres jednoznacznie wskazuje na spadek nadwyżki mocy dyspozycyjnych w stosunku do maksymalnego krajowego zapotrzebowania na moc. Trend ten jest szczególnie widoczny na przełomie lat 2007 i 2008. Ponadto, odnotowano obniżenie stanu rezerw mocy dostępnych dla OSP. Patrząc na wartości średnie – rysunek 4 – w ujęciu rok do roku ubytek

ten nie jest duży, jednak zjawisko to znacznie nasiliło się pod koniec 2007 r., kiedy to wartość rezerw mocy dostępnych dla OSP w szczycie krajowego zapotrzebowania mocy spadła poniżej poziomu 2000 MW.

Zamieszczony poniżej rysunek 4 prezentuje porównanie wielkości ubytków mocy w I kwartale 2008 r. w stosunku do tego samego okresu roku ubiegłego. Wykres ten przedstawia także strukturę ubytków.

**Rysunek 4.** Ubytki mocy w elektrowniach krajowych



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE-Operator SA.

Z wykresu wynika, że I kwartał 2008 r. to okres znacznego zwiększenia się ubytków mocy w stosunku do 2007 r., z bardzo dynamicznym przyrostem ubytków z tytułu braku węgla, remontów awaryjnych oraz z tytułu warunków eksploatacyjnych. Zaobserwowano następujące przyczyny, które doprowadziły do niebywale dynamicznego wzrostu ubytków mocy z tytułu warunków eksploatacyjnych:

- niedostateczne zapasy węgla kamiennego w niektórych elektrowniach,
- niedotrzymywanie warunków emisji SO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub> i pyłów w niektórych elektrowniach,
- brak tzw. uzgodnień cenowych w jednej z elektrowni.

Po analizie wyjaśnień złożonych przez przedsiębiorstwa wytwórcze o przyczynach nasilania się zjawiska ubytków mocy, powstała wątpliwość, że zgłaszanie przez wytwórców ubytków mocy z powodów eksploatacyjnych mogło być niejednokrotnie podyktowane strategicznymi względami biznesowymi spółek, a nie obiektywnymi problemami (tzw. ekonomicznym wycofaniem jednostek wytwórczych, w celu uzyskania dodatkowych korzyści, nieuzasadnionych względami rynkowymi). Potwierdzeniem tych wątpliwości były zdarzenia na rynku energii, a w szczególności:

- znaczny wzrost sprzedaży energii elektrycznej na rynek bilansujący przez wytwórców grupy PGE SA, co było skutkiem niedostatecznej podaży energii elektrycznej, także na giełdzie energii;
- brak ofert sprzedaży energii elektrycznej na rynku oraz zwiększony udział sprzedaży tej energii przez rynek bilansujący może wskazywać, że grupa PGE SA, która dysponuje nadwyżką energii w porównaniu do zapotrzebowania odbiorców końcowych zaopatrywanych przez tę grupę, dokonywała tzw. ekonomicznego wycofywania jednostek wytwórczych z rynku;
- nieprzejrzyste informacje przedsiębiorstw wytwórczych, głównie tych będących własnością Skarbu Państwa, o procesie decyzyjnym w sprawie odstawień lub zaniżeń mocy, często uniemożliwiający jednoznaczne ustalenie okoliczności zaniżenia mocy oraz informacji niektórych wytwórców o odstawieniach jednostek wytwórczych z przyczyn ekonomicznych.

Prezes URE korzystając z uprawnień, jakie daje art. 23 ust. 14 ustawy – Prawo energetyczne, wystosował do właściwych organów państwa pisma w tej sprawie.

## **Część V. Rola Prezesa URE w kształtowaniu warunków konkurencji na rynku**

Działania Prezesa URE w zakresie kształtowania warunków konkurencji na rynku energii elektrycznej, zgodnie z kompetencjami przyznanymi w ustawie – Prawo energetyczne, ograniczają się właściwie do zatwierdzania zasad bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, które są zawarte w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Zasady te przenoszą szczegółowe uregulowania opisane w rozporządzeniu Ministra Gospodarki *w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego*. Instrukcja jest opracowywana przez operatora systemu przesyłowego, a rolą Prezesa URE jest ocena

zgodności tych zasad z rozporządzeniem Ministra Gospodarki i zatwierdzenie bądź odmowa zatwierdzenia tej instrukcji.

W zakresie informacji istotnych dla uczestników rynku z punktu widzenia uczestnictwa w konkurencyjnym rynku energii Prezes URE, zgodnie z kompetencją przyznaną w ustawie – Prawo energetyczne, publikuje raz w roku informację o średniej cenie sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym. Zakres informacji publikowanych przez operatora systemu przesyłowego, określony w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, dotyczy uczestnictwa w mechanizmie bilansowania i ma ograniczone znaczenie z punktu widzenia funkcjonowania podstawowych segmentów konkurencyjnego rynku i uczestnictwa w grze rynkowej przedsiębiorstw energetycznych.

Inną formą oddziaływania Prezesa URE na kształtowanie warunków konkurencji na rynku energii elektrycznej jest publikowanie informacji i komunikatów Prezesa URE dotyczących stanowisk Regulatora odnośnie obserwowanych zjawisk na rynku oraz podejmowanych postępowań wyjaśniających. Jednak ta forma działania ma ograniczony skutek ze względu na brak uprawnień i stosownych narzędzi regulacyjnych Prezesa URE, które umożliwiałyby korygowanie zachowań przedsiębiorstw energetycznych na rynku energii elektrycznej.

## **Część VI. Podsumowanie**

Hurtowy rynek energii elektrycznej charakteryzuje się dużym stopniem koncentracji, w którym wyraźnie dominującą pozycję na rynku posiada grupa kapitałowa PGE SA. Jako jedyna grupa na rynku, skupiająca w ramach swoich struktur dużą liczbę końcowych odbiorców energii elektrycznej (grupy skonsolidowane z operatorami systemów dystrybucyjnych), posiada nadwyżkę mocy produkcyjnych w stosunku do zapotrzebowania energii we własnej grupie.

Struktura sprzedaży energii na rynku hurtowym wskazuje, że jest on zdominowany przez kontrakty dwustronne. Brak transakcji sprzedaży energii na rynku giełdowym (brak płynności rynku) powoduje, że nie jest możliwe określenie wiarygodnej ceny odniesienia dla kontraktów zawieranych na rynku fizycznych dostaw energii, a w konsekwencji poważnie utrudnione jest uruchomienie transakcji na rynkach finansowych i terminowych, niezbędnych z punktu widzenia oceny opłacalności realizacji inwestycji w nowe źródła wytwarzania energii elektrycznej. Negatywnym zjawiskiem z punktu widzenia funkcjonowania rynku jest zmniejszenie sprzedaży energii na rynku giełdowym oraz przenoszenie handlu energią na rynek bilansujący, który powinien mieć charakter wyłącznie techniczny. Może to być



podyktowane zasadami funkcjonowania mechanizmu bilansowania, który pokrywa uzasadnione koszty uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Zjawisko to potwierdzają wyniki monitorowania rynku przez Prezesa URE, zgodnie z którymi przedsiębiorstwa energetyczne ograniczają podaż energii w podstawowych segmentach rynku, przy jednoczesnym zwiększeniu sprzedaży energii przez rynek bilansujący. Niewątpliwie do takiej sytuacji przyczyniło się ryzyko regulacyjne związane z uzgadnianiem rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie podziału uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> pomiędzy poszczególne sektory gospodarki, w tym przedsiębiorstwa energetyczne.

Ograniczony dostęp do informacji rynkowej oraz wysokie ceny energii elektrycznej na mało płynnej giełdzie energii, nie dają dostatecznej informacji dla uczestników rynku w zakresie ceny referencyjnej niezbędnej do zawierania kontraktów dwustronnych. Obserwowany charakter rynku jako rynku wytwórców, dający możliwość ograniczania podaży energii w podstawowym jego segmencie, jakim są kontrakty dwustronne oraz zmniejszania rezerw mocy dla operatora systemu przesyłowego, powoduje presję szybkiego i istotnego wzrostu cen energii na rynku, w tym przenoszenia pełnych kosztów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w ramach mechanizmu bilansowania oraz może powodować zagrożenie bezpieczeństwa ciągłości dostarczania energii elektrycznej. Obserwowany wzrost cen energii elektrycznej w segmentach, gdzie energia ta jest obecnie dostępna, tj. na giełdzie energii oraz w ramach mechanizmu bilansowania, nie jest uzasadniony jedynie wzrostem kosztów wytwarzania energii elektrycznej, czy też wzrostem kosztów paliwa. Niemniej czynnik wzrostu kosztów paliwa ma coraz większe znaczenie w kontekście wzrostu cen energii elektrycznej ze względu na formułowane oczekiwania ze strony sektora wydobywania węgla. Proponowane w projekcie polityki energetycznej do 2030 r. oparcie produkcji energii elektrycznej na węglu jako podstawowym paliwie oraz przewidywane nakłady inwestycyjne w sektorze wydobywania węgla powodują zwiększoną presję na wzrost cen tego paliwa, a nawet prowadzą do czasowych ograniczeń w jego podaży. Taka sytuacja przyczynia się do pogorszenia transparentności rynku, w skrajnych przypadkach ukrywania cen transakcyjnych, ze względu na ograniczoną możliwość realizacji celów biznesowych przedsiębiorstw wytwórczych, co może także wpłynąć na ograniczenie możliwości realizacji inwestycji w nowe moce wytwórcze.

Likwidacja kontraktów długoterminowych nie poprawiła płynności rynku, wprowadzając dodatkowo warunki, w których istnieje potencjalne ryzyko wykorzystywania siły rynkowej do osiągania nieuzasadnionych korzyści w związku mechanizmem rekompensat przewidzianych ustawą o rozwiązaniu tych kontraktów.

Ograniczone kompetencje Prezesa URE w zakresie nadzoru nad rynkiem energii elektrycznej oraz kształtowania warunków konkurencji powodują, że przedsiębiorstwa

energetyczne mogą podejmować działania, które w ocenie Prezesa URE nie sprzyjają rozwojowi konkurencji na rynku i nie są w interesie odbiorców energii. Podejmowane przez Prezesa URE działania zaradcze mają ograniczony skutek, mimo że w pewnym zakresie mogą zniechęcać okresowo do praktyk wpływających negatywnie na rynek oraz bezpieczeństwo dostarczania energii. Biorąc pod uwagę, że dokonana za zgodą Prezesa UOKiK koncentracja rynku, zwiększająca istotnie siłę rynkową niektórych podmiotów, doprowadziła do istotnego ograniczenia konkurencji, to obserwowane i zgłaszane przez Prezesa URE negatywne praktyki przedsiębiorstw energetycznych nie zostały uznane jako niezgodne z prawem przez odpowiednie organy państwa. Taka sytuacja w ocenie Prezesa URE powoduje ryzyko braku skutecznej ochrony odbiorców przed działaniami nie będącymi w ich interesie. W szczególności sytuacja ta dotyczy wzrostu cen energii elektrycznej, co może być nie do uniknięcia nawet w warunkach pełnej kontroli tych cen przez Prezesa URE. Monitorowanie rynku energii elektrycznej wskazuje bowiem, że presja wzrostu cen energii elektrycznej ze strony wytwórców, związana m.in. z koniecznymi inwestycjami w nowe moce wytwórcze, jest dodatkowo wzmagana ze strony sektora wydobywania węgla.

Zmiany zasad funkcjonowania mechanizmu bilansowania, planowane w związku z wejściem w życie rozporządzenia Ministra Gospodarki *w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego*, powinny poprawić warunki bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej przy jednoczesnym ograniczeniu siły rynkowej podmiotów uczestniczących w tym mechanizmie. Planowane uruchomienie rynku *intra-day* powinno mieć pozytywny skutek w obszarze ograniczania kosztów bilansowania odbiorców energii. Jednak w warunkach ograniczonej podaży energii na rynku może ono mieć ograniczone znaczenie w kontekście rozwoju konkurencji na rynku.

## **B. RYNEK DETALICZNY**

### **Wstęp**

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki monitoruje rynek energii elektrycznej w celu oceny stanu rozwoju rynku, diagnozowania zjawisk wymagających podjęcia szczególnych działań, czy też modyfikacji stosowanych narzędzi. Jednym z monitorowanych obszarów jest rynek detaliczny, rozumiany jako rynek odbiorcy końcowego, dokonującego zakupu paliw i energii na własny użytek. Uczestnikami tego rynku, obok odbiorców końcowych (zarówno w gospodarstwach domowych i przedsiębiorstwach), są przedsiębiorstwa zarządzające siecią dystrybucyjną (Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych – OSD) i sprzedawcy energii elektrycznej (przedsiębiorstwa obrotu energią). Celem działań Regulatora w obszarze rynku detalicznego jest upodmiotowienie odbiorców, którzy posiadając już formalne prawo wyboru sprzedawcy, powinni mieć możliwość wyboru optymalnej oferty, wynagradzając najefektywniejszych i najbardziej skutecznych sprzedawców („nakręcając” tym sposobem konkurencyjną grę na rynku energii).

Monitorowaniem rynku detalicznego zostali objęci operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz sprzedawcy energii elektrycznej. Badanie obejmowało okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2008 r. w porównaniu do 2007 r.

### **Część I. Charakterystyka uczestników rynku**

W związku z wypełnieniem ustawowego obowiązku uzyskania niezależności pod względem formy prawnej przez operatorów systemów dystrybucyjnych i prawnym rozdzieleniem działalności dystrybucyjnej od innych rodzajów działalności energetycznej (obrot, wytwarzanie), od 1 lipca 2007 r. na rynku energii elektrycznej pojawiły się przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wyłącznie dystrybucją energii elektrycznej, wyodrębnione z 14 największych spółek zajmujących się dotychczas dystrybucją i obrotem energią. Na podstawie art. 9h ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE wyznaczył te przedsiębiorstwa operatorami systemów dystrybucyjnych.

W wyniku powyższych zmian na detalicznym rynku energii elektrycznej rozpoczęli działalność także sprzedawcy „zasiedziali” (*ang. incumbent supplier*), którzy pozostali po wyodrębnieniu operatorów sieci dystrybucyjnej (14 podmiotów), jako strona umów kompleksowych (łączyących w sobie postanowienia umowy kupna-sprzedaży i umowy dystrybucji energii) z odbiorcami. Pełnią oni funkcję sprzedawców z urzędu względem odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy. Na rynku energii elektrycznej działają także inni sprzedawcy (około 20 aktywnych uczestników), nie wywodzący się ze struktur dawnych spółek dystrybucyjnych. Około 200 innych sprzedawców to pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej, realizujące prócz sprzedaży także usługę dystrybucyjną. Ogólna liczba podmiotów posiadających koncesję na obrót energią elektryczną wynosi ok. 300.

Po stronie popytowej rynku detalicznego energii elektrycznej znajdują się konsumenci – odbiorcy końcowi. Jest ich ok. 16 mln, z czego nieco ponad 85% stanowią gospodarstwa domowe. Jednocześnie wolumen sprzedaży energii w tej grupie nie jest wysoki i stanowi w sumie ok. 24% sprzedaży energii w ogóle – relacja ta powoduje, że wielu sprzedawców nie jest zainteresowanych działaniem w tym segmencie rynku. Odbiorcy w gospodarstwach domowych nabyli prawo wyboru sprzedawcy 1 lipca 2007 r. i objęci są regulacją cenową do chwili wyboru sprzedawcy (tj. w zakresie działania sprzedawcy z urzędu). Pozostali odbiorcy nabywali uprawnienia w zakresie swobodnego wyboru sprzedawcy stopniowo od 1998 r., począwszy od odbiorców o największym zużyciu energii, a od 1 lipca 2004 r. wszyscy odbiorcy, poza gospodarstwami domowymi, uzyskali to prawo i mogą korzystać z rynkowych ofert cenowych.

## **Część II. Informacja o taryfikacji**

W listopadzie 2007 r. Prezes URE wydał decyzje o zwolnieniu z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej w obrocie (art. 49 ust. 1 Prawa energetycznego) 172 przedsiębiorstwom energetycznym zajmującym się obrotem energią elektryczną (w tym 14 przedsiębiorstwom obrotu wyodrębnionym z przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, tzw. spółkom dystrybucyjnym) oraz 158 posiadającym jednocześnie koncesję na dystrybucję energii elektrycznej (tzw. przedsiębiorstwom energetyki przemysłowej).

Prezes URE wstrzymał jednak wykonanie powyższych decyzji, zwalniających z obowiązku przedkładania taryf w obrocie do zatwierdzenia, w zakresie odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych G (do tych grup zaliczani są odbiorcy pobierający energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych) i tym samym utrzymał obowiązek zatwierdzania cen

energii dla tych odbiorców. Krok ten podyktowany został oceną konkurencyjności w tym segmencie rynku: po stronie podażowej – brak zainteresowania sprzedawców pozyskiwaniem drobnych odbiorców, po stronie popytowej – brak świadomości, a co za tym idzie także aktywności odbiorców oraz niewystarczająco rozwinięta „infrastruktura” rynkowa, m.in. w zakresie sprzedaży awaryjnej i procedur zmiany sprzedawcy. Obowiązek przedstawiania taryf do zatwierdzenia zapewnić miał także ochronę przed nieuzasadnionym wzrostem poziomu cen tym odbiorcom, którzy ze względu na trudną sytuację życiową narażeni zostali na ryzyko braku możliwości zakupu energii (tzw. odbiorcy wrażliwi).

Następnie przedsiębiorstwa, w stosunku do których utrzymano obowiązek przedkładania taryf do zatwierdzenia, wezwane zostały do złożenia projektów taryf na 2008 r. Po przeprowadzeniu postępowań administracyjnych Prezes URE zatwierdził taryfy dla odbiorców zaliczanych do grup taryfowych G, posiadających umowy kompleksowe.

Taryfy operatorów systemów dystrybucyjnych pozostaną w przewidywalnej przyszłości regulowane dla wszystkich grup odbiorców, ze względu na monopolistyczny z natury charakter działalność sieciowej.

### **Część III. Niezależność działania OSD**

Rola operatora systemu dystrybucyjnego – naturalnego monopolisty w obszarze wyznaczonym eksploatowaną przez niego siecią – jest szczególnie ważna. To operator jest w dużej mierze organizatorem i zarządcą „infrastruktury” rynkowej i stąd taką rangę ma postulat jego całkowitej niezależności. Dlatego też przewidziano w prawie europejskim, a za nim – w prawie polskim (ustawa – Prawo energetyczne) – obowiązek prawnego rozdziału działalności operatorskiej od innych rodzajów działalności energetycznej. Przy tym jednak nie tylko formalna, ale przede wszystkim faktyczna niezależność operatorów, leży w interesie odbiorców energii. Dodać należy, że restrykcyjne przestrzeganie zasady niezależności operatora i nadzór Regulatora (zarówno sektorowego – Prezesa URE, jak i ogólnego – w zakresie ochrony konkurencji i konsumenta – Prezesa UOKiK) są tym ważniejsze, im silniejsze są kapitałowe relacje OSD z niektórymi sprzedawcami energii.

### Kryteria formalne niezależności OSD

Zgodnie z art. 9d ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne operatorzy systemów dystrybucyjnych, będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego, powinni pozostawać pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od innych działalności niezwiązanych z dystrybucją energii (obróć, wytwarzanie). W ust. 2 tego artykułu określone zostały kryteria niezależności operatorów, które muszą być spełnione łącznie. Dotyczą one głównie niezależności osób odpowiedzialnych za zarządzanie w przedsiębiorstwie dystrybucyjnym będącym operatorem systemu dystrybucyjnego.

W świetle powyższych przepisów wątpliwości Prezesa URE budzi sposób wydzielenia trzech operatorów systemów dystrybucyjnych z grupy Tauron i PGE oraz działania realizowane przez część OSD po ich wyznaczeniu. W przypadku ww. trzech OSD wątpliwości te przełożyły się na wyznaczenie ich na czas określony (do 31 XII 2008 r.), niezbędnego do zakończenia realizacji przekształceń, pozwalających im funkcjonować bez stosowania dodatkowych rozwiązań formalno-prawnych (rozwiązania te polegały na dokonaniu zmian w statutach spółek oraz przekazaniu innym osobom, odrębnym od OSD, wykonywania praw i obowiązków wynikających z akcji/udziałów posiadanych przez OSD w innych podmiotach na czas wykonywania funkcji OSD lub do czasu zakończenia procesu przekształceń). Część OSD wykonuje działania w zakresie obsługi odbiorców na rzecz przedsiębiorstw obrotu, co jest sprzeczne z obowiązkiem rozdziału działalności i nie gwarantuje pełnej niezależności operatora.

Dziesięciu OSD wykonuje działalność gospodarczą nie związaną stricte z zadaniami operatora. Przeprowadzają konserwację oświetlenia ulicznego, dzierżawią lub wynajmują nieruchomości i środki transportu. Spółki te prowadzą także działalność w zakresie usług technicznych, informatycznych oraz telekomunikacyjnych. Wszyscy operatorzy systemów prowadzą przeglądy sposobu rozliczeń przychodów i kosztów, mające na celu wydzielenie części kosztów nie związanych z działalnością operatorską.

### Niezależność majątkowa i w zakresie podejmowania decyzji

Procedury związane z podejmowaniem przez OSD decyzji w zakresie zarządzania majątkiem sieciowym, w tym w szczególności dotyczących budowy, eksploatacji remontów lub rozbudowy sieci, są w większości przypadków realizowane zgodnie z IRiESD, Planem Rozwoju, Instrukcjami planowania zadań inwestycyjnych i remontowych. Jedno z 14 przedsiębiorstw wskazało w ankiecie, że kierownictwo przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo wydało OSD polecenie dotyczące bieżącego funkcjonowania, sytuacja ta budzi głęboki niepokój Regulatora co do oceny niezależności tego OSD. Polecenie to dotyczyło m.in. systemów informatycznych oraz usług doradczych, z uwagi na ich koordynację przez grupę, przekazywanie informacji o planowanych

darowiznach oraz umowach sponsoringowych, reklamowych, marketingowych i promocyjnych z odpowiednim wyprzedzeniem. Ośmiu OSD posiada spółki zależne, które zajmują się m.in. działalnością w zakresie szkoleniowo-wypoczynkowym, gastronomicznym, poligraficznym oraz działalnością usługowo-eksploatacyjną. W jednym z podmiotów realizowany jest obecnie plan podziału, którego celem jest przekazanie spółek nie związanych z działalnością operatora. Trzech operatorów posiada udziały/akcje w innych przedsiębiorstwach energetycznych. Ta sama ilość przedsiębiorców posiada akcje i udziały w innych spółkach.

### Zarządzanie informacją przez OSD

System ochrony informacji sensytywnych posiadają wszyscy przedsiębiorcy. Dane osobowe klientów przechowywane są m.in. w sieci lokalnej na serwerach należących do OSD. Dostęp do tych informacji posiadają uprawnieni pracownicy. Udostępnienie danych o klientach odbywa się na zasadach zawartych w polityce bezpieczeństwa informacji, określonej instrukcjami w przedsiębiorstwie, w systemach zarządzania bezpieczeństwem oraz w regulaminach wewnętrznych.

### Programy zgodności

Ważnym czynnikiem wpływającym na zapewnienie niezależności operatora systemu dystrybucyjnego jest opracowanie przez niego i wdrożenie programu (tzw. programu zgodności), w którym określone są przedsięwzięcia mające na celu zapewnienie niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, i obowiązki pracowników w tym zakresie. Dane przedstawione przez operatorów systemów wskazują, że pięciu z nich dokonało aktualizacji wyżej wymienionego programu w badanym okresie.

### Niezależność OSD z punktu widzenia użytkowników systemów

Czynnikiem odgrywającym bardzo ważną rolę w zapewnieniu równego traktowania użytkowników systemu, jest zmiana wizerunku przedsiębiorstw energetycznych, tak aby odbiorcy przestali utożsamiać operatora systemu dystrybucyjnego i przedsiębiorstwo obrotu, wydzielone z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, a tym samym dostrzegać w wydzielonym przedsiębiorstwie obrotu jedyne sprzedawcę energii na terenie działania danego operatora systemu. Osiągnięciu tego celu służy m.in. rozdzielanie siedzib obydwu przedsiębiorstw i utworzenie odrębnych punktów obsługi klienta. Wyniki badania wskazują, że rozdzielania siedziby operatora systemu od siedziby spółki obrotu dokonało dziesięciu OSD. Z pozostałych czterech – dwóch deklaruje zmianę siedziby do końca 2009 r.

Także dziewięciu operatorów utworzyło własne punkty obsługi klienta – ich liczba na terenie działania poszczególnych OSD waha się od 1 do 34. Punkty obsługi niektórych OSD świadczą usługi kompleksowej obsługi klientów detalicznych rozumianej jako obsługa zarówno w zakresie działalności dystrybucyjnej, jaki i w zakresie działalności związanej z obrotem realizowanym przez wybranych sprzedawców.

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

W przypadku struktur powstałych w rezultacie wydzielenia prawnego OSD optymalnym rozwiązaniem jest ulokowanie szeroko rozumianych czynności w zakresie obsługi klienta w podmiocie odrębnym od OSD i spółki zajmującej się obrotem energią elektryczną. Taka lokalizacja najlepiej umożliwia - w przypadku przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo - realizację celu wydzielenia OSD tj. zapewnienie skutecznego i niedyskryminacyjnego dostępu do sieci w warunkach funkcjonowania zasady TPA. Z kolei z punktu widzenia przedsiębiorstwa pozwala w sposób ekonomicznie uzasadniony realizować jego cele. Niemniej jednak wybór konkretnego modelu biznesowego, z zastrzeżeniem ograniczeń wynikających z ustawy - Prawo energetyczne, należy do poszczególnych zarządców.

Niezwykle ważnym elementem wizerunku firmy jest jej nazwa. W badanym okresie nastąpiła zmiana nazwy w dwóch przypadkach: ENION Grupa TAURON SA oraz EnergiaPro Grupa TAURON SA. W obu tych przypadkach doszło do wzmocnienia konotacji nazwy operatora z nazwą grupy. Także nazwy innych operatorów bardzo silnie kojarzą się z nazwą sprzedawcy z urzędu, który działa na jego terenie. Właśnie wstrzymania procesu zmiany wizerunku OSD (tzw. „rebrandingu”) dotyczyło w jednym przypadku polecenie wydane operatorowi przez kierownictwo przedsiębiorstwa pionowo zintegrowanego. Jako uzasadnienie takiego polecenia wskazano trwający proces przygotowania systemu identyfikacji wizualnej grupy – co Regulator ocenia jako działanie negatywne z punktu widzenia potrzeby budowania odrębnego wizerunku OSD – podmiotu neutralnego w rynku.

### Niezależność OSD w ocenie Regulatora

Proces uzyskiwania przez operatorów systemów dystrybucyjnych pełnej niezależności przebiega powoli. Niewątpliwym utrudnieniem dla tego procesu jest pozostawanie przez operatorów w strukturach pionowo zintegrowanych oraz w rozbudowanych strukturach grup kapitałowych, gdzie zapewnienie niezależności operatora nie sprzyja realizacji celu maksymalizacji



korzyści grupy. O ile ocena formalna, z punktu widzenia wypełniania przez OSD wymagań przepisów prawa, budzi wątpliwości w tylko trzech przypadkach, to ocena faktycznej niezależności OSD, popartej choćby próbą zbudowania odrębnego wizerunku, pozostawia wiele więcej wątpliwości. Regulator ma nadzieję, że operatorzy powoli, ale jednak skutecznie będą sobie uświadamiać jak ważną rolę odgrywać powinni w zapewnieniu równego traktowania użytkowników systemu elektroenergetycznego i realizacji zasady równego dostępu do sieci wszystkich uczestników rynku.

#### **Część IV. Informacje o postępach prac nad zawieraniem generalnych umów dystrybucji (GUD)**

Operator poprzez zawierane umowy dystrybucyjne ze sprzedawcami (zwane umowami generalnymi) doprecyzowuje zasady korzystania z sieci i otwiera *de facto* poszczególnym sprzedawcom drogę do działania na danym obszarze. Z tego względu generalne umowy dystrybucyjne są konieczne dla zapewnienia **faktycznej** możliwości korzystania przez odbiorcę z prawa zakupu energii elektrycznej od wybranego sprzedawcy. Różni OSD prowadzą w tym zakresie różną politykę, przy czym działaniem na szkodę konkurencji i konsumenta nazwać należy utrudnianie przez OSD zawierania takich umów oraz stosowanie w umowach generalnych nierównych warunków wobec podmiotów należących do tej samej grupy uczestników rynku.

##### GUD w przepisach

Zgodnie z art. 5 ust. 2a pkt 1 lit. a ustawy – Prawo energetyczne warunkiem działania sprzedawcy na terenie sieci danego operatora jest zawarcie przez niego umowy o świadczenie usług dystrybucji z tym operatorem, tzw. **generalnej umowy dystrybucji (GUD)**. Umowa ta określa warunki funkcjonowania sprzedawcy na terenie operatora oraz jego współpracy z tym operatorem. Może ona przewidywać także warunki współpracy, w przypadku gdy sprzedawca zawarł lub zamierza zawrzeć z odbiorcą przyłączonym do sieci operatora umowę kompleksową, tj. umowę zawierającą postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług dystrybucji.

##### GUD w ocenie operatorów – ocena ilościowa

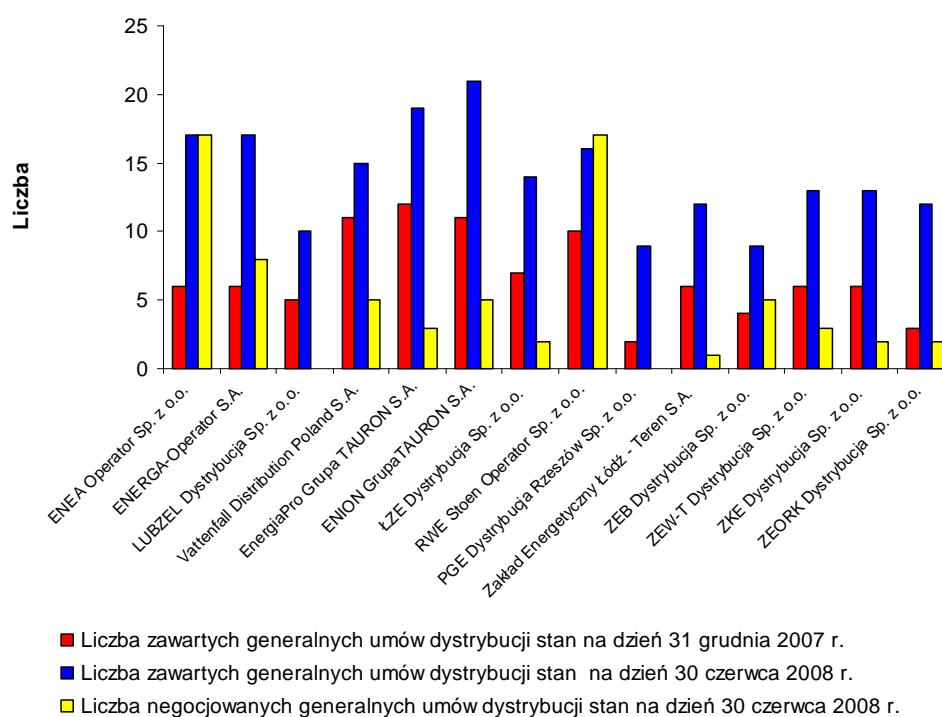
Z danych przedstawionych przez operatorów systemów dystrybucyjnych wynika, że podejście do sprawy zawierania generalnych umów dystrybucji z poszczególnymi sprzedawcami jest zróżnicowane. Na koniec czerwca 2008 r. największą liczbę zawartych generalnych umów dystrybucji po-

siada ENION Grupa TAURON SA – 21. Drugie i trzecie miejsce zajmują kolejno: EnergiaPro Grupa TAURON SA (19 GUD) i ENEA Operator Sp. z o.o. razem z ENERGA-Operator SA (po 17 GUD). Operatorzy, którzy zawarli do tego czasu takie umowy z mniejszą niż dziesięć liczbą sprzedawców, to: RZE Dystrybucja Sp. z o.o. oraz ZEB Dystrybucja Sp. z o.o. Należy także zauważyć stosunkowo dużą liczbę – siedemnastu umów, które są w trakcie negocjacji przez ENEA Operator Sp. z o.o. oraz RWE Stoen Operator Sp. z o.o.

Porównując aktualne dane o liczbie zawartych generalnych umów dystrybucji z danymi przedstawionymi przez OSD na koniec 2007 r., obserwuje się pewien postęp. Liczba zawieranych umów w wielu przypadkach wzrosła ponad dwukrotnie. Wiele umów jest też negocjowanych. Jednocześnie z przekazanych informacji wynika, iż trzech operatorów systemów dystrybucyjnych nie zawarło jeszcze generalnych umów dystrybucyjnych z przedsiębiorstwami, które na terenie tych operatorów pełnią funkcję sprzedawcy z urzędu. Zagadnienie to zostanie zbadane bliżej (także pod kątem wiarygodności przedstawionych danych), ponieważ możliwość działania tak dużego sprzedawcy jak sprzedawca z urzędu bez generalnej umowy dystrybucyjnej budzi niepokój co do stopnia faktycznego wyodrębnienia operatora, jak i co do równoprawności traktowania sprzedawców.

Zestawienie zawartych oraz negocjowanych generalnych umów dystrybucji przez poszczególnych operatorów przedstawiają poniższe wykresy.

**Rysunek 1.** Liczba zawartych generalnych umów dystrybucji (stan na 31 grudnia 2007 r. oraz na 30 czerwca 2008 r.) i umów negocjowanych wg stanu na 30 czerwca 2008 r.



### GUD w ocenie operatorów – ocena jakościowa

W znacznej większości generalnych umów dystrybucji, zawartych przez operatorów ze sprzedawcami, strony nie przewidziały możliwości zawierania nowych umów kompleksowych na terenie działania danego OSD. Jedynie dwóch operatorów przewiduje taką możliwość: ENEA Operator Sp. z o.o. w umowie z ENEA SA oraz RWE Stoen Operator Sp. z o.o. w umowie z RWE Stoen SA. W obu przypadkach są to sprzedawcy z urzędu, powstałe po wyodrębnieniu OSD i pozostający z tym OSD w strukturze pionowo zintegrowanej.

Większość operatorów (dwunastu spośród czternastu) nie przewiduje kosztów dodatkowego odczytu przy zmianie sprzedawcy. Dwóch operatorów: ENION Grupa TAURON SA oraz Vattenfall Distribution Poland SA, przewiduje koszty tego typu, co stanowić może barierę w procesie zmiany sprzedawcy (dodatkowy koszt, który w ostatecznym rozrachunku poniesiony zostanie przez odbiorcę decydującego się na zmianę sprzedawcy) i jako takie podlega negatywnej ocenie Regulatora.

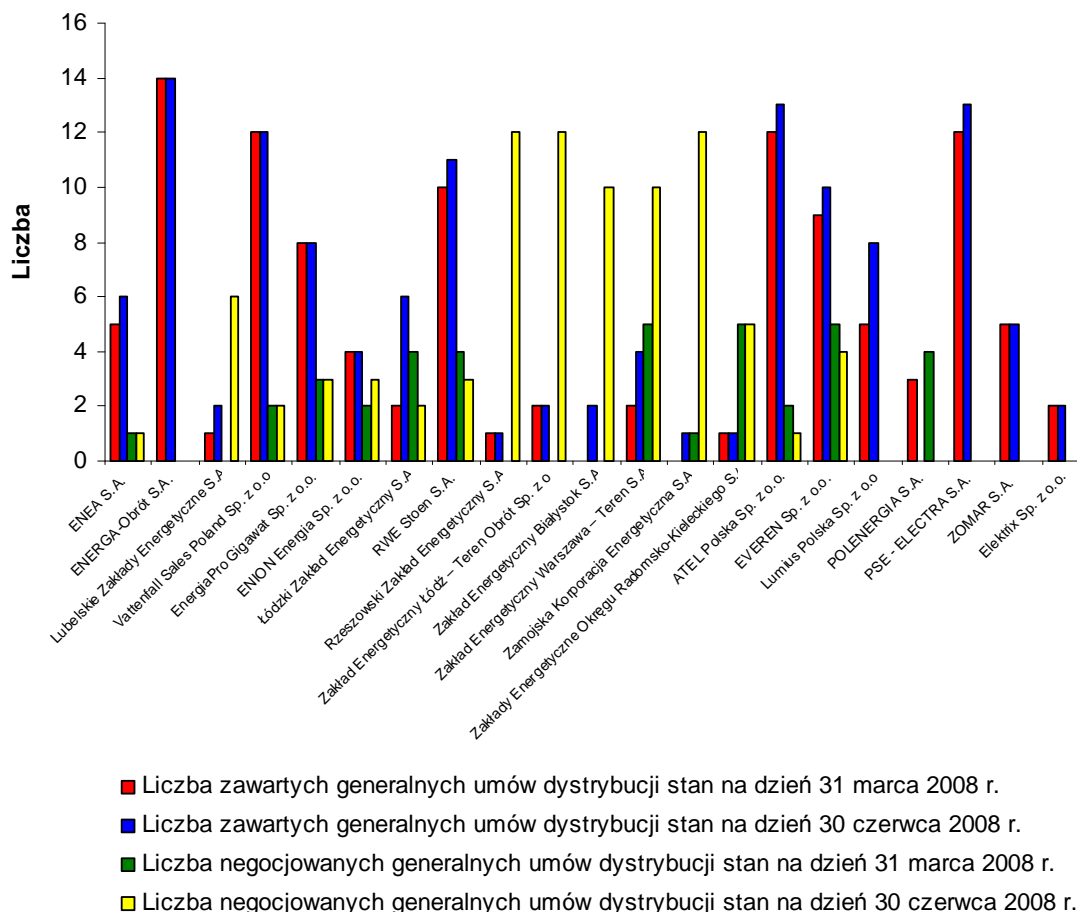
### GUD w ocenie sprzedawców – ocena ilościowa

Informacje o zawieranych generalnych umowach dystrybucji zostały również zebrane od sprzedawców energii elektrycznej. Jak wynika z udzielonych informacji – 20 spośród 41 badanych sprzedawców nie prowadzi sprzedaży detalicznej i nie ma ofert dla odbiorców końcowych, w związku z tym nie zostali oni uwzględnieni w dalszej części opracowania.

Z danych przedstawionych przez spółki obrotu wynika, że sprzedawcą, który podpisał najwięcej GUD (14) jest ENERGA-Obrót SA. W następnej kolejności znajdują się: ATEL Polska Sp. z o.o. i PSE – ELECTRA SA (po 13 zawartych GUD) oraz Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o. (12 GUD). Należy także zauważyć stosunkowo dużą w ostatnim czasie aktywność Zakładu Energetycznego Łódź – Teren Obrót Sp. z o.o., Rzeszowskiego Zakładu Energetycznego SA oraz Zamojskiej Korporacji Energetycznej SA w sprawie zawierania nowych umów generalnych – 12 w trakcie negocjacji.

Poniżej przedstawiono zestawienie liczby zawartych oraz negocjowanych przez sprzedawców generalnych umów dystrybucji.

**Rysunek 2.** Liczba zawartych generalnych umów dystrybucji (stan na 31 marca 2008 r. oraz na 30 czerwca 2008 r.) i umów negocjowanych wg stanu na 31 marca oraz 30 czerwca 2008 r.



Analizując udzielone informacje można dostrzec pewne rozbieżności między danymi przedstawionymi przez OSD oraz sprzedawców energii elektrycznej. Różnice te dotyczą w szczególności zapisów w generalnej umowie dystrybucyjnej, które przewidują możliwość zawarcia przez odbiorcę umowy kompleksowej oraz koszty dodatkowego odczytu przy zmianie sprzedawcy. W tych sprawach zostaną przeprowadzone postępowania wyjaśniające.

### GUD w ocenie sprzedawców – ocena jakościowa

W dziewięciu przypadkach sprzedawcy mogą zawierać umowy kompleksowe z odbiorcami na podstawie zapisów umowy generalnej. Warto podkreślić jest jednak, że wszystkie powyższe przypadki to umowy zawarte pomiędzy operatorami a sprzedawcami pozostającymi z nimi w strukturze pionowo zintegrowanej. Oznacza to, że żaden sprzedawca chcący rozpocząć działalność na nowym terenie nie może zaproponować odbiorcy zawarcia umowy kompleksowej, co znacznie obniża atrakcyjność oferty dla większości odbiorców

w gospodarstwach domowych. Stanowi to przykład nierównoprawnego traktowania sprzedawców przez OSD, przy czym dla ostatecznej oceny konieczna jest dodatkowa analiza zasadności różnicowania pozycji sprzedawców, w kontekście pełnienia przez jednego z nich funkcji sprzedawcy z urzędu.

Odnosząc się natomiast do kwestii zamieszczania w GUD zapisów, w których strony przewidziały koszty dodatkowego odczytu przy zmianie sprzedawcy należy stwierdzić, że w dziewięciu analizowanych w I kwartale przypadkach oraz 21 w II kwartale, takie zapisy nie występują. Ośmiu sprzedawców informuje o istnieniu zapisów umownych przewidujących obciążanie sprzedawcy kosztem dodatkowego odczytu. Z informacji tych wynika, że zapisy te stosuje czterech operatorów. Wyniki monitoringu ujawniły dodatkowo, że tylko jeden z tych operatorów stosował klauzule o dodatkowej opłacie za odczyt licznika w sposób niedyskryminacyjny, tzn. także w umowie ze sprzedawcą z własnej grupy kapitałowej. W przypadku pozostałych trzech operatorów wcześniejszy zarzut, że zapisy o dodatkowej opłacie za odczyt przy zmianie sprzedawcy stanowią barierę w tym procesie (dodatkowy koszt przeniesiony w ostatecznym rozrachunku na aktywnego odbiorcę), uzupełnić można o dodatkowy: nierównoprawne traktowanie użytkowników sieci.

### GUD w ocenie Regulatora

Wyniki monitoringu pokazują, że proces podpisywania generalnych umów dystrybucyjnych postępuje w dobrym tempie. Uwzględniając jednak zarówno wyniki monitoringu, jak i szerszą wiedzę Regulatora, wskazać można na wątpliwość, czy ten ilościowy postęp nie dokonuje się kosztem jakości, tj. czy przy negocjowaniu GUD obie strony mają podobnie silną pozycję, a zawarte umowy w równym stopniu uwzględniają ich interesy. Przykładem niech będą omówione powyżej problemy umów kompleksowych i kosztów dodatkowych odczytów. W tym zakresie Regulator podjął badanie zasadności stosowania zapisów o dodatkowym koszcie odczytu przy zmianie sprzedawcy w generalnych umowach dystrybucyjnych – w jednym przypadku operator odstąpił od stosowania klauzul o dodatkowej opłacie, pozostałe przypadki są nadal badane.

Dostrzegając w ustalaniu nierównych warunków w generalnych umowach dystrybucyjnych potencjalne narzędzie dyskryminacji niektórych sprzedawców przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego (zwłaszcza sprzedawców pochodzących spoza grup kapitałowych, w skład których wchodzi OSD, względem sprzedawców znajdujących się w tych grupach), Prezes URE przyjrzał się bliżej różnicom w zawieranych umowach. Zainicjował także współpracę z Prezesem Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w celu zbadania, czy w zawartych

już generalnych umowach dystrybucji występują postanowienia mogące zostać potraktowane jako dyskryminacyjne i skutkować nierównym traktowaniem użytkowników systemu.

## **Część V. Przestrzeganie przez OSD zapisów procedury zmiany sprzedawcy**

Ogólne warunki korzystania z sieci dla jej użytkowników określone są w dokumencie zwanym Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD), zatwierdzanym w części przez Prezesa URE. Ze względu na brak uregulowań określających etapy procesu zmiany sprzedawcy w przepisach prawa powszechnie obowiązującego, także te regulacje, niezwykle istotne z punktu widzenia oceny możliwości zmiany sprzedawcy, i, co za tym idzie, rozwoju konkurencji, znalazły się w zatwierdzanych przez Regulatora częściach Instrukcji. Celem badania operatorów systemów dystrybucyjnych była ocena procesu zmiany sprzedawcy (na 30 czerwca 2008 r.) oraz diagnoza stanu zainteresowania odbiorców skorzystaniem z prawa wyboru.

### *Czas trwania zmiany sprzedawcy*

Wszyscy OSD zadeklarowali, że stosowana w praktyce procedura zmiany sprzedawcy była zgodna z IRiESD w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi. Zgodnie z obecnie obowiązującymi instrukcjami czas trwania pierwszej zmiany sprzedawcy wynosi 30 dni, a kolejnej – 14 dni (za wyjątkiem<sup>6)</sup> RWE Stoen Operator SA – tutaj procedura zmiany sprzedawcy trwa odpowiednio 60 i 30 dni). Są jednak pewne ograniczenia w przypadku Vattenfall Distribution Poland SA, który stosuje procedurę zmiany sprzedawcy 30/14 dni pod warunkiem, że do zgłoszenia dojdzie od 1 do 5 dnia miesiąca (otwarcie bramki). Jeżeli chęć zmiany sprzedawcy zostanie zgłoszona w innych dniach – to do rozpoczęcia procedury należy doliczyć czas oczekiwania na otwarcie „bramki”. Żaden z OSD nie odnotował opóźnień w procedurze zmiany sprzedawcy (zarówno w przypadku pierwszej, jak i kolejnej zmiany sprzedawcy).

---

<sup>6)</sup> Obecnie w Urzędzie Regulacji Energetyki toczy się jeszcze postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia przez Prezesa URE nowej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi RWE Stoen Operator Sp. z o.o., która powinna już uwzględniać krótsze terminy procedury zmiany sprzedawcy.

### Reklamacje dot. zmiany sprzedawcy

W II kwartale 2008 r. OSD odnotowali trzy reklamacje związane ze zmianą sprzedawcy. W ENERGA-Operator SA składającym reklamacje była osoba fizyczna, rozpatrzenie trwało 14 dni i wskutek rozstrzygnięcia reklamacji wystawiono fakturę korygującą. Pozostałe dwie reklamacje złożone zostały przez odbiorców w RWE Stoen Operator Sp. z o.o. – rozpatrzenie trwało dwa dni.

### Korekty rozliczeń dot. zmiany sprzedawcy

U trzech OSD doszło do korygowania zgłoszeń z powodu zmiany sprzedawcy (pojedyncze przypadki w ZEB Dystrybucja Sp. z o.o. oraz ENERGA-Operator SA), natomiast w ZEW-T Dystrybucja Sp. z o.o. takich przypadków odnotowano 66 (przyczyną korekt była opłata przejściowa, składnik jakościowy stawki systemowej).

### Jakość obsługi klienta przy zmianie sprzedawcy

Najwięcej spraw w obsłudze klienta odnośnie zmiany sprzedawcy odnotowano w spółce Enea Operator Sp. z o.o. (470). Niemal wszystkie zostały załatwione „od ręki”. Natomiast najmniej tego typu spraw (zaledwie dwie) odnotowano z ZKE Dystrybucja Sp. z o.o.

### Informacje o upustach i warunkach innych niż w taryfie dystrybucyjnej

Enea-Operator Sp. z o.o. stosuje 105 odstępstw od taryfy dystrybucyjnej. W ZEW-T Dystrybucja Sp. z o.o. był jeden taki przypadek. U pozostałych OSD tego typu spraw nie odnotowano.

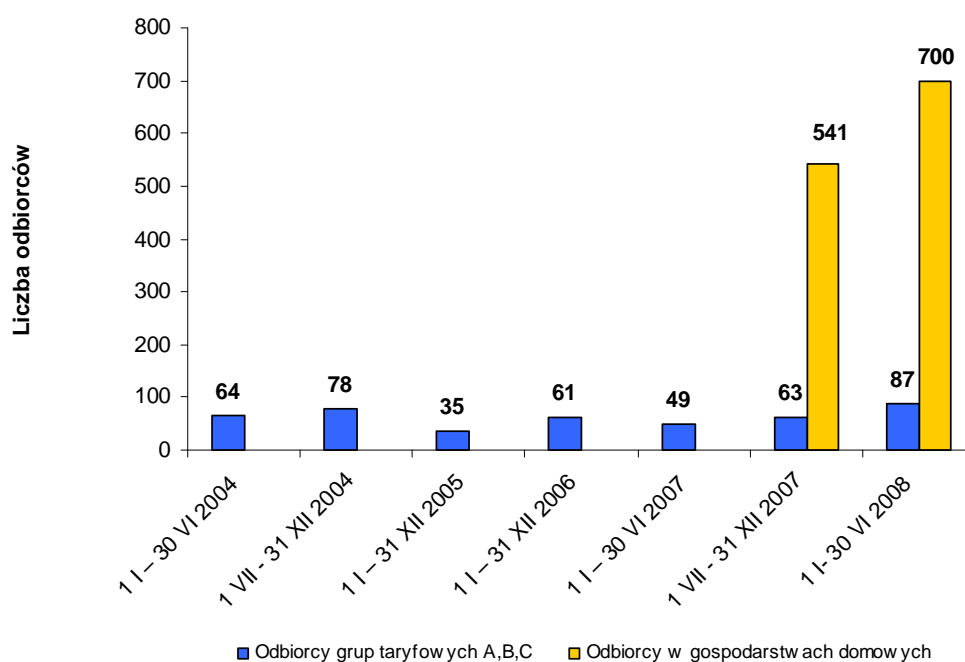
## **Część VI. Liczba odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy**

Faktyczna swoboda wyboru sprzedawcy, której miernikiem jest liczba aktywnych na rynku odbiorców oraz liczba dokonanych w danym okresie zmian sprzedawcy, jest wynikiem nakładania się na siebie wielu okoliczności, począwszy od stopnia świadomości odbiorców, poprzez ich motywację do zmiany sprzedawcy, aż po łatwość dokonania zmiany czy dostępność ofert na rynku.

Analiza danych przedstawionych przez 14 operatorów systemów dystrybucyjnych wyodrębnionych ze spółek dystrybucyjnych, pozwala stwierdzić, że w I półroczu 2008 r. doszło do 30% (rys. 4) wzrostu liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę, z tego liczba takich od-

biorców w grupach taryfowych A, B, C zwiększyła się o 38% (rys. 5), a w grupie taryfowej G o 29% (rys. 6)<sup>7)</sup>. Oceniając wskaźniki wzrostu pamiętać należy jednak, że ciągle niewielu odbiorców (zaledwie 0,005%) skorzystało do tej pory z prawa wyboru sprzedawcy.

**Rysunek 3.** Liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę z wyszczególnieniem gospodarstw domowych (2004-2008).

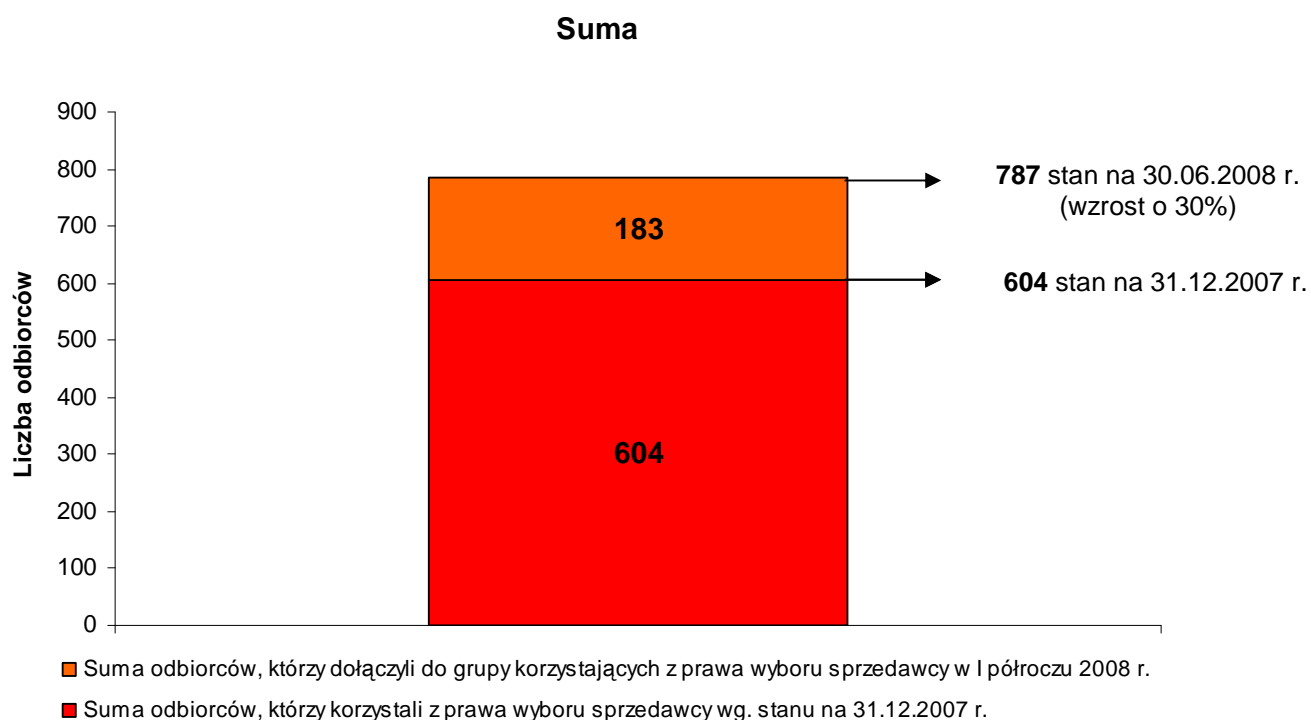


Jak widać na powyższym rysunku, dynamika przyrostu liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę jest duża – w porównaniu do poprzedniego okresu.

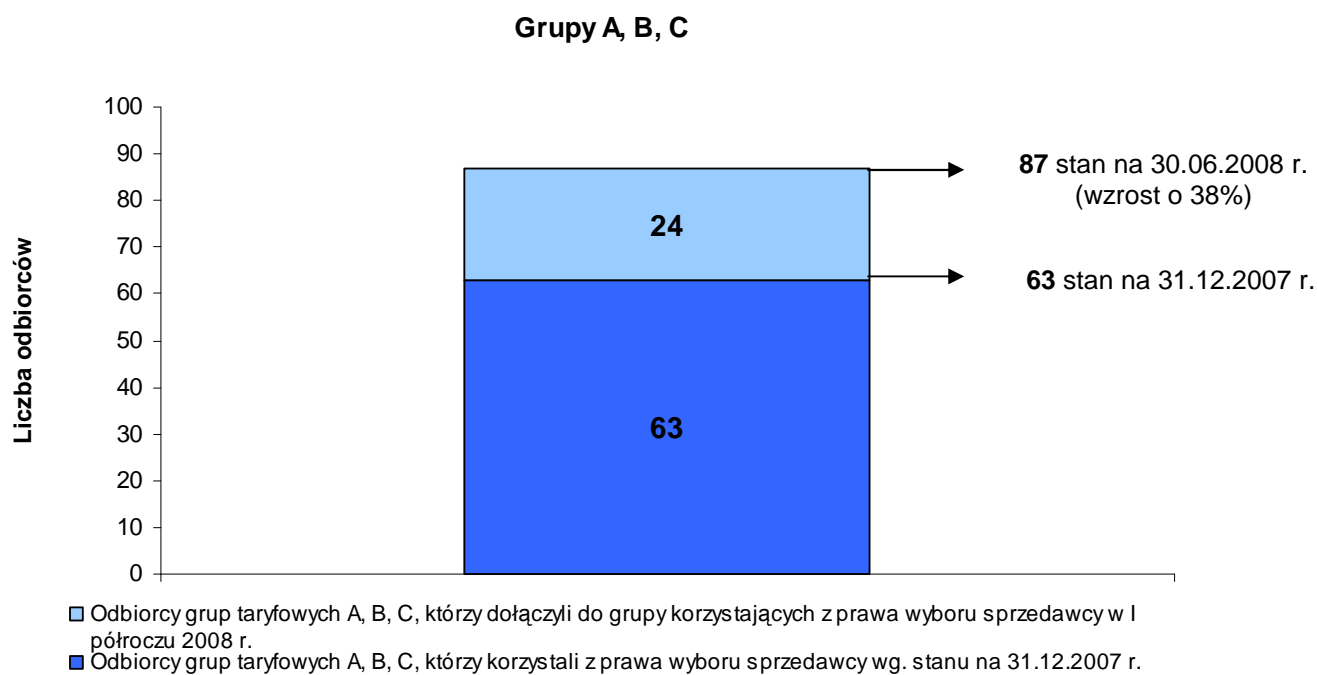
<sup>7)</sup> Szczegółowe dane w podziale na liczbę odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy wg stanu na 31.12.2007 r. oraz na 30.06.2008 r. w podziale na poszczególne grupy taryfowe przedstawiono w załączniku 1.



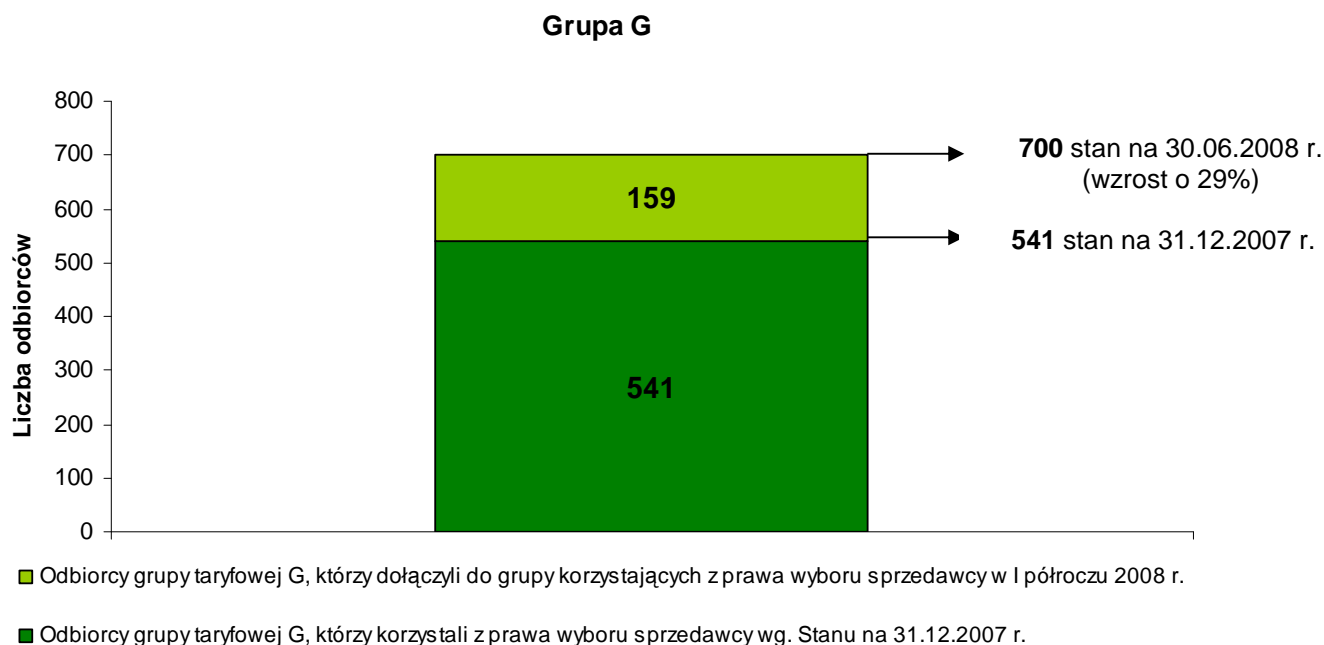
**Rysunek 4.** Zmiana liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę w grupach taryfowych A, B, C i G



**Rysunek 5.** Zmiana liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę w grupach taryfowych A, B, C



**Rysunek 6.** Zmiana liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę w grupie taryfowej G



Zdaniem Regulatora, który oceniając sytuację na rynku detalicznym kieruje się nie tylko wynikami monitoringu, ale i wiedzą zdobytą w czasie realizacji innych kompetencji i zadań<sup>8)</sup>, stosunkowo mała liczba odbiorców zmieniających sprzedawcę w grupie taryfowej G jest spowodowana:

- małymi różnicami w wysokości cen regulowanych, które przynieść mogą oszczędności w wysokości nie stanowiącej wystarczającej zachęty do zmiany,
- brakiem ofert dla tej grupy (brak aktywności sprzedawcy),
- brakiem aktywności odbiorcy, który nadal pozostaje nie w pełni świadomy swoich praw.

Największy udział odbiorców grup taryfowych A, B, C, którzy zmienili sprzedawcę, występuje w województwach: małopolskim oraz śląskim. Natomiast wśród gospodarstw domowych największą liczbą odbiorców, którzy podjęli decyzję o zmianie sprzedawcy, charakteryzowało się woj. podlaskie. Wysoki udział odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę na tym obszarze tłumaczyć można ekspansywną kampanią informacyjno-akwizycyjną przedsiębiorstwa Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o. w tym województwie przeprowadzoną pod koniec 2007 r.

<sup>8)</sup> W strukturze Urzędu Regulacji Energetyki funkcjonuje Rzecznik Odbiorców Paliw i Energii, od 1 lipca 2007 r. działa infolinia w centrali, uruchomiona następnie w oddziałach terenowych URE, prowadzone są spotkania warsztatowe dla rzeczników konsumentów, pracowników ośrodków pomocy społecznej, Prezes URE i jego przedstawiciele uczestniczą w konferencjach poświęconych ocenie sytuacji odbiorcy na rynku energii.

W I półroczu 2008 r. największy wolumen energii elektrycznej, dostarczonej odbiorcom w ramach TPA, zakupili odbiorcy przyłączeni do sieci spółki ENION Grupa TAURON SA, w której energia dostarczona do odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy stanowiła ponad 43% całości dostaw (2519 GWh). Drugie i trzecie miejsce zajmują kolejno: Vattenfall Distribution Poland SA z ponad 30% udziałem energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom, którzy zmienili sprzedawcę (1754 GWh) i Energa-Operator SA z ponad 12% udziałem energii elektrycznej dostarczonej do odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy (712 GWh). Kolejne miejsca z udziałem poniżej 10%, zajmują: ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o. – 3,4%, ZEŁ-T SA – 3%, RWE Stoen Operator Sp. z o.o. – 1,9%, ZEW-T Dystrybucja Sp. z o.o. – 1,8% i EnergiaPro Grupa TAURON SA – 1,8%. W pozostałych sześciu spółkach udział energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom, którzy zmienili sprzedawcę w stosunku do całkowitej energii dostarczonej I półroczu 2008 r. był poniżej 1%. Największą spośród wszystkich dystrybutorów liczbę – 19 odbiorców grup taryfowych A, B, C korzystających z prawa wyboru sprzedawcy odnotowano w spółce ENION Grupa TAURON SA<sup>9)</sup>.

## **Część VII. Informacje o cenach energii elektrycznej dla odbiorców końcowych**

Celem badania w tym zakresie była diagnoza poziomu stosowanych cen dla odbiorców końcowych w I i II kwartale 2008 r. Badaniu poddano 41 przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną, których dochód z działalności koncesjonowanej w 2007 r. wyniósł ponad 5 mln zł. Spośród 41 badanych przedsiębiorstw 20 prowadzi sprzedaż do odbiorców końcowych, natomiast 17 nie prowadzi tego typu sprzedaży, 4 przedsiębiorstwa nie udzieliły odpowiedzi w tym zakresie.

Poniżej przedstawione zostało porównanie cen stosowanych wobec odbiorców, którzy nie skorzystali z prawa wyboru sprzedawcy w I i II kwartale 2008 r.

---

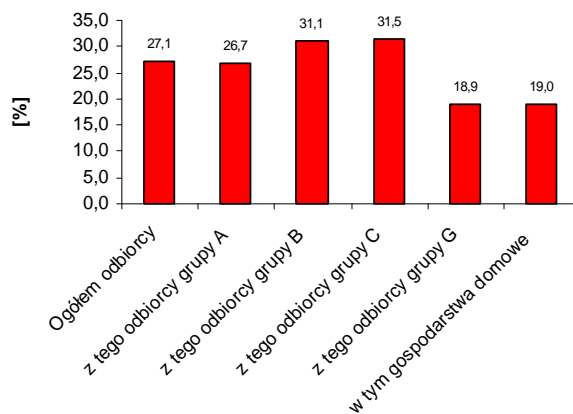
<sup>9)</sup> Szczegółowe dane dot. liczby odbiorców korzystających ze zmiany sprzedawcy oraz wolumenu sprzedanej im energii, tabela 1 wg stanu na 31 grudnia 2007 r. i 30 czerwca 2008 r. zamieszczone są w załączniku 2.

**Tabela 1.** Ceny sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe w IV kwartale 2007 r. i II kwartale 2008 r.

Wyszczególnienie		Cena za energię elektryczną [zł/MWh]	
		IV kwartał 2007 r.	II kwartał 2008 r.
Ogółem odbiorcy		147,50	187,44
z tego	odbiorcy grupy taryfowej A	139,31	176,53
	odbiorcy grupy taryfowej B	141,68	185,81
	odbiorcy grupy taryfowej C	149,14	196,09
	odbiorcy grupy taryfowej G	158,37	188,35
w tym	gospodarstwa domowe	158,20	188,19

Źródło: ARE SA

**Rysunek 7.** Zmiana ceny za energię elektryczną ((II kw. 2008 – IV kw. 2007)/IV kw. 2007\*100)



Źródło: ARE SA

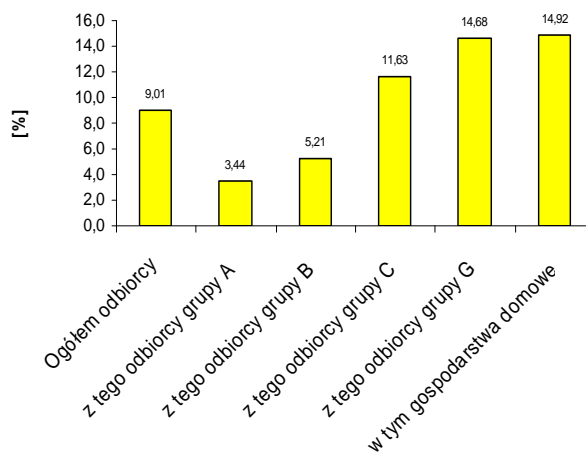
Pomiędzy II kwartałem 2008 r. a IV kwartałem 2007 r. opłata za energię elektryczną wzrosła o 27,1% – najwięcej wśród odbiorców przemysłowych, a najmniej wśród odbiorców z grupy taryfowej G. Natomiast pomiędzy II a I kwartałem 2008 r. do największej zmiany cen za energię elektryczną doszło wśród odbiorców grupy taryfowej G.

**Tabela 2.** Ceny sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe w I i II kwartale 2008 r.

Wyszczególnienie		Cena za energię elektryczną [zł/MWh]	
		I kwartał 2008 r.	II kwartał 2008 r.
Ogółem odbiorcy		171,94	187,44
z tego	odbiorcy grupy taryfowej A	170,66	176,53
	odbiorcy grupy taryfowej B	176,60	185,81
	odbiorcy grupy taryfowej C	175,66	196,09
	odbiorcy grupy taryfowej G	164,24	188,35
w tym	gospodarstwa domowe	163,76	188,19

Źródło: ARE SA

**Rysunek 8.** Zmiana ceny za energię elektryczną ((II kw. 2008 – I kw. 2008)/I kw. 2008\*100)



Źródło: ARE SA

Zaprezentowane powyżej dane wymagają zastrzeżenia – dotyczą one cen zastosowanych we wskazanych okresach, a nie cen w zatwierdzonych taryfach, ani nawet na rachunkach dla odbiorców rozliczanych zaliczkowo – na podstawie prognozy zużycia.

W przypadku odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy cena energii elektrycznej jest ustalana w kontraktach dwustronnych.

## **Część VIII. Informacje dot. nieopłaconych rachunków za energię elektryczną**

W ramach niniejszego programu monitorowania rynku detalicznego podjęto próbę zbadania skali zjawiska tzw. ubóstwa energetycznego. Ankiety skierowane do OSD zawierały pytania dot. zadłużenia odbiorców, w tym odbiorców w gospodarstwach domowych. Dodatkowo pozyskane zostały dane w zakresie ilości zainstalowanych liczników przedpłatowych oraz liczby wstrzymania dostaw energii elektrycznej z powodu nieuregulowanych rachunków.

Dane przekazane przez OSD na temat zadłużenia za świadczone usługi dystrybucji za II kwartał nie pozwalają na ich prawidłową agregację i ocenę stanu zadłużenia. Po pierwsze, czterech OSD (LUBZEL Dystrybucja Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Rzeszów Sp. z o.o., ZKE Dystrybucja Sp. z o.o., Zakład Energetyczny Łódź – Teren SA) w ogóle nie przedstawiło żądanych informacji. Kolejni dwaj OSD (ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o., ENERGA-Operator SA) przekazali dane za okres dłuższy niż wskazany w ankiecie. Pozostałe OSD przekazały informacje fragmentaryczne oraz z zastrzeżeniami, że np. dotyczą one tylko odbiorców korzystających z TPA.

Pytanie dotyczące zainstalowanych liczników przedpłatowych dostarczyło precyzyjnej odpowiedzi na temat ich liczby oraz wolumenu energii dostarczonej odbiorcom korzystających z tych liczników.

**Tabela 3.** Liczniki przedpłatowe

	Liczba zainstalowanych liczników przedpłatowych	Całkowity wolumen energii dostarczonej do tych odbiorców [MWh]
Odbiorcy grup taryfowych A, B, C	5 477	295 647,9
Odbiorcy w gospodarstwach domowych	83 480	28 457,0

Jedynie RWE Stoen Operator Sp. z o.o. i ZKE Dystrybucja Sp. z o.o. nie oferują swoim klientom możliwości instalacji licznika przedpłatowego.

W II kwartale 2008 r. OSD wstrzymały dostawy energii elektrycznej z powodu nieuregulowania należności do 42 504 odbiorców, w tym do 38 895 odbiorców w gospodarstwach domowych (ZKE Dystrybucja Sp. z o.o. nie przedstawiła danych w tym zakresie).

Badanie zjawiska tzw. ubóstwa energetycznego zostało przeprowadzone również wśród 41 spółek obrotu i składało się z dwóch ankiet obejmujących okres za I i II kwartał 2008 r. Należy nadmienić, że 20 spośród 41 sprzedawców nie prowadzi sprzedaży detalicznej, w związku z tym nie zostali oni uwzględnieni w dalszej części opracowania.

Z przedstawionych informacji (stan na 30 czerwca 2008 r.) wynika, że liczba nieopłaconych rachunków dla odbiorców w gospodarstwach domowych wynosi nawet ponad 645 000 w ENERGA-Obrót SA. Również w tej firmie odnotowano największe zaległości w płatności rachunków dla gospodarstw domowych – ponad 107 mln zł. Zagregowane dane o liczbie i kwotach nieopłaconych rachunków przez odbiorców końcowych, z wyszczególnieniem gospodarstw domowych, przedstawia tabela 4.

**Tabela 4.** Zestawienie całkowitej liczby i kwoty nieopłaconych rachunków przez odbiorców końcowych

	Stan na koniec I kwartału 2008 r.		Stan na koniec II kwartału 2008 r.		Opóźnienie w opłatach	
	Liczba nieopłaconych rachunków	Kwota nieopłaconych rachunków [zł]	Liczba nieopłaconych rachunków	Kwota nieopłaconych rachunków [zł]	od	do
Odbiorcy w gospodarstwach domowych	2 678 136	446 167 374,6	2 777 543	449 567 268,7	1 dzień	12 lat
Pozostałe grupy taryfowe	255 047	686 983 003,8	244 122	722 565 026,8	1 dzień	17 lat
Razem:	2 933 183	1 133 150 378,4	3 021 665	1 172 132 295,5		

Jak widać, problem zadłużenia odbiorców nie jest nowy (przykład: 17 lat opóźnienia w płatnościach), jednak ze względu na szybko rosnące ceny energii, przy i tak realnie wysokim ich poziomie i rosnącym udziale wydatków na energię w budżetach, w kolejnych badaniach Prezes URE zamierza przyrzeć się temu zagadnieniu jeszcze dokładniej.

Przeprowadzone badanie zjawiska tzw. ubóstwa energetycznego wykazało pewne braki w bazach danych OSD i w związku z tym kłopoty w zebraniu potrzebnych informacji – na niektóre z zadawanych pytań sprzedawcy nie udzielili odpowiedzi z powodu braku danych

w monitorowanym zakresie. W związku z powyższym wydaje się, że kolejne badanie ankietowe powinno być uzupełnione szczegółowymi objaśnieniami dla wypełniających.

## **Część IX. Rola Prezesa URE w kształtowaniu warunków konkurencji na rynku**

Prezes URE, któremu ustawodawca przypisał wprawdzie misję promowania konkurencji na rynku energii nie został niestety wyposażony w stosowne kompetencje, a te przyznane Regulatorowi zaprojektowane zostały często niewystarczająco efektywnie.

Przykładem dobrego, lecz mało efektywnego narzędzia jest kompetencja w zakresie rozstrzygania sporów. Rozstrzygając w sprawach indywidualnych eliminuje się zachowania antyrynkowe w danym przypadku oraz tworzy punkt odniesienia – nową „normę” praktyk przedsiębiorstw. Często zresztą samo wszczęcie postępowania eliminuje niekorzystne dla odbiorcy zachowania, gdyż przedsiębiorca wezwany do złożenia wyjaśnień wycofuje się z dotychczasowych praktyk. Niestety, prowadzenie postępowania w sprawie rozstrzygnięcia sporu obwarowane jest koniecznością złożenia przez odbiorcę stosownego wniosku, ci zaś, z obawy przed represjami przedsiębiorców i w przeświadczeniu o długotrwałości procedur administracyjnych i odwoławczych bardzo rzadko decydują się na złożenie wniosku, uniemożliwiając Prezesowi URE użycie tego narzędzia.

Wiele korzystnych dla rynku detalicznego rozwiązań daje się natomiast wdrożyć przy użyciu innego narzędzia – kompetencji do zatwierdzania Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, gdzie określone są prawa i obowiązki użytkowników sieci, w tym w zakresie zmiany sprzedawcy.

Prezes URE posiada ponadto kompetencję do wyznaczania operatorów systemów dystrybucyjnych, lecz podejmując decyzje w tym zakresie bada fakt spełnienia formalnych kryteriów niezależności operatora, pozostając bez znacznego wpływu na stan faktyczny. Konstrukcja przepisów pozwala bowiem Prezesowi URE na podjęcie decyzji o wyznaczeniu operatora (lub odmowie wyznaczenia) bez możliwości skutecznego wezwania go do usunięcia wad czy wprowadzenia zmian.

Prezes URE nie ma kompetencji w zakresie oceny warunków umów już zawartych, która mogłaby zostać wykorzystana przy forsowaniu korzystnych i równoprawnych zapisów w generalnych umowach dystrybucyjnych. Dlatego w tym i w wielu innych obszarach Prezes URE zamierza nadal współpracować z właściwymi organami administracji publicznej, w tym w szczególności z Prezesem UOKiK.

Prezes URE, korzystając z ogólnej kompetencji w zakresie promowania konkurencji, podejmuje także prace informacyjno-edukacyjne, których celem jest aktywizacja strony popytowej rynku energii elektrycznej. Za podstawę aktywności odbiorcy uznano rzetelną informację na temat jego pozycji na uwolnionym rynku energii, nowych relacjach, prawach i obowiązkach. Prezes URE uruchomił na stronie internetowej urzędu ([www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl)) witrynę „Poradnik Otwarcia Rynku”, zawierającą podstawowe informacje dotyczące liberalizacji rynku i praw odbiorców, organizuje i uczestniczy w konferencjach poświęconych zagadnieniom konkurencyjnego rynku detalicznego i pozycji odbiorcy na tym rynku. Od 1 lipca 2007 r. w centrali URE, a następnie także w oddziałach terenowych, uruchomione zostały specjalne linie telefoniczne, pod którymi pracownicy URE udzielają wyjaśnień i porad dotyczących wolnego rynku energii i problematyki związanej ze zmianą sprzedawcy. Prezes URE opracował także i zrealizował program terenowych warsztatów upowszechniających wiedzę o rynku wśród rzeczników konsumentów (dwie edycje: październik 2007 r. i marzec 2008 r.). Celem spotkań prowadzonych w ramach warsztatów było nie tylko przekazanie wiedzy i informacji o wolnym rynku energii, ale także poinformowanie rzeczników konsumentów o nowego rodzaju ryzykach, związanych z ewentualnymi nieuczciwymi praktykami sprzedawców.

## **Część X. Podsumowanie**

Niezależność operatorów systemów dystrybucyjnych – organizatorów struktur rynkowych, którzy powinni pozostać niewrażliwi na ekonomiczne interesy sprzedawców – wydaje się kluczem do rozwoju konkurencyjnego detalicznego rynku energii elektrycznej. Zbudowanie i utrwalenie pionowo zintegrowanych struktur, w skład których wchodzi OSD, nie służy ich niezależności, czego dowodem są chociażby różne warunki w generalnych umowach dystrybucyjnych. Działania w kierunku wzmocnienia niezależności operatorów systemów dystrybucyjnych będą kontynuowane przez Prezesa URE w ramach posiadanych kompetencji, które jednak muszą zostać ocenione jako niewystarczające dla zagwarantowania faktycznej niezależności operatora. Z tego względu konieczne jest współdziałanie z właściwymi organami i instytucjami.

Z uwagi na ryzyko nadużywania pozycji dominującej przez OSD konieczne jest skupienie uwagi na stwierdzonych w monitoringu przypadkach narzucania niekorzystnych warunków w generalnych umowach dystrybucyjnych, znajdujących się w obrocie prawnym i nowozawieranych. Usprawnieniem procesu podpisywania tych umów oraz środkiem do ujednoczenia pozycji poszczególnych sprzedawców byłoby wprowadzenie ujednoczonego wzorca ge-



neralnej umowy dystrybucji. Regulator jest przekonany, że wzorzec ten musi dopuszczać możliwość zawierania umów kompleksowych przez wszystkich sprzedawców z odbiorcami w gospodarstwach domowych oraz eliminować bariery w procesie zmiany sprzedawcy.

W zakresie procedury zmiany sprzedawcy poczyniony został znaczny postęp. Ocena efektywności obsługi procesu zmiany sprzedawcy także wskazuje na nieliczne i szybko usuwane problemy. Nie można jednak zakładać, że proces ten przebiegałby równie płynnie w przypadku znacznej liczby odbiorców zainteresowanych zmianą sprzedawcy (choćby ze względu na obowiązkowy odczyt licznika przez OSD). Z tego względu podejmowane obecnie wysiłki muszą koncentrować się na przygotowaniu infrastruktury do obsłużenia procesu zmiany sprzedawcy wielu odbiorców jednocześnie – wymaga to przynajmniej przygotowania pracowników OSD, zbudowania systemów informatycznych i dalszych inwestycji w nowoczesne urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe.

Pilnego rozwiązania wymaga problem awaryjnej sprzedaży energii elektrycznej (na wypadek, gdy dotychczasowy sprzedawca z przyczyn niezawinionych przez odbiorcę i w trybie nagłym zaprzestaje sprzedaży) – zwłaszcza dla odbiorców w gospodarstwach domowych. Brak tej „instytucji” rynkowej (niekoniecznie odrębnej w sensie organizacyjnym czy prawnym, ale przypisanej jako funkcja) powoduje, że odbiorcy podejmujący decyzję o zmianie sprzedawcy obarczeni zostają ryzykiem (czasem nawet nieuświadomionym) braku dostaw lub bardzo niekorzystnych rozliczeń za dostawy realizowane do czasu wyboru nowego sprzedawcy.

Ze względu na obserwowaną w Polsce tendencję wzrostu cen energii elektrycznej, coraz większego znaczenia nabiera potrzeba kreowania presji konkurencyjnej – bodźca do poprawy efektywności przedsiębiorstw sektora. Nie do przecenienia jest tu rola aktywnej strony popytowej. Podstawą aktywności odbiorcy jest natomiast rzetelna informacja na temat jego pozycji na uwolnionym rynku energii, nowych praw i obowiązków. Pomimo wielu różnorodnych inicjatyw stan wiedzy o rynku energii elektrycznej i świadomość praw odbiorcy pozostają jednak na bardzo niskim poziomie i stanu tego nie da się zmienić bez uruchomienia szerokiej kampanii edukacyjno-promocyjnej.

Ogromnym wyzwaniem pozostaje także stworzenie systemu ochrony odbiorców wrażliwych przed ryzykiem niemożności opłacenia rachunku za energię i utraty jej dostaw. W XXI wieku energia elektryczna traktowana być winna jako podstawowe dobro cywilizacyjne, a system opieki społecznej powinien objąć pomocą tych, którzy w ramach własnych możliwości nie są w stanie zapewnić sobie niezbędnego do życia poziomu dostaw.

Przedstawiony raport jest pierwszym kompleksowym opracowaniem dotyczącym rynku detalicznego energii elektrycznej. Choć otwarcie 1 lipca 2007 r. rynku energii dla wszystkich odbiorców i zapewnienie im prawa zakupu energii od dowolnie wybranego sprzedawcy oraz

prawne wydzielenie operatorów stworzyły warunki zaistnienia rynku odbiorcy, to nadal istnieją bariery i nieuczciwe praktyki przedsiębiorstw uniemożliwiające odbiorcy osiągnięcie korzyści z konkurencji. Dlatego zasady funkcjonowania rynku energii, zachowania uczestniczących w nim przedsiębiorstw, w tym w szczególności sposób traktowania odbiorcy wrażliwego, efektywność procesu zmiany sprzedawcy i procesu usamodzielniania operatora systemu dystrybucyjnego są i będą pod szczególnym nadzorem Prezesa URE, który w miarę posiadanych kompetencji zamierza nadal podejmować działania eliminujące praktyki monopolistyczne oraz przypadki nierównoprawnego traktowania użytkowników systemów, licząc na efektywną współpracę z innymi organami i instytucjami.

## C. WNIOSKI I REKOMENDACJE

1. Proces konsolidacji sektora elektroenergetycznego został przeprowadzony bezwarunkowo. Prezes UOKiK nie wykorzystał służącego mu prawa nałożenia na koncentrowane przedsiębiorstwa obowiązków administracyjnych ograniczających ich siłę rynkową np. decyzji nakazującej udział w transakcjach giełdowych. Decyzja o koncentracji została podjęta bez koniecznego wzmocnienia uprawnień organu odpowiedzialnego za regulację. Badania rynku i zachowań przedsiębiorstw na rynku hurtowym i detalicznym w I półroczu br. wykazały zachowania przedsiębiorstw mogące ograniczać konkurencję i negatywnie wpływać na bezpieczeństwo energetyczne, a organ regulacyjny nie posiada adekwatnych narzędzi umożliwiających korektę tych zachowań. Z tego względu konieczne jest zwiększenie uprawnień Prezesa URE, wzorem rozwiązań systemowych wprowadzonych na rynku telekomunikacyjnym. Odrębnym zagadnieniem, wielokrotnie podkreślanym jest zapewnienie niezależności Regulatora na rynku energii pod względem personalnym, instytucjonalnym i finansowym.
2. Rynek hurtowy energii elektrycznej w Polsce w I półroczu 2008 r. jest rynkiem kontraktów bilateralnych. Rozwiązanie KDT oraz decyzja o uwolnieniu cen energii dla przedsiębiorstw obrotu, w części dotyczącej segmentu odbiorców przemysłowych, nie spowodowały wzrostu obrotów na Towarowej Giełdzie Energii SA – energia po rozwiązaniu KDT została alokowana do kontraktów dwustronnych. Przedsiębiorstwa w grupach o zrównoważonej i niezrównoważonej produkcji nie wykazują zainteresowania uczestnictwem w transakcjach giełdowych. Wzrost wolumenu energii sprzedawanej na rynku bilansującym nie jest zjawiskiem pożądanym. Rynek kontraktów bilateralnych jest co do zasady rynkiem nietransparentnym – uczestnicy rynku nie posiadają informacji o poziomie ceny rynkowej. W obecnych uwarunkowaniach nie widać także przesłanek do zmiany zasad funkcjonowania tego rynku. Z tego względu konieczna jest zmiana zasad rynkowych i wprowadzenie obowiązku uczestnictwa w rynku giełdowym przez elektrownie w określonym zakresie, ze szczególnym uwzględnieniem elektrowni korzystających z pomocy publicznej w ramach systemu pokrywania tzw. kosztów osieroconych. Informacje o kształtującej się cenie rynkowej, do czasu wprowadzenia zorganizowanych platform zapewniających dostęp do informacji rynkowych, mógłby okresowo publikować Prezes URE w oparciu o monitoring rynku hurtowego oraz dane gromadzone w ramach statystyki publicznej.
3. Na obecnym etapie trudno ocenić pozytywny wpływ rozwiązania KDT. Z uwagi na dominującą pozycję PGE SA na rynku wytwarzania energii elektrycznej oraz w obrocie energią (blisko 75% transakcji obrotu energią elektryczną należy do przedsiębiorstw

wchodzących w skład grupy PGE SA), pozytywne efekty rynkowe nie są jeszcze widoczne.

4. Analiza cen oferowanych przez elektrownie i spółki obrotu wskazuje, że marża na obrocie energią elektryczną może osiągać ponad 5%. Praktycznie cały wolumen energii wytwarzanej przez elektrownie trafia do spółek obrotu hurtowego do dalszej odsprzedaży – z tego względu narzuty na poziomie kilku procent nie znajdują uzasadnienia w kosztach ponoszonych przez te przedsiębiorstwa.
5. Porównanie dynamiki wzrostu cen energii elektrycznej i dynamiki wzrostu kosztów jej wytwarzania za I półrocze 2008 r., w tym zwłaszcza kosztów paliwa, wskazuje na większe tempo wzrostu cen. Ograniczenia w zaopatrzeniu w węgiel kamienny obserwowane w I kwartale, rosnąca presja na wzrost cen węgla z jednej strony oraz niepewność co do wielkości alokacji uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> z drugiej strony, mogły spowodować wzrost cen energii oferowanej przez elektrownie na poziomie wyższym niż ponoszone koszty i plany rozwoju. Weryfikacja tych danych będzie możliwa dopiero po zakończeniu roku.
6. Rynek węgla kamiennego jest również rynkiem kontraktów dwustronnych i bez poprawy jego transparentności, osiągnięcie większej płynności hurtowego rynku energii elektrycznej będzie istotnie ograniczone. Zważywszy na priorytety polityki energetycznej do 2030 r., polityki ograniczania emisji gazów cieplarnianych i pełnej internacjonalizacji kosztów wytwarzania energii, a także ze względu na możliwości rozwoju konkurencji, konieczne jest określenie w polityce państwa tzw. *energy mix* z zapewnieniem warunków do konkurowania różnych nośników energii i kierunków ich zaopatrzenia.
7. Rozwój konkurencji nie będzie możliwy bez aktywnej roli odbiorców energii. Ich aktywność jest dzisiaj niewystarczająca – w I półroczu tylko 24 odbiorców przemysłowych z 2,5 mln odbiorców uprawnionych zdecydowało się na zmianę sprzedawcy. Zmiana zasad funkcjonowania rynku, zwiększenie wolumenu energii na rynkach terminowych, organizacja platform dostępu do informacji rynkowych w poszczególnych segmentach rynku, organizowanie grup odbiorców na potrzeby negocjacji cenowych i większa aktywność sprzedawców działających na rynku, powinny być także wspierane akcją informacyjną i promocyjną, z udziałem agend rządowych, w tym w szczególności Prezesa URE. Bez określonych środków finansowych to zadanie nie będzie jednak możliwe do realizacji.
8. Wspieraniem działań pro-konkurencyjnych powinni być także aktywni i świadomi swych praw odbiorcy w gospodarstwach domowym, posiadający faktyczne możliwości do zmiany sprzedawcy – prostą i efektywną procedurę zmiany sprzedawcy, określoną na

poziomie przepisów prawa powszechnie obowiązującego, konkurencyjne oferty sprzedawców oraz zapewniony dostęp do kalkulatora cenowego służącego do oceny otrzymywanych ofert, prowadzonego przez instytucję niezależną od sektora, np. Prezesa URE. W tym zakresie konieczny jest pakiet zmian legislacyjnych i wsparcie finansowe stosownych organów.

9. Ochrona odbiorców tzw. wrażliwych, posiadających ograniczone możliwości korzystania z rozwiązań rynkowych oraz finansowe możliwości pokrywania rosnących kosztów zaopatrzenia w energię, jest powinnością państwa. Objęcie tej grupy odbiorców systemem opieki wymaga jasnego zdefiniowania zadania w ramach polityki społecznej państwa i opracowania mechanizmu wsparcia finansowego, kierowanego do konkretnych osób wymagających pomocy.

## D. ZAŁĄCZNIKI

### Załącznik 1

Odbiorcy, którzy zmienili sprzedawcę\* (stan na 31.12.2007 r. i 30.06.2008)

Lp.	Operator systemu dystrybucyjnego	Stan na 31 grudnia 2007 r.			Stan na 30 czerwca 2008 r.		
		Odbiorcy grup taryfowych A, B, C, którzy zmieni- li sprzedawcę	Odbiorcy grupy taryfowej G, którzy zmienili sprzedawcę	Suma odbior- ców, którzy zmienili sprze- dawcę	Odbiorcy grup taryfowych A, B, C, którzy zmieni- li sprzedawcę	Odbiorcy grupy taryfowej G, którzy zmienili sprzedawcę	Suma odbior- ców, którzy zmienili sprze- dawcę
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ZEB Dystrybucja Sp. z o.o.	3	531	534	5	562	567
2.	LUBZEL Dystrybucja Sp. z o.o.	1	1	2	1	1	2
3.	ENION GRUPA TAURON SA	13	1	14	19	22	41
4.	Vattenfall Distribution Poland SA	11	1	12	17	3	20
5.	PGE Dystrybucja Rzeszów Sp. z o.o.	1	0	1	10	5	15
6.	EnergiaPro GRUPA TAURON SA	9	2	11	8	7	15
7.	ŁZE Dystrybucja Sp. z o.o.	2	0	2	1	0	1
8.	ENERGA-Operator SA	5	0	5	5	17	22
9.	ZKE Dystrybucja Sp. z o.o.	3	0	3	2	4	6
10.	ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o.	4	0	4	4	1	5
11.	ENEA Operator Sp. z o.o.	2	0	2	2	39	41
12.	Zakład Energetyczny Łódź – Teren SA	3	0	3	3	2	5
13.	RWE Stoen Operator Sp. z o.o.	4	5	9	5	12	17
14.	ZEW-T Dystrybucja Sp. z o.o.	2	0	2	5	25	30
<b>Razem:</b>		<b>63</b>	<b>541</b>	<b>604</b>	<b>87</b>	<b>700</b>	<b>787</b>

\* Odbiorca rozumiany jako osoba fizyczna lub prawna, która zawarła jedną lub więcej umów o przyłączenie do sieci oraz umów o świadczenie usług dystrybucji.

Wolumen energii elektrycznej dostarczonej przez operatorów systemów dystrybucyjnych odbiorcom, którzy zmienili sprzedawcę, w podziale na dwa półrocza (z wyszczególnieniem odbiorców w gospodarstwach domowych-w tym przypadku podano wielkości szacunkowe)

Operator systemu dystrybucyjnego	Stan na 31 grudnia 2007 r.				Stan na 30 czerwca 2008 r.			
	Liczba odbiorców TPA*		Energia dostarczona odbiorcom TPA [GWh]		Liczba odbiorców TPA*		Energia dostarczona odbiorcom TPA [GWh]	
	A, B, C	G	A, B, C	G	A, B, C	G	A, B, C	G
ZEB Dystrybucja Sp. z o.o.	3	531	0	0,2768	5	562	0	0,6591
LUBZEL Dystrybucja Sp. z o.o.	1	1	0	0,0002	1	1	3	0,0005
ENION Grupa TAURON SA	13	1	977	0,0004	19	22	2 519	0,0224
Vattenfall Distribution Poland SA	11	1	1 399	0,0004	17	3	1 754	0,0019
PGE Dystrybucja Rzeszów Sp. z o.o.	1	0	18	0	10	5	19	0,0040
EnergiaPro Grupa TAURON SA	9	2	734	0,0004	8	7	104	0,0111
ŁZE Dystrybucja Sp. z o.o.	2	0	1	0	1	0	9	0,0000
ENERGA-Operator SA	5	0	625	0	5	17	712	0,0113
ZKE Dystrybucja Sp. z o.o.	3	0	83	0	2	4	83	0,0020
ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o.	4	0	214	0	4	1	197	0,0005
ENEA Operator Sp. z o.o.	2	0	19	0	2	39	38	0,0270
Zakład Energetyczny Łódź – Teren SA	3	0	176	0	3	2	175	0,0011
RWE Stoen Operator Sp. z o.o.	4	5	134	0,0016	5	12	112	0,0154
ZEW-T Dystrybucja Sp. z o.o.	2	0	17	0	5	25	107	0,0424
<b>Razem:</b>	<b>63</b>	<b>541</b>	<b>4397</b>	<b>0,2797</b>	<b>87</b>	<b>700</b>	<b>5 832</b>	<b>0,7987</b>

\* Odbiorca rozumiany jako osoba fizyczna lub prawna, która zawarła jedną lub więcej umów o przyłączenie do sieci oraz umów dystrybucji.

UWAGA: dane o wolumenie energii dostarczonej odbiorcom TPA w grupach taryfowych A, B, C w roku 2007 dotyczą wyłącznie II półrocza 2007 r.