

UZASADNIENIE

Zagadnienia ogólne

1. Wprowadzenie

Przedłożony projekt ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (zwany dalej „projektem” lub „ustawą”) stanowi realizację „Programu dla elektroenergetyki” przyjętego przez Radę Ministrów w dniu 28 marca 2006 r.

Projekt ustawy dotyczy tzw. kontraktów długoterminowych (określanych potocznie skrótem „KDT”), czyli długoterminowych umów sprzedaży mocy i energii elektrycznej (zwanych dalej „umowami długoterminowymi” lub „KDT”), zawartych między wytwórcami energii elektrycznej (zwanych dalej „wytwórcami” lub „przedsiębiorstwami”) i Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. („PSE S.A.”).

Projekt zawiera propozycje rozwiązań prawnych o zasadniczym znaczeniu dla kształtowania się w Polsce wolnego rynku obrotu energią elektryczną. Jego celem jest stworzenie ustawowych podstaw do rozwiązania umów długoterminowych na mocy dobrowolnych porozumień stron, wypłacania wytwórcom środków finansowych na pokrycie tzw. kosztów osieroconych, powstających po rozwiązaniu tych umów, oraz pozyskiwania tych środków. Działania te powinny przyczynić się w istotny sposób do powstania w Polsce wolnego rynku energii elektrycznej. Na takim rynku, w niedalekiej przyszłości, w wyniku konkurencji między wytwórcami, powinno dojść do poprawy efektywności działania wytwórców i innych podmiotów sektora energetycznego (w szczególności obniżenia kosztów ich działania), co z kolei powinno pozwolić na względne obniżenie cen energii elektrycznej w Polsce. Działania te są również zgodne z planami Unii Europejskiej („UE”), zmierzającymi do stworzenia w pełni zliberalizowanego rynku handlu energią elektryczną na całym obszarze UE.

Umowy długoterminowe, wraz z będącymi ich konsekwencją: taryfą hurtową PSE S.A. i taryfami detalicznymi spółek dystrybucyjnych, tworzą strukturę o charakterze *quasi* monopolistycznym. Rozwój konkurencyjnego rynku energii elektrycznej będzie utrudniony bez likwidacji takich struktur. Przejście od struktur mających swoje źródło w monopolach i rozwój konkurencyjnego rynku wiąże się z powstawaniem tzw. kosztów osieroconych (ang. *stranded costs*). Są to koszty wynikające z nakładów poniesionych przez podmioty będące monopolistami lub uczestniczące w monopolistycznych strukturach, których nie można pokryć przychodami ze sprzedaży towarów i usług (np. energii elektrycznej) po wprowadzeniu wolnego rynku. W Polsce umowy długoterminowe służą *de facto* pokrywaniu kosztów ponoszonych przez wytwórców energii elektrycznej w związku z dokonywaniem w przeszłości określonych nakładów inwestycyjnych. Nakłady te służyły głównie zwiększeniu mocy produkcyjnych przez unowocześnienie istniejących jednostek wytwórczych lub budowę nowych, a także wprowadzeniu ekologicznych technologii wytwarzania energii elektrycznej. Celem ustawy jest odejście od obecnej formy kontraktów długoterminowych i pokrywanie kosztów osieroconych występujących w związku z dalszym rozwojem konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Część z tych nakładów inwestycyjnych zostanie pokryta z przychodów uzyskiwanych na wolnym rynku, a pozostała część – jako koszty osierocone – będzie pokrywana na zasadach określonych w ustawie.

Powstawanie kosztów osieroconych wytwórców energii elektrycznej w wyniku zmian otoczenia gospodarczego i zmian prawno-regulacyjnych, zmierzających do liberalizacji rynku, nie jest wyłącznie problemem polskim. Wystąpił on w innych państwach – zarówno w krajach członkowskich UE, jak i w USA. Za aprobatą Komisji Europejskiej, problem zrekompensowania kosztów osieroconych rozwiązały już lub rozwiązują: Austria, Dania, Francja, Holandia, Wielka Brytania, Hiszpania i Portugalia. W tych krajach, z uwagi na wprowadzenie wolnego rynku i towarzyszącą mu zasadę swobodnego wyboru dostawcy energii elektrycznej przez odbiorcę dzięki dostępowi do sieci elektroenergetycznej (tzw. zasada TPA, ang. Third Party Access), konieczne było rozwiązanie podobnego problemu pokrywania kosztów osieroconych,

wynikających z utraty rynku zbytu funkcjonującego na zasadach monopolistycznych.

2. Geneza umów długoterminowych

W latach 90-tych ubiegłego wieku, w sektorze wytwarzania energii elektrycznej istniało wysokie zapotrzebowanie na kapitał inwestycyjny. Inwestycje miały służyć unowocześnieniu istniejących oraz budowie nowych jednostek wytwórczych, w celu zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz ograniczenia negatywnego wpływu przestarzałych procesów wytwarzania energii elektrycznej na środowisko. Sytuacja finansowa wytwórców była jednak zbyt słaba, aby mogli oni samodzielnie, w oparciu o posiadany majątek, pozyskać tak duże finansowanie. W związku z tym zdecydowano o wprowadzeniu systemu umów długoterminowych, który miał umożliwić wytwórcom pozyskanie niezbędnych środków.

Wynikające z umów długoterminowych przyszłe wierzytelności wytwórców do PSE S.A. o zapłatę należności za dostarczaną energię elektryczną posłużyły do zabezpieczenia spłaty zadłużenia zaciągniętego przez wytwórców na realizację wspomnianych inwestycji. W większości przypadków zabezpieczenia te przybrały formę przelewu wierzytelności z umów długoterminowych na zabezpieczenie. System umów długoterminowych umożliwił wytwórcom pozyskanie znacznych środków bez konieczności bezpośredniego zaangażowania ich właściciela – Skarbu Państwa. Wytwórcy zaciągnęli kredyty na łączną kwotę ponad 20 mld zł. Do 2006 r. spłacona została już przez wytwórców ponad połowa zadłużenia.

W niektórych przypadkach kredytodawcy finansujący inwestycje nie posiadają na wierzytelnościach wytwórców wynikających z umów długoterminowych zabezpieczenia w ścisłym tego słowa znaczeniu. Jednakże umowy te nadal są przez kredytodawców traktowane jako zabezpieczenie w ekonomicznym rozumieniu tego słowa, tzn. przyszłe przychody z tytułu tej umowy stanowiły i stanowią dla kredytodawców ekonomiczną gwarancję spłaty zadłużenia. Takim sytuacjom zazwyczaj towarzyszyło ustanowienie na rzecz kredytodawców zabezpieczenia w sensie prawnym – gwarancji lub poręczenia

Skarbu Państwa. Udział państwa w zapewnieniu wytwórcom finansowania dotyczył trzech wytwórców, w tym największa pozycja dotyczy elektrowni finansowanej od początku jako inwestycja centralna. Wierzycielom tych wytwórców Skarb Państwa udzielił wspomnianych gwarancji lub poręczeń.

Umowy długoterminowe były elementem stabilizującym sektor wytwarzania energii w czasie transformacji ustrojowej. Pozwoliły one na pozyskanie finansowania dla najlepszych projektów inwestycyjnych. W przeważającej liczbie przypadków wspomniane inwestycje zostały już zrealizowane, co spowodowało zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz, dzięki zastosowanym nowoczesnym technologiom, zmniejszenie emisji szkodliwych substancji do środowiska.

3. Negatywny wpływ umów długoterminowych na rynek energii elektrycznej w Polsce

W miarę liberalizacji rynku energii elektrycznej, system umów długoterminowych zaczął negatywnie wpływać na jego rozwój i na sposób funkcjonowania branży elektroenergetycznej, a pośrednio i całej polskiej gospodarki. Energia elektryczna objęta KDT jest w zasadzie wyłączona z obrotu na wolnym rynku. W ramach umów długoterminowych energia elektryczna kupowana jest bowiem przez jeden podmiot – PSE S.A. Stan taki oznacza, że polski rynek obrotu (pośrednictwa w obrocie) energią elektryczną jest zdominowany przez PSE S.A. Spółka ta skupuje większość energii dostępnej w kraju i następnie odsprzedaje ją zakładom energetycznym lub nielicznym dużym odbiorcom końcowym, na warunkach wynikających z taryfy hurtowej. Zakłady energetyczne dostarczają następnie energię elektryczną do odbiorców końcowych na warunkach wynikających z taryf detalicznych. Część kosztów wytwórców wynikających z nakładów poniesionych na realizację wspomnianych inwestycji, zawarta jest w cenie kupowanej od nich energii na podstawie umów długoterminowych. Pozostała część tych kosztów jest przenoszona na odbiorców końcowych w ramach kosztów przesyłu energii, w postaci składnika wyrównawczego stawki systemowej opłat przesyłowych. W konsekwencji, umowy długoterminowe powodują, oprócz ograniczenia wolnego rynku,

występowanie subsydiowania między różnymi rodzajami działalności, co ma także wpływ na zwiększanie cen energii.

Pomimo istnienia ekonomicznych i prawnych warunków pozwalających na ukształtowanie się w Polsce konkurencyjnego rynku obrotu energią elektryczną, rynek taki *de facto* nie istnieje. Trzeba bowiem pamiętać, że obok energii objętej umowami długoterminowymi, kilkanaście procent energii wytwarzanej w Polsce to podlegająca obowiązkowemu zakupowi energia elektryczna wytwarzana przez elektrociepłownie w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła oraz energia wytwarzana ze źródeł odnawialnych.

Segment rynku, który można uznać za w pełni konkurencyjny, jest niewielki. Cen ukształtowanych w ramach obrotu tą częścią energii nie można więc uznawać za rynkowe w pełnym rozumieniu tego słowa. Utworzona w 1999 r. giełda energii także nie pełni istotnej roli, ponieważ wolumen energii, której dotyczą transakcje na niej zawierane, jest mały. Giełda energii jest więc obecnie miejscem dokonywania transakcji o niewielkim znaczeniu dla gospodarki kraju. Trudno zatem w ogóle mówić o rynkowej cenie energii elektrycznej w Polsce, skoro większość energii dostarczanej do odbiorców „pochodzi” z umów długoterminowych, a jej cena jest pochodną ceny ustalonej w tych umowach, nie zaś wynikiem oddziaływania sił podaży i popytu.

Ponieważ PSE S.A. są w Polsce dominującym pośrednikiem w hurtowym obrocie energią elektryczną, ważny w innych krajach sektor gospodarki – przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią elektryczną – nie odgrywa w Polsce istotnej roli. Powód jest ten sam – zbyt mało energii elektrycznej pozostaje poza umowami długoterminowymi, aby przedsiębiorstwa te mogły rozwinąć swoją działalność.

Obowiązywanie umów długoterminowych ogranicza też w praktyce obowiązywanie zasady TPA. W myśl tej zasady, docelowo każdy odbiorca końcowy powinien mieć swobodę wyboru podmiotu, od którego kupuje energię, a przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii są obowiązane zapewnić odbiorcom świadczenie usług przesyłowych na zasadzie równego traktowania w celu dostarczenia do niego energii elektrycznej zakupionej u wybranego sprzedawcy (art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo

energetyczne). Obecnie w Polsce prawo do korzystania z tej zasady mają wszyscy odbiorcy końcowi niebędący gospodarstwami domowymi. Najpóźniej od dnia 1 lipca 2007 r. prawo to uzyskają wszyscy odbiorcy energii elektrycznej. Jednak w sytuacji dalszego obowiązywania umów długoterminowych, odbiorcy w praktyce nie będą mogli swobodnie wybrać podmiotu, od którego chcą kupić energię, np. jednego z wytwórców. Większość polskich wytwórców pozostaje bowiem stronami umów długoterminowych i sprzedają oni wytwarzaną przez siebie energię do PSE S.A. Ponieważ energia sprzedawana PSE S.A. stanowi duży udział energii wytwarzanej w Polsce, ograniczona jest ilość innej energii, którą odbiorcy mogliby swobodnie kupować np. wprost od wytwórców, korzystając z zasady TPA. W ten sposób korzystanie z zasady TPA jest w znacznym stopniu ograniczone.

4. Poprzednie próby rozwiązania problemu umów długoterminowych

Z przyczyn opisanych w pkt 3, od kilku lat starano się rozwiązać problem umów długoterminowych.

W latach 1998-1999 pojawiła się propozycja przeniesienia zobowiązań do zakupu energii na podstawie umów długoterminowych na zakłady energetyczne. Zaoponowali przeciwko temu kredytodawcy wytwórców, według których zakłady energetyczne nie posiadały zdolności do obsługi tak wysokich obciążeń finansowych, a konsolidacja spółek dystrybucyjnych została zahamowana.

Kolejną próbę, polegającą na propozycji wprowadzenia tzw. Systemu Opłat Kompensacyjnych („SOK”), podjęto w 2000 r. System ten miał polegać na odejściu od umów długoterminowych i wprowadzeniu rynkowych mechanizmów ustalania cen między wytwórcami a podmiotami kupującymi od nich energię, z jednoczesnym bieżącym wyrównywaniem różnic między przychodami wytwórców uzyskanymi w warunkach rynkowych a przychodami, jakie uzyskaliby w ramach umów długoterminowych. Propozycja ta nie została wdrożona z uwagi na brak odpowiednich rozstrzygnięć dla kwestii prawno-podatkowych, jakie się z nim wiązały.

Kolejną próbą podjętą w latach 2002-2004 był projekt ustawy o zasadach rekompensowania kosztów rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej przygotowany przez ówczesne Ministerstwo Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z udziałem Ministerstwa Finansów, Ministerstwa Skarbu Państwa, Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Urzędu Regulacji Energetyki, Urzędu Komitetu Integracji Europejskiej, PSE S.A. oraz wybranych przez PSE S.A. doradców. Projekt ten w dniu 6 stycznia 2004 r. został przyjęty przez Radę Ministrów, a w dniu 6 lutego 2004 r. Prezes Rady Ministrów skierował ten projekt do Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej. Prace nad tym projektem nie zostały rozpoczęte w Sejmie z uwagi na brak uzgodnienia z Komisją Europejską zaproponowanych rozwiązań oraz sprzeciw wytwórców i ich kredytodawców wobec obligatoryjnego rozwiązania KDT z mocy ustawy.

W 2005 r. podjęta została kolejna nieudana próba rozwiązania KDT, która stanowiła modyfikację rozwiązania ustawowego przygotowanego w 2003 r. Projekt uwzględniał jednak część zastrzeżeń i wymagań KE dla programów pomocowych pokrywania kosztów osieroconych. Projekt zakładał dobrowolne przedterminowe rozwiązanie kontraktów przez umawiające się strony, a w zamian za to wytwórcy mieli uzyskać prawo do otrzymania kwoty na pokrycie swoich kosztów osieroconych ustalonych wg metodologii stosowanej i zalecanej przez Komisję Europejską (KE). Środki na pokrycie tych kosztów miały być pozyskane w drodze sekurytyzacji prawa do opłaty restrukturyzacyjnej, ponoszonej przez odbiorców końcowych energii elektrycznej. Opłata ta miała w części zastępować dotychczas ponoszone przez odbiorców opłaty za energię elektryczną. Projekt ustawy był przedmiotem prac Komisji Gospodarki Sejmu RP. Prace nad projektem ustawy w Komisji Gospodarki nie zostały zakończone, z uwagi na zakończenie prac Sejmu IV kadencji. Projekt ustawy w kształcie rozpatrywanym przez Sejm IV kadencji wzbudził bardzo wiele wątpliwości ekonomicznych i prawnych.

Opisane wyżej zagrożenia wynikające z faktu istnienia umów długoterminowych oraz niepowodzenia poprzednich prób rozwiązania problemu umów długoterminowych skłoniły Rząd do opracowania nowej koncepcji.

5. Postępowanie notyfikacyjne przed Komisją Europejską

Równolegle do prac w Sejmie projekt ustawy został skierowany do KE jako program pomocowy w sprawie pokrywania kosztów powstałych w przedsiębiorstwach w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych. Mimo że Parlament poprzedniej kadencji nie zakończył prac nad projektem ustawy, proces notyfikacji w KE nie ulega zawieszeniu; toczące się postępowanie jest podstawą do wyjaśnienia zastrzeżeń KE i ustaleń, które zostaną wykorzystane w pracach nad obecnie przygotowywanym projektem aktualizacji programu pomocowego.

KE skierowała w dniu 23 listopada 2005 r. do władz polskich decyzję dotyczącą wszczęcia postępowania określonego w art. 88 ust. 2 Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską (TWE) w odniesieniu do notyfikowanego programu pomocowego oraz w odniesieniu do pomocy państwa przyznawanej w ramach KDT. Zastrzeżenia KE zgłoszone w toku notyfikacji i wyrażone w decyzji z dnia 23 listopada 2005 r. (decyzja została w dniu 2 marca 2006 r. opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE Nr C 52) dotyczą przede wszystkim:

- prognozy cen energii elektrycznej po rozwiązaniu KDT; KE ma wątpliwości, czy prognozowane na potrzeby kalkulacji kosztów osieroconych ceny energii elektrycznej nie są zbyt niskie i czy nie blokują wejścia nowych mocy wytwórczych na rynek,
- długości okresu monitorowania kosztów osieroconych; okres monitorowania wypłaty kwot na pokrycie kosztów osieroconych powinien być identyczny z okresem przyjętym do kalkulacji kosztów osieroconych,
- poziomu nakładów na inwestycje w latach 2005-2007; w ocenie KE, w projekcie powinny zostać uwzględnione nakłady inwestycyjne poniesione przed dniem 1 maja 2004 r., natomiast nakłady ponoszone po dniu 1 maja 2004 r. tylko wtedy, gdy inwestycje są znacząco zaawansowane
- konieczności zobowiązania się strony polskiej do bezterminowego nieudzielania przedsiębiorstwom, które otrzymają kwoty na pokrycie kosztów osieroconych, nowej pomocy publicznej na restrukturyzację lub ratowanie.

W związku z ww. decyzją KE została przyjęta w dniu 20 grudnia 2005 r. przez Radę Ministrów uchwała nr 318/2005, określająca Program prac organów odpowiedzialnych w Rządzie za prowadzenie dalszych prac nad projektem restrukturyzacji KDT.

Program tych prac obejmuje w szczególności:

- aktualizację kalkulacji kosztów osieroconych,
- aktualizację sposobu pokrywania kosztów osieroconych,
- uzgodnienie zastrzeżeń zgłoszonych przez KE.

W dniu 23 grudnia 2005 r. władze polskie przesyłały odpowiedź do KE odnośnie do zastrzeżeń do programu pomocowego, równocześnie prosząc o przedłużenie terminu na udzielenie odpowiedzi w zakresie KDT do dnia 23 stycznia 2006 r. W przesłanej odpowiedzi władze polskie zobowiązały się do aktualizacji programu pomocowego w zakresie uwzględnienia zastrzeżeń podniesionych przez KE co do zgodności programu z wytycznymi KE, dotyczącymi metodologii kalkulacji kosztów osieroconych. Natomiast w piśmie z dnia 23 stycznia 2006 r. władze polskie przedstawiły argumenty mające na celu oddalenie zastrzeżeń KE co do KDT jako niedozwolonej pomocy publicznej.

W dniu 28 lutego 2006 r. Prezes URE przedstawił Ministrowi Gospodarki wariantowe analizy kalkulacji kosztów osieroconych, dokonane w oparciu o:

- zaktualizowane dane i prognozy makroekonomiczne,
- skorygowane dane ekonomiczno-finansowe poszczególnych wytwórców,
- zmiany wynikające z faktu upływu czasu i wygaśnięcia kolejnych KDT.

Minister Gospodarki, w oparciu o przedstawione przez Prezesa URE analizy, opracował projekt kierunkowych zmian mających na celu aktualizację programu pomocowego. Projekt tych zmian został przekazany w dniu 28 marca 2006 r. do Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów celem przekazania do KE, jako uzupełnienie stanowiska zawartego w piśmie z dnia 23 grudnia 2005 r. W dniu 4 kwietnia 2006 r. projekt kierunkowych zmian mających na celu aktualizację programu pomocowego został przekazany do KE. W okresie kwiecień –

wrzesień 2006 r. trwały robocze konsultacje założeń ustawy z KE, których rezultatem jest robocze uzgodnienie przedkładanego projektu.

Ważnym elementem, komplementarnym wobec aktualizacji programu pomocowego przy rozwiązywaniu problemu KDT, jest przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 28 marca 2006 r. dokument „Program dla elektroenergetyki”. Realizacja działań określonych w tym dokumencie pozwoli na neutralizację części kosztów osieroconych. W ramach programu dla elektroenergetyki mają zostać podjęte działania w celu odejścia od obecnej formy kontraktów i zasad ich rozliczeń, a w szczególności:

- działania w celu przygotowania systemowych rozwiązań prawnych, aprobowanych przez KE, zmierzających do likwidacji obecnej formy kontraktów,
- odejście od znacznej części kontraktów nastąpi w wyniku zmiany struktury energetyki i prywatyzacji. Np. zakładane jest w przypadku podjęcia decyzji o prywatyzacji Elektrowni Kozienice odejście od jej KDT. W pozostałych przypadkach możliwość odejścia od KDT będzie podlegać analizie jako element danego projektu konsolidacji lub prywatyzacji opracowywanego w ramach działań wykonawczych do „Programu dla elektroenergetyki”.

Szczegółowe uzasadnienie projektu ustawy

1. Podstawowe założenia projektu

Umowy długoterminowe zostaną rozwiązane na mocy dobrowolnych porozumień, zawartych przez podmioty będące stronami umów długoterminowych KDT. Porozumienia te, zwane w projekcie umowami rozwiązującymi, powinny być zawarte w terminie 60 dni od dnia wejścia w życie ustawy. Szczegółowe przepisy ustawy przewidują, że wszystkie zawarte umowy rozwiązujące wejdą w życie w tym samym terminie. Pozwoli to na rozwiązanie wszystkich umów długoterminowych w tym samym dniu.

Rozwiązanie umów długoterminowych spowoduje u wytwórców, będących stronami tych umów, powstanie kosztów osieroconych, to jest kosztów

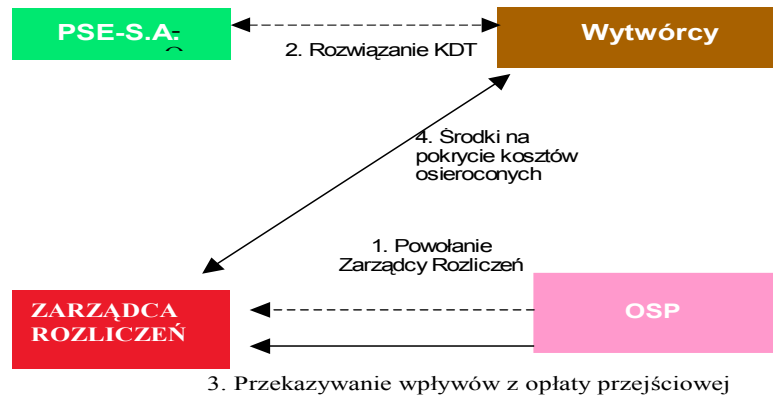
wynikających z nakładów dokonanych przez nich na majątek związany z wytwarzaniem energii elektrycznej, które nie będą mogły być odzyskane na zliberalizowanym rynku energii elektrycznej. W związku z tym, ustawa przyznaje wytwórcom prawo do otrzymania środków finansowych na pokrycie tych kosztów.

Koszty osierocone będą pokrywane następująco:

- 1) w załączniku do ustawy ustalone zostaną dla każdego wytwórcy: maksymalna wysokość kosztów osieroconych, jak również wielkości przyjęte do obliczenia rocznej wysokości korekty kosztów osieroconych oraz końcowej wysokości korekty kosztów osieroconych;
- 2) po rozwiązaniu umów długoterminowych wytwórca otrzyma środki finansowe w formie zaliczki na poczet kosztów osieroconych, co ma umożliwić utrzymanie płynności wytwórców w pierwszym newralgicznym okresie, do czasu pierwszych korekt rocznych;
- 3) następnie, w ciągu tzw. okresu korygowania, trwającym do czasu wygaśnięcia najdłuższej umowy długoterminowej danego wytwórcy, co roku dokonywana będzie roczna korekta wysokości kosztów osieroconych. Dodatnia korekta kosztów osieroconych będzie wypłacana wytwórcom; ujemna korekta kosztów osieroconych będzie zwracana przez wytwórców;
- 4) po upływie okresu korygowania zostanie dokonana końcowa korekta wysokości kosztów osieroconych;
- 5) łączne wypłaty dla wytwórców na pokrycie kosztów osieroconych nie będą mogły przekroczyć maksymalnej wysokości kosztów osieroconych, ustalonej dla każdego wytwórcy.

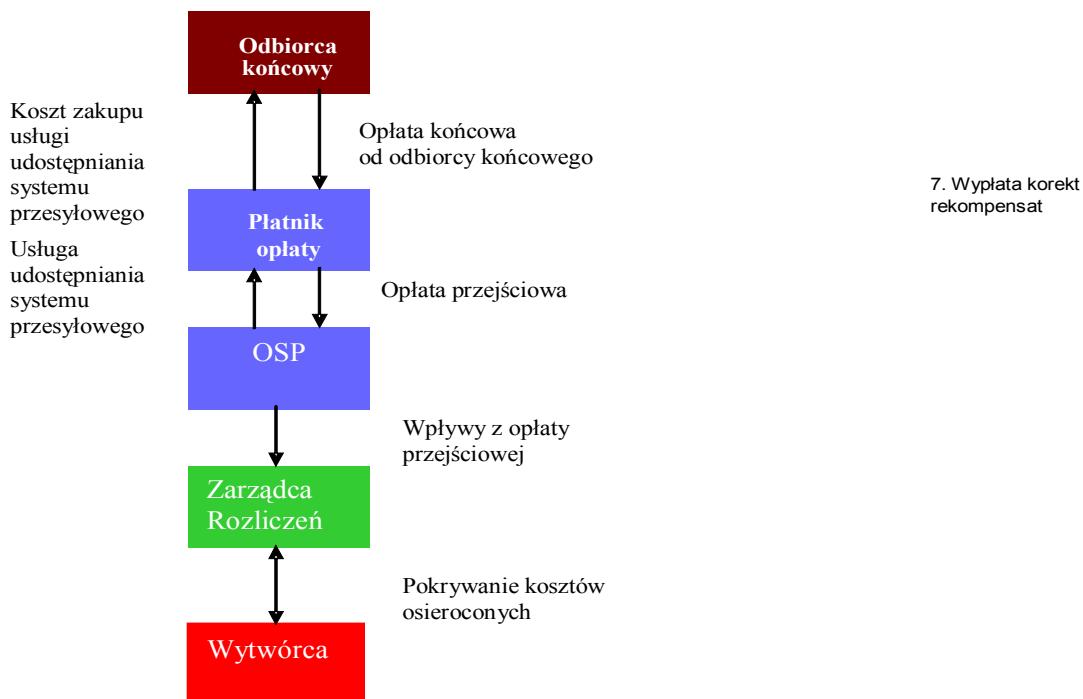
Taki sposób pokrywania kosztów osieroconych – rozłożony w czasie i uwzględniający realne wielkości ekonomiczne, m.in. ceny energii kształtujące się po rozwiązaniu umów – jest jednym z głównych wymogów prawa UE w zakresie pokrywania kosztów osieroconych.

Rys. 1. Działania oraz obieg środków finansowych



1. W terminie 30 dni od wejścia w życie ustawy Operator Systemu Przesyłowego, zwany dalej „operator” lub OSP, powoła spółkę Zarządca Rozliczeń S.A.
2. W terminie 60 dni od wejścia w życie ustawy mogą być zawierane umowy rozwiązujące między stronami KDT.
3. Od 1 dnia miesiąca następującego po 60 dniach od ostatecznego terminu na podpisanie umów rozwiązujących (czyli pierwszego dnia miesiąca następującego po 120 dniach od wejścia w życie ustawy) OSP rozpoczyna zbieranie opłaty przejściowej.
4. Po upływie 90 dni od rozpoczęcia zbierania opłaty przejściowej Zarządca Rozliczeń S.A. wypłaca wytwórcom pierwsze zaliczki na pokrycie kosztów osieroconych.

Rys. 2. Sposób pobierania opłat w okresie realizacji ustawy



2. Systematyka ustawy

Rozdział 1 (Przepisy ogólne)

Art. 1 wskazuje ogólnie zakres regulacji objętej tą ustawą.

Art. 2 zawiera definicje niektórych określeń. Co do zasady ustawa posługuje się określeniami używanymi w ustawie – Prawo energetyczne, dlatego zakres art. 2 został ograniczony do definicji tych, których nie ma w Prawie energetycznym lub w innych aktach rangi ustawowej.

Definicja grupy kapitałowej (art. 2 pkt 1) odwołuje się do ustawy o rachunkowości.

Definicja jednostki wytwórczej (art. 2 pkt 2) oraz oddania jednostki wytwórczej do użytku (art. 2 pkt 3) dotyczy jednostek wytwórczych należących do wytwórców będących stronami umów długoterminowych. Energia produkowana w tych jednostkach jest lub ma być przedmiotem sprzedaży na podstawie umów długoterminowych. Jediną jednostką nieoddaną do użytku, o której mowa w ustawie, jest Elektrownia Pątnów II Sp. z o.o. (blok energetyczny o mocy 464 MW).

Definicje sieci elektroenergetycznej (pkt 4), sieci przesyłowej elektroenergetycznej (pkt 5) i odbiorcy końcowego (pkt 11) odwołują się do pojęć zdefiniowanych w ustawie – Prawo energetyczne.

Art. 2 pkt 6 zawiera definicję okresu korygowania. Jest to okres, w którym korekcie podlegać będzie wysokość kosztów osieroconych wytwórców. Okres korygowania jest ustalany dla każdego wytwórcy osobno i obejmuje kolejne lata kalendarzowe, począwszy od roku, w którym rozwiązaniu uległy umowy długoterminowe, a skończywszy na dniu, w którym upływałby okres obowiązywania umowy długoterminowej, której wytwórca jest stroną, a jeżeli wytwórca jest stroną więcej niż jednej umowy długoterminowej lub jeżeli wytwórca wchodzi w skład grupy kapitałowej – do dnia, w którym wygaszałaby umowa długoterminowa o najdłuższym okresie obowiązywania, której stroną jest dany wytwórca lub inny wytwórca wchodzący w skład tej samej grupy kapitałowej, lecz nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2025 r. Taka konstrukcja wynika z przyjęcia indywidualnych dla każdego wytwórcy okresów kalkulowania kwot kosztów osieroconych i powiązanie tych okresów z obowiązywaniem umów długoterminowych.

Definicja wytwórcy (art. 2 pkt 7) jest skonstruowana w oparciu o pojęcia występujące na gruncie prawa energetycznego, ale zawężona do wytwórców będących stronami umów długoterminowych.

Z uwagi na fakt, że trwają w ramach realizacji „Programu dla elektroenergetyki” prace nad zmianą struktury przedsiębiorstw energetycznych, w tym obejmujące realizację art. 9k ustawy – Prawo energetyczne, nie można określić w perspektywie do 2027 r., pod jaką firmą będzie działał Operator Systemu Przesyłowego. Stąd konstrukcja definicji operatora w pkt 8. W ustawie najważniejsze są funkcje, jakie pełni OSP, a nie konkretna spółka pełniąca funkcje operatora. Obecnie jest jedna spółka pełniąca funkcje OSP i trudno jest oczekiwać, że może wystąpić sytuacja, gdy równolegle będą funkcjonować dwaj lub więcej OSP, gdyż wymagałoby to podziału KSE.

Ustawa wprowadza pojęcie opłaty przejściowej (pkt 9), która jest nową opłatą w stosunku do dotychczas pobieranych. Opłata przejściowa pobierana jest za nową usługę, jaką pełni OSP, udostępniając KSE. Opłata ta zostanie

przeznaczona na pokrywanie kosztów związanych z dokonanymi inwestycjami poprawiającymi stabilność i potencjał KSE. Opłata uiszczana będzie przez płatników opłaty – podmioty, którym OSP udostępni KSE, czyli Operatorów Systemów Dystrybucyjnych oraz odbiorców bezpośrednio podłączonych do sieci OSP. Opłata ta w odróżnieniu od opłaty przesyłowej, pobieranej za usługę przesyłania energii elektrycznej, ma charakter opłaty za gotowość systemu. Wynika z inwestycji w moce wytwórcze, pozwalające na dostosowanie i utrzymywanie systemu elektroenergetycznego w zakresie zdolności wytwórczych na odpowiednim poziomie, umożliwiającym jego udostępnianie korzystającym z niego podmiotom.

Definicja płatnika opłaty przejściowej (pkt 10) odwołuje się do ustawy – Prawo energetyczne, określając płatników opłaty przejściowej jako podmioty zajmujące się świadczeniem usług dystrybucji energii elektrycznej (działalność sieciowa) i pełniących funkcję OSD – operatorów systemów dystrybucyjnych.

Pełne rozwinięcie definicji kosztów osieroconych znajduje w art. 28.

Rozdział 2 (Zasady przedterminowego rozwiązania umów długoterminowych)

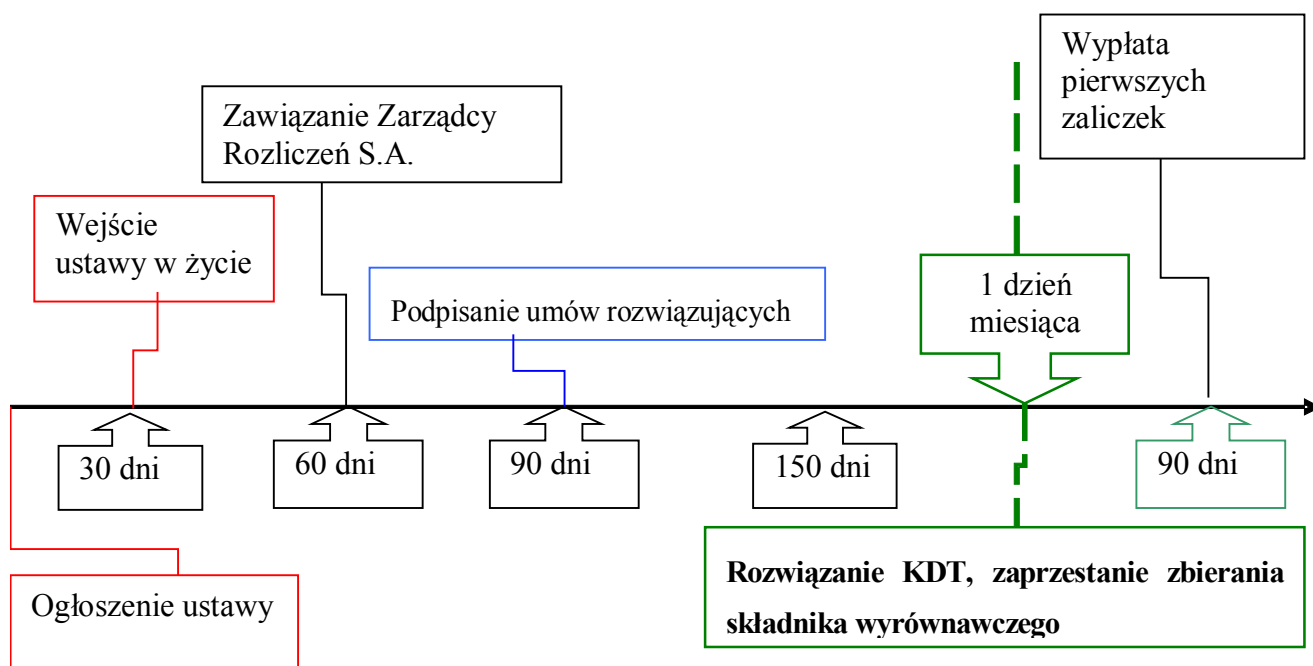
Art. 3 określa zasady i tryb zawarcia w formie pisemnej umowy o przedterminowym rozwiązaniu umowy długoterminowej. Termin 60 dni na zawarcie umowy rozwiązującej podyktowany jest potrzebą realizacji całej sekwencji działań, od dnia ogłoszenia ustawy aż do wypłaty pierwszych zaliczek na pokrycie kosztów osieroconych, która może zająć ponad 6 miesięcy.

60-dniowy termin na zawarcie umów rozwiązujących jest terminem zawitym – umowy zawarte po upływie tego terminu nie będą stanowiły umów rozwiązujących w rozumieniu przepisów ustawy i w związku z tym nie będą stanowiły podstawy do przekazania przez Zarządcę Rozliczeń S.A. środków na pokrycie kosztów osieroconych. Termin zawarcia umowy rozwiązującej jest ściśle powiązany z terminem wprowadzenia opłaty przejściowej, która służy finansowaniu kosztów osieroconych, co reguluje rozdział 2.

Krótki 60-dniowy termin na zawarcie umów rozwiązujących będzie możliwy do dotrzymania. Umowa rozwiązująca będzie stanowić podstawę do skorzystania z pomocy publicznej wypłacanej zgodnie z ustawą przez Zarządcę Rozliczeń

S.A. Umowa rozwiązująca nie może nakładać innych zobowiązań na strony niż wynikające z ustawy. Termin 60 dni na zawarcie umów rozwiązujących jest tak naprawdę terminem dłuższym, ponieważ należy doliczyć do niego 30-dniowe *vacatio legis*. Negocjacje z wierzycielami wytwórcy mogą podejmować praktycznie już od momentu podpisania ustawy przez Prezydenta RP.

Rys. 3. Schemat wdrożenia rozwiązań ustawy



Zgodnie z ust. 4 do umowy rozwiązującej mają zostać dołączone oświadczenia o posiadaniu przez wytwórcę szeregu zgód, w tym zgód wierzycieli i gwarantów. Podyktowane jest to tym, że umowy długoterminowe stanowią zabezpieczenie części kredytów udzielonych wytwórcom, w tym zabezpieczonych gwarancjami Skarbu Państwa (4 mld zł). Uzyskanie zgód wierzycieli i gwarantów pozwala uniknąć sytuacji postawienia kredytów w stan natychmiastowej wymagalności, bez możliwości ich przedterminowej spłaty przez wytwórcę.

Wprowadzenie przepisów o zgodzie Walnego Zgromadzenia akcjonariuszy PSE S.A. (ust. 6) pozwala zachować kontrolę ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa nad procesem podpisywania umów rozwiązujących, co dodatkowo wzmacnia kontrolę udzielania pomocy publicznej.

Organem odpowiedzialnym za obliczanie kosztów osieroconych jest Prezes URE. Dlatego otrzymuje umowy rozwiązujące, a ministrowi właściwemu do spraw gospodarki i innym podmiotom przekazuje informacje niezbędne do wykonania określonych czynności wynikających z ustawy (art. 4), takich jak ogłoszenie przez ministra właściwego do spraw gospodarki dnia, w którym umowy długoterminowe ulegają przedterminowemu rozwiązaniu (art. 5 ust. 2).

Rozwiązanie umowy długoterminowej na podstawie umowy rozwiązującej stanowi punkt wyjścia, od którego można mówić o zniesieniu barier dla rynku konkurencyjnego. Od tego momentu u wytwórcy mogą występować koszty osierocone (art. 6). Stąd po rozwiązaniu umów długoterminowych i po wejściu w życie systemu opłaty przejściowej, wytwórcy będą otrzymywać środki na pokrycie kosztów osieroconych na zasadach określonych w ustawie. Wypłat kwot na pokrycie kosztów osieroconych dokonywać będzie Zarządca Rozliczeń S.A. Jednocześnie należy zaznaczyć, że przepływ środków od Operatora do Zarządcy Rozliczeń S.A. oraz od Zarządcy Rozliczeń S.A. do wytwórców, inaczej niż przepływ tych środków od płatnika opłaty do Operatora, jest neutralny podatkowo zarówno z punktu widzenia podatku dochodowego od osób prawnych, jak i podatku od towarów i usług. Przepisy ustawy zapewniają neutralność dla Zarządcy Rozliczeń S.A. oraz wytwórców w zakresie środków

przekazywanych na pokrywanie kosztów osieroconych. W pozostałych przypadkach do Zarządcy Rozliczeń S.A. i wytwórców zastosowanie mają ogólne przepisy podatkowe.

Otrzymanie środków na pokrycie kosztów osieroconych przez wytwórcę nie jest czynnością, z którą ustawa o podatku od towarów i usług wiąże powstanie obowiązku podatkowego – w dalszych przepisach ustawy uszczegółowiono kwestie dotyczące podatku dochodowego od osób prawnych.

Zgodnie z wymaganiami KE niezbędne jest określenie maksymalnej kwoty pomocy publicznej, jaka może zostać udzielona w ramach programu pomocowego. Zgodnie z art. 6 ust. 2 łączna suma środków przekazanych wytwórcy na pokrycie kosztów osieroconych, zdyskontowanych na dzień 1 stycznia 2007 r., nie może przekroczyć ustalonej dla tego wytwórcy maksymalnej wysokości tych kosztów, określonej w załączniku nr 2, w cenach stałych na dzień 1 stycznia 2007 r. Dopuszczalna w tym zakresie jest aktualizacja kwot kosztów osieroconych w zależności od zmian wartości pieniądza w czasie.

Art. 7 stanowi, że wytwórcy będącemu stroną umowy rozwiązującej nie może być udzielona pomoc publiczna na ratowanie lub restrukturyzację, bez zgody właściwych organów, w okresie korygowania i przez okres 10 lat następujących po zakończeniu okresu korygowania. Taki przepis został wprowadzony zgodnie z wymaganiami Komisji Europejskiej odnośnie do pokrywania kosztów osieroconych i wynika ze wspólnotowych wytycznych w sprawie udzielania pomocy publicznej na ratowanie lub restrukturyzację.

Rozdział 3 (Zasady finansowania kosztów osieroconych)

Środki, jakie Zarządca Rozliczeń S.A. będzie wypłacał na pokrycie kosztów osieroconych, pochodzić będą z opłaty przejściowej, której zbieranie uzależnione jest od rozwiązania co najmniej jednej umowy długoterminowej na mocy umowy rozwiązującej (art. 8). W przeciwnym przypadku, gdy nie są potrzebne środki na pokrycie kosztów osieroconych, nie jest celowe pobieranie opłaty.

Na pierwszy okres zbierania opłaty przejściowej, tj. od dnia powstania obowiązku uiszczania tej opłaty do dnia 31 grudnia 2008 r., stawki netto tej

opłaty określone zostały w ustawie (art. 11 ust. 1). W zależności od ilości zawartych umów długoterminowych minister właściwy do spraw gospodarki, w drodze rozporządzenia, obniży proporcjonalnie stawki opłaty przejściowej (art. 11 ust. 2-4), aby dostosować ich wysokość do wielkości środków, jakie wypłacone zostaną na pokrycie kosztów osieroconych.

Płatnicy opłaty przejściowej, którymi są podmioty pełniące funkcję operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz odbiorcy końcowi przyłączeni bezpośrednio do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, uwzględniają koszt zakupu od operatora usługi udostępniania krajowego systemu elektroenergetycznego w opłacie pobieranej od odbiorców końcowych (opłacie końcowej) (art. 8).

Opłata przejściowa, jak i opłata końcowa, będą elementem systemu taryf, a jako płatności za usługę będą podlegały opodatkowaniu podatkiem od towarów i usług.

W art. 9 ust. 1 i 2 uregulowano uwzględnianie przez Operatora wysokości stawek opłaty przejściowej w jego taryfie na usługi przesyłowe energii elektrycznej.

W art. 9 ust. 3 uregulowano uwzględnianie przez płatnika opłaty przejściowej wielkości opłaty końcowej w jego taryfie na usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

W art. 9 ust. 4 uregulowano uwzględnienie w taryfie przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej wielkości opłaty wynikającej z kosztu ponoszonego przez to przedsiębiorstwo w związku z uiszczaniem opłaty końcowej na rzecz płatnika opłaty przejściowej. W ustępie tym uregulowana jest sytuacja odbiorców końcowych, którzy nie są bezpośrednio podłączeni do sieci płatników opłaty (w skali kraju może dotyczyć to ok. 100 tys. odbiorców), lecz do sieci podmiotów, które są odbiorcami z punktu widzenia płatników opłaty i ustawy. Odbiorcy, którzy uiszczają opłatę końcową na rzecz płatników opłaty, a sami dostarczają energię elektryczną do odbiorców końcowych przyłączonych do ich sieci zgodnie z ust. 4 przenoszą koszty opłaty końcowej na tych odbiorców. Taki system rozliczeń funkcjonuje obecnie i uzupełniony zostanie jedynie o rozliczanie opłaty końcowej. Art. 9 określa też sposób kalkulacji opłaty przejściowej oraz sposób uwzględniania kosztu zakupu **od operatora usługi udostępniania** krajowego systemu elektroenergetycznego. Zasady obliczania opłaty końcowej mają zapewnić jednakowy sposób przenoszenia kosztów zakupu usługi **udostępniania** krajowego systemu elektroenergetycznego przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych.

Art. 10 reguluje sposób kalkulacji opłaty przejściowej w odniesieniu do następujących kategorii odbiorców końcowych:

- 1) odbiorców końcowych pobierających energię elektryczną w gospodarstwie domowym, przy czym odbiorców tych podzielono na trzy grupy w zależności od rocznego zużycia energii elektrycznej (poniżej 500 kWh, pomiędzy 501 a 1200 kWh i powyżej 1200 kWh).

Podział odbiorców końcowych pobierających energię elektryczną w gospodarstwie domowym, w zależności od zużycia energii elektrycznej, ma na celu zrównoważenie obciążeń tych odbiorców z tytułu opłaty końcowej i uniknięcie dużych wahań obciążeń odbiorców końcowych w wyniku rozwiązania KDT. Opłata końcowa będzie stała, wyrażona w zł na miesiąc, natomiast obecnie pobierana opłata wyrównawcza jest uzależniona od poziomu zużycia energii elektrycznej.

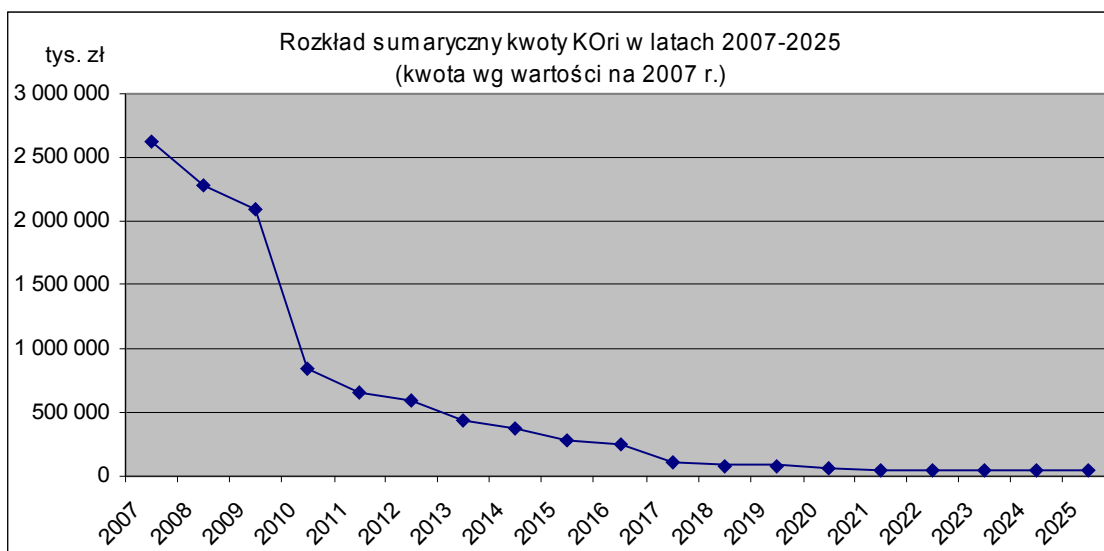
- 2) Odbiorców końcowych innych niż wymienieni w pkt 1 – są to głównie odbiorcy wykonujący działalność gospodarczą, których instalacje są przyłączone do sieci elektroenergetycznej niskiego napięcia, odbiorcy końcowi, których instalacje są przyłączone do sieci elektroenergetycznej średniego napięcia oraz odbiorcy końcowi, których instalacje są przyłączone do sieci elektroenergetycznej wyższych napięć.
- 3) Wprowadzono także oddzielną grupę odbiorców wykonujących działalność gospodarczą, których instalacje są przyłączone do sieci elektroenergetycznej wysokich i najwyższych napięć i którzy w roku kalendarzowym poprzedzającym o rok dany rok kalendarzowy, w którym są obliczane stawki opłaty przejściowej, zużyli nie mniej niż 500 GWh energii elektrycznej z wykorzystaniem nie mniej niż 60% mocy umownej, dla których koszt energii elektrycznej stanowi nie mniej niż 15% ich wartości produkcji. Jest to grupa dużych odbiorców przemysłowych z przemysłów energochłonnych, którzy dzięki dużemu i stabilnemu zakupowi mocy i energii elektrycznej stabilizują krajowy system elektroenergetyczny.

Art. 12 określa zasady kalkulacji stawek opłaty przejściowej na każdy rok, obowiązujących począwszy od 2009 r. Wysokość stawek zależy będzie od zmiany wielkości kwoty, jaką należy zebrać z opłaty przejściowej w danym roku w stosunku do wysokości kwoty planowanej do pobrania w pierwszym roku kalendarzowym pobierania opłaty przejściowej oraz zmiany liczby odbiorców bądź sumarycznej ilości mocy umownej odbiorców końcowych w danej grupie w stosunku do 2007 r. Na ten rok kalkulowane są kwoty określone w załącznikach do ustawy, które stanowiły podstawę do wyliczenia stawek opłaty przejściowej na lata 2007 i 2008. Porównywanie do pierwszego okresu kalkulacyjnego wynika z faktu, że modyfikowane są stawki zapisane w ustawie, a skalkulowane w oparciu o dane z pierwszego okresu kalkulacyjnego, który stanowi punkt odniesienia.

Definicja stawki opłaty przejściowej netto (art. 12 ust. 3) ma wyeliminować ewentualne niejasności, w której sytuacji mowa jest o stawce opłaty pomniejszonej o podatek od towarów i usług, co ma znaczenie szczególnie przy kalkulacji stawek opłaty, które muszą być brane do obliczeń bez uwzględniania

podatku od towarów i usług. Chodzi o wyeliminowanie ewentualnych zmian stawek wynikających ze zmian wysokości stawki podatku od towarów i usług, które mogą wystąpić w przyszłości szczególnie w okresie 20 lat, przez który może być pobierana opłata przejściowa.

Art. 13 określa sposób obliczania kwoty, jaka ma być zebrana z opłaty przejściowej. Na kwotę tę składać będą się kwoty zaliczek na pokrycie kosztów osieroconych, jakie mają być wypłacone w danym roku kalendarzowym, wydatki związane z funkcjonowaniem Zarządcy Rozliczeń S.A., ewentualne koszty związane z zaciągnięciem zadłużenia, w przypadku gdy Zarządca Rozliczeń S.A. nie będzie dysponował wystarczającymi środkami na wypłatę kwot na pokrycie kosztów osieroconych. W kwocie do zebrania z opłaty przejściowej uwzględniana jest także kwota rezerwy na zachowanie płynności wypłat kwot na pokrycie kosztów osieroconych tzw. „zasób płynnościowy”, o którym mowa w art. 18 ust. 2, korygowana o saldo środków na rachunku opłaty przejściowej, jakimi dysponuje Zarządca Rozliczeń S.A.



Konstrukcja zasobu płynnościowego, określona w art. 18 ust. 2, ma na celu uwzględnienie zmiennego zapotrzebowania na środki na wypłatę kwot na pokrycie kosztów osieroconych, determinowanego przez wnioski wytwórców o wypłatę zaliczek na poczet kosztów osieroconych oraz malejącą ścieżkę kosztów osieroconych, oznaczonych symbolem „KOri”, a stanowiących punkt odniesienia dla obliczania korekt rocznych kosztów osieroconych.

Ze względu na znaczny spadek kwoty KOri między rokiem 2009 a 2011, wprowadzone zostały współczynniki korygujące, różne dla lat 2009-2010 i lat od roku 2011 do 2026.

Rozkład kwoty KOri odpowiada kwocie maksymalnej kosztów osieroconych, która została rozłożona na poszczególne lata, według przyjętych reguł, mających odpowiadać amortyzacji dokonanych inwestycji. Z uwagi na wynikającą z historycznego niedoszacowania majątku kwotę amortyzacji, nieodpowiadającą faktycznemu kosztowi dokonanych inwestycji, przyjęto dodatkowe rozwiązanie dla pierwszych trzech lat, tzn.:

- w latach 2007-2009 KOri równa się racie zadłużenia wytwórcy, powiększonej o jego koszty finansowe oraz, jeżeli taki przypadek występuje, wartość bezwzględną prognozowanego wyniku finansowego netto z działalności operacyjnej wytwórcy, skorygowanego o amortyzację, dostępnego do obsługi zainwestowanego kapitału własnego i obcego,
- w następnych latach pozostała kwota została rozłożona według rozkładu ścieżki amortyzacji majątku danego wytwórcy.

Przewidziana w art. 18 ust. 5 możliwość wypłaty wytwórcy części korekty rocznej, proporcjonalnie do tego udziału w ogólnej sumie środków do wypłaty korekt oraz wypłata pozostałej części środków w terminie do dnia 31 grudnia roku, w którym dokonywana jest korekta, ma na celu nieopóźnianie wypłat środków na pokrycie kosztów osieroconych, a równocześnie daje dodatkowy czas (3 miesiące) dla Zarządcy Rozliczeń S.A. na pozyskanie dodatkowych środków z ewentualnych zwrotów od innych wytwórców, tak aby zminimalizować potrzebę zaciągania dodatkowego zadłużenia oraz na samo zaciągnięcie tego zadłużenia.

W art. 14 ust. 1 określono niezbędne informacje, jakie płatnicy opłaty przejściowej przekazują operatorowi, oraz terminy przekazywania tych informacji.

Zgodnie z art. 14 ust. 2 okresem rozliczeniowym opłaty przejściowej jest okres jednego miesiąca, co odpowiada zasadom rozliczeń za pozostałe usługi w zakresie przesyłu energii elektrycznej, jakie świadczy OSP. Wprowadzony okres rozliczeniowy między płatnikiem opłaty przejściowej a odbiorcą końcowym z tytułu opłaty końcowej odpowiada okresowi rozliczenia za energię elektryczną i usługi systemowe, co ma zapewnić maksymalną neutralność wprowadzenia nowej opłaty dla płatników opłaty i odbiorców końcowych.

Art. 15 ust. 1 i 2 regulują tryb przekazywania operatorowi środków z tytułu opłaty przejściowej przez płatnika tej opłaty oraz odbiorcę końcowego przyłączonego bezpośrednio do sieci przesyłowej elektroenergetycznej.

Ponieważ środki z opłaty przejściowej mają zostać przekazane do Zarządcy Rozliczeń S.A., to zgodnie z art. 15 ust. 3 środki te są wyodrębnione u operatora na specjalnym rachunku bankowym, zwanym „rachunkiem operatora”.

Obowiązki informacyjne na rzecz Prezesa URE, określone w art. 16, są niezbędne do umożliwienia dokonywania przez Prezesa URE kalkulacji stawek opłaty przejściowej.

Art. 17 reguluje sposób i terminy przekazywania środków z tytułu opłaty przejściowej od operatora do Zarządcy Rozliczeń S.A. Tryb przekazywania środków uregulowany w tym artykule ma na celu zapewnienie płynności

systemu pozyskiwania środków na pokrycie kosztów osieroconych i tym samym zagwarantowanie pewności wypłat środków do wytwórców.

Art. 19 przewiduje przeznaczanie na pokrywanie kosztów osieroconych dodatkowych środków, jakie uzyskuje Zarządca Rozliczeń S.A., z lokowania środków z opłaty przejściowej w okresie od ich otrzymania do wypłaty kosztów osieroconych. Uzasadnione jest to zakresem działania spółki, która zostanie powołana jedynie dla celów realizacji tej ustawy i udzielania pomocy publicznej wytwórcom. Ust. 3 zapewnia zwrot środków do odbiorców końcowych, w przypadku gdyby po realizacji celów określonych ustawą w postaci pokrywania kosztów osieroconych pozostała nadwyżka środków u Zarządcy Rozliczeń S.A.

Art. 20 zapewnia neutralność podatkową Operatora oraz Zarządcy Rozliczeń S.A. w zakresie podatku dochodowego od osób prawnych. Podyktowane jest to specjalnym przeznaczeniem środków, które trafiają do spółki Zarządca Rozliczeń S.A., i potrzebą minimalizacji obciążeń odbiorców końcowych z tytułu opłaty przejściowej.

Przyjęta została także potrzeba neutralności podatkowej w zakresie opłaty przejściowej po stronie OSP. Ustępy 1-4 regulują kwestię przychodu i powstania kosztu uzyskania przychodu w związku z przepływem środków z opłaty przejściowej. W przeciwnym przypadku operator obok uiszczania podatku od towarów i usług wynikającego z opłaty przejściowej, obciążony byłby podatkiem dochodowym od osób prawnych w zakresie opłaty, którą przekazuje (w całości) na rzecz Zarządcy Rozliczeń S.A. Ostatecznie ciężar podatku, który płacony byłby przez Operatora, przenoszony byłby na odbiorców końcowych. Ustępy 5 i 6 zapewniają neutralność podatkową Zarządcy Rozliczeń S.A.

Zbieranie opłaty przejściowej jest ograniczone w czasie (art. 21). Zaprzestaje się pobierania tej opłaty najpóźniej do końca drugiego roku kalendarzowego następującego po roku, w którym zakończył się najdłuższy okres korygowania. Pobieranie opłaty przejściowej jeszcze w roku następującym po roku, w którym dokonana zostanie korekta końcowa ostatniego wytwórcy, ma na celu zapewnienie możliwości spłaty zadłużenia, zaciągniętego w przypadku gdyby ta korekta końcowa wymagała przekazania wytwórcy kwoty wyższej niż środki będące w posiadaniu Zarządcy Rozliczeń S.A.

Rozdział 4 (Zasady wypłacania środków na pokrycie kosztów osieroconych)

Środki na pokrycie kosztów osieroconych będą wypłacane zgodnie z ustawą w formie zaliczek oraz w wyniku dodatknych korekt kosztów osieroconych.

W ustawie przewidziano wypłatę zaliczek na poczet kosztów osieroconych (art. 22), które mają wspomóc wytwórców energii elektrycznej w utrzymaniu płynności, szczególnie w pierwszych latach po rozwiązaniu KDT, w sytuacji gdy pierwsza korekta kosztów osieroconych dokonywana jest po roku od rozwiązania KDT. Wypłaty zaliczek w pierwszych dwóch latach odbywać się będą według harmonogramu przewidzianego w załączniku nr 4 do ustawy. Pierwsza wypłata zaliczki nastąpi nie później niż do 5 dnia miesiąca następującego po upływie 90 dni od dnia, w którym nastąpiło przedterminowe rozwiązanie umów długoterminowych – ust. 4, co wynika z potrzeby zgromadzenia odpowiedniej ilości środków z opłaty przejściowej. Art. 22 reguluje szczegółowo wysokość i terminy wypłat zaliczek w pierwszych dwóch latach (2007 i 2008), w których to wytwórcy jeszcze nie określają wysokości zaliczek we wnioskach.

Przekazanie Zarządcy Rozliczeń S.A. numeru rachunku bankowego, na który będą przekazywane środki na pokrycie kosztów osieroconych (art. 23), ma charakter porządkowy i jest niezbędne do dokonywania wypłat kwot na pokrycie kosztów osieroconych.

W art. 24 jest mowa o wypłacaniu zaliczek zgodnie z wnioskami wytwórców. Taki mechanizm, który będzie funkcjonował od 2008 r., ma na celu zoptymalizowanie wysokości zaliczek z potrzebami wytwórców. Wnioskowane mogą być zaliczki na dany rok do wysokości maksymalnej, określonej na

podstawie załącznika nr 3 do ustawy. Wytwórcy nie powinni wnioskować o nadmierne zaliczki z uwagi na wprowadzony w art. 35 system oceny ex-post zasadności wnioskowanych zaliczek i zwrotów wraz z odsetkami zaliczek, w przypadku gdy wypłacone na podstawie wniosków zaliczki okażą się nadmierne.

Przyjęte terminy składania wniosków mają umożliwić ocenę wielkości kwoty do zebrania z opłaty przejściowej przy kalkulacji stawek opłaty przejściowej na następny rok kalendarzowy (art. 12).

Art. 25 ustanawia tryb odwoławczy od decyzji Prezesa URE. Tryb kontroli decyzji administracyjnej Prezesa URE ukształtowany został zgodnie z duchem regulacji zawartych w ustawie – Prawo energetyczne, z zastosowaniem trybu przewidzianego w Kodeksie postępowania cywilnego, odnoszącego się do spraw z zakresu regulacji energetyki.

Art. 26 określa tryb przekazywania informacji na temat wnioskowanych do Prezesa URE zaliczek. Prezes URE przekazuje informacje do Zarządcy Rozliczeń S.A. – podmiotu, który te zaliczki ma wypłacać.

Art. 27 ma na celu realizację zapisów „Programu dla elektroenergetyki” odnośnie do odejścia od znacznej części KDT w wyniku zmiany struktury energetyki i prywatyzacji.

Konstrukcja tego artykułu ma na celu zapewnienie zgodności z „Programem dla elektroenergetyki”, w myśl którego przedsiębiorstwa energetyczne będące spółkami Skarbu Państwa, które wejdą do grup skonsolidowanych pionowo, o których mowa w Programie, mają rozwiązać KDT bez dodatkowej pomocy publicznej. Podmioty te mogą jednak zawrzeć umowy rozwiązujące, aby osiągnąć cel, jakim jest rozwiązanie KDT.

Wyłączenie stosowania ust. 1 wobec wytwórcy, który wchodzi w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, które świadczy usługi dystrybucji energii elektrycznej, dla nie więcej niż 5% liczby odbiorców na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej zapewnia neutralność ustawy dla podmiotów obecnie zintegrowanych pionowo.

Przepisy ust. 3 zapewniają zgodność ustawy z punktem 3.5 Metodologii KE „Zobowiązania lub gwarancje łączące przedsiębiorstwa należące do jednej i tej

samej grupy nie mogą, jako zasada, być zakwalifikowane jako koszty osierocone.”.

W przypadku zaistnienia sytuacji, o której mowa w ust. 1 lub 3, po wejściu w życie ustawy konieczne jest dokonanie korekty i rozliczenia kwot kosztów osieroconych za okres od rozwiązania KDT do wejścia wytwórcy do grupy kapitałowej, o której mowa w ust. 3 lub przedsiębiorstwa pionowo zintegrowanego, o którym mowa w ust. 1.

Rozdział 5 (Zasady obliczania, korygowania i rozliczania kosztów osieroconych)

Dążenie do przedterminowego rozwiązania umów długoterminowych wynika z potrzeby ochrony finansowej stabilności sektora elektroenergetycznego, która jest zagrożona w sytuacji dalszego obowiązywania umów długoterminowych. Wynika ono również z potrzeby stworzenia warunków dla rozwoju wolnego, konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce, który w najbliższej perspektywie powinien stać się częścią jednolitego, konkurencyjnego europejskiego rynku energii elektrycznej. W wyniku przedterminowego rozwiązania umów u wytwórców będących ich stronami powstaną koszty osierocone. Wytwórcy ci otrzymają środki finansowe na pokrycie tych kosztów. Środki te powinny w szczególności pozwolić na obsługę zadłużenia, którego zabezpieczeniem były wierzytelności wynikające z umów długoterminowych. Przeprowadzone obliczenia wskazują również, że środki finansowe przekazane na pokrycie kosztów osieroconych umożliwią wytwórcom energii elektrycznej zachowanie płynności po rozwiązaniu KDT.

Art. 28 określa sposób kalkulacji kosztów osieroconych. Zostaną one ustalone zgodnie z metodologią przyjętą przez Komisję Europejską i opisaną w Wytycznych. Metodologia ta była i jest stosowana w wielu krajach UE w podobnych przypadkach. Według tej metodologii koszty osierocone wytwórców – stron umów długoterminowych będą ustalone jako różnica:

- wartości księgowej netto rzeczowych środków trwałych i środków trwałych w budowie zaktualizowaną na koniec 2004 r. pomniejszoną o odpisy amortyzacyjne z lat 2005-2006 oraz
- sumy zaktualizowanej wartości wyników finansowych netto z działalności operacyjnej wytwórcy, skorygowanych o amortyzację, dostępnych do obsługi

zainwestowanego kapitału własnego i obcego od dnia 1 stycznia 2007 r. do roku, w którym wygasa najdłuższa umowa długoterminowa danego wytwórcy.

Podstawowymi determinantami przy kalkulacji kosztów osieroconych jak i przy systemie ich korygowania są:

- wartość aktywów (nakładów inwestycyjnych na majątek związany z wytwarzaniem energii elektrycznej),
- wielkość wyniku finansowego netto na działalności operacyjnej wytwórców.

Nie ma bezpośredniego powiązania udzielanej pomocy publicznej z ceną energii elektrycznej.

Z uwagi na wprowadzoną kalkulację kosztów osieroconych zgodnie z długością obowiązywania danej umowy długoterminowej, a nie do końca eksploatacji danej jednostki wytwórczej, niezbędne było wprowadzenie i uwzględnienie przy kalkulacji kosztów osieroconych wartości aktywów danego wytwórcy po zakończeniu okresu korygowania, określonych symbolem „R” (art. 28 ust. 1).

Ponadto zgodnie z zasadami udzielania pomocy publicznej w UE, koszty osierocone obliczane są netto, czyli po odjęciu wcześniej udzielonej pomocy publicznej, tj. dotacji i umorzeń związanych z majątkiem służącym do wytwarzania energii elektrycznej, objętym umowami długoterminowymi – symbol „P”.

Art. 29 określa obowiązki informacyjne na rzecz Prezesa URE. Informacje te są niezbędne do dokonywania kalkulacji korekt rocznych i końcowych kosztów osieroconych.

Art. 30-32 zawierają przepisy odnośnie do obliczania korekt rocznych i końcowych kosztów osieroconych.

W korekcie rocznej kosztów osieroconych, obliczanej w danym roku za rok poprzedni, porównywana będzie kwota kosztów osieroconych dla danego wytwórcy, określona w załączniku nr 3 z wypłaconymi zaliczkami na pokrycie kosztów osieroconych i uzyskanymi wynikami finansowymi na rynku konkurencyjnym w stosunku do prognozowanych wyników przy kalkulacji kwot kosztów osieroconych.

W korekcie końcowej kosztów osieroconych, porównana zostanie jeszcze raz przeliczona w oparciu o dane rzeczywiste kwota kosztów osieroconych ze środkami wypłaconymi na pokrycie kosztów osieroconych danemu wytwórcy. Aby zapewnić porównywalność danych, wszelkie wartości zostaną zdyskontowane na dzień 1 stycznia 2007 r.

Art. 32 odnosi się do sytuacji wytwórców będących w grupie kapitałowej. W ich przypadku dodatnie wyniki finansowe pozostałych podmiotów wchodzących w skład grupy kapitałowej i wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, obliczone zgodnie z art. 28 i 30, uwzględnia się przy obliczaniu kwot korekt kosztów osieroconych. W takim przypadku kwoty te pomniejszają ew. wypłaty środków na pokrycie kosztów osieroconych, jakie otrzymują wytwórcy w wyniku korekt rocznych oraz końcowej. Uzasadnione jest to tym, że część pomocy publicznej nie jest należna, gdyż wytwórcy mogą uzyskać wsparcie od pozostałych podmiotów w grupie kapitałowej. Zgodnie z wytycznymi KE, koszty osierocone powinny uwzględniać zyski osiągnięte przez inne podmioty w grupie kapitałowej.

Art. 33 wprowadza regulacje umożliwiające zachowanie porównywalności kalkulacji kosztów osieroconych w dłuższym okresie, przez zamknięty katalog podmiotów i jednostek, które uwzględniane są w kalkulacjach kosztów osieroconych (ust. 1) oraz pewne rozwiązania mające zastosowanie, gdy okres obliczeniowy obejmuje niepełny rok kalendarzowy (ust. 2).

Art. 34 ust. 1 określa, jak interpretować wyniki otrzymane po obliczeniach z zastosowaniem wzorów zawartych w art. 30 i 31, oraz jakie przepływy środków się z tym wiążą.

Przepisy ust. 2 mają zapewnić, że wytwórcy nie zostaną obciążeni obowiązkiem przekazania środków do Zarządcy Rozliczeń S.A., w przypadku gdy realnie nie skorzystali z pomocy publicznej.

Art. 35 wprowadza kontrolę Prezesa URE nad zasadnością wnioskowanych i wypłacanych zaliczek wytwórcom. Zaliczki mają na celu pomoc w utrzymaniu płynności wytwórców, ale nie mogą stać się źródłem „taniego” kredytowania ich działalności. Stąd przy dużych odchyleniach przewidziano zwroty środków wraz z odsetkami.

Ponieważ koszty osierocone związane są z poniesionymi nakładami inwestycyjnymi na majątek wytwórcy energii elektrycznej, dlatego też zaprzestanie przez wytwórcę prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i niewystąpienie o przedłużenie ważności koncesji albo cofnięcie mu koncesji na wykonywanie tej działalności, skutkuje dla niego utratą prawa do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych oraz zobowiązaniem niezwłocznego zwrotu na rachunek opłaty przejściowej Zarządcy Rozliczeń S.A. otrzymanych wcześniej środków (art. 36). Pomoc publiczna udzielana na pokrycie kosztów osieroconych ma na celu umożliwienie dalszej działalności wytwórcy.

Art. 37 ma na celu wprowadzenie kontroli zachowań wytwórców, tak aby przez świadome działania nie zwiększali kwoty otrzymywanej pomocy, zachowując się nieracjonalnie na rynku. Takie działania zwiększające koszty osierocone, to np. zaniżanie przychodów przez oferowanie energii elektrycznej po niskich cenach (nawet poniżej kosztów wytwarzania), zawyżanie kosztów czy też ograniczanie wolumenu sprzedaży przez wytwórców, choć mogliby oni uplasować energię elektryczną na rynku po cenach zapewniających pokrycie kosztów wytwarzania. Ponieważ warunki panujące na rynku energii elektrycznej mogą wymusić podobne zachowania (jednak bez świadomego działania wytwórców) na niekorzyść programu pomocowego, więc ocena nie jest dokonywana przez Prezesa URE automatycznie, lecz po ocenie wyjaśnień wytwórców co do przyczyn zaistniałych sytuacji.

Sankcją za nieprawidłowe prowadzenie działalności i zawyżanie należnej kwoty pomocy publicznej jest nakaz zwrotu tej pomocy.

Art. 38 reguluje tryb egzekucji środków pieniężnych ustalonych w decyzji Prezesa URE. Takie ukształtowanie egzekucji uzasadnione jest potrzebą zapewnienia spójności wprowadzanych rozwiązań z dotychczas funkcjonującymi w Prawie energetycznym i K.p.c. oraz koniecznością zapewnienia stabilności finansowej projektowanego systemu. Jednocześnie takie ukształtowanie postępowania zapewnia ekonomikę postępowania sądowego. Należy bowiem zwrócić uwagę, że sądowa kontrola decyzji administracyjnej ma miejsce w sądzie powszechnym, a nie administracyjnym, co jest konsekwencją tego, że decyzje Prezesa URE wydawane na podstawie projektowanej ustawy ściśle związane są z innymi sprawami regulacyjnymi, które poddano kognicji sądu powszechnego – sądu ochrony konkurencji i konsumentów.

Art. 39-41 zawierają przepisy dotyczące przedsiębiorstw, które dotychczas nie oddały jednostek wytwórczych do użytku. Jako podstawę tych regulacji przyjęto założenie, że ze względu na cel, w związku z którym były zawierane umowy długoterminowe – umożliwienie finansowania konkretnych projektów inwestycyjnych – przekazanie środków na pokrycie kosztów osieroconych powstałych w wyniku przedterminowego rozwiązania tych umów powinno być związane z realizacją projektów inwestycyjnych, tj. oddaniem do użytku jednostek wytwórczych objętych umowami długoterminowymi.

Należy pamiętać, że gdyby umowy długoterminowe z tymi przedsiębiorstwami nadal obowiązywały, przedsiębiorstwa zaczęłyby generować na ich podstawie przychody również dopiero po oddaniu tych jednostek do użytku, gdyż dopiero wtedy wytwarzana w nich energia mogłaby być dostarczana do PSE S.A. W konsekwencji, środki na pokrycie kosztów osieroconych będą wypłacane w takim przypadku dopiero po oddaniu jednostek wytwórczych do użytku na warunkach zgodnych z tymi, jakie były uzgodnione we właściwych umowach rozwiązujących (art. 39 ust. 1). Stwierdzenia oddania jednostek do użytku i spełnienia przez nie warunków technicznych, określonych w umowie długoterminowej, dokonuje Prezes URE na wniosek przedsiębiorstwa (art. 39).

W przypadku odmowy stwierdzenia spełnienia przez jednostkę wytwórczą warunków określonych w umowie długoterminowej, wytwórca nie otrzyma środków na pokrycie kosztów osieroconych.

Przepisy art. 42 mają na celu zapewnienie neutralności podatkowej po stronie wytwórców w związku z otrzymywaną pomocą publiczną i regulują sposób ujęcia środków przekazywanych wytwórcom na pokrycie kosztów osieroconych dla celów podatkowych. Zgodnie z przepisem ust. 1, otrzymanie przez wytwórcę środków finansowych na pokrycie kosztów osieroconych uznaje się dla celów podatku dochodowego od osób prawnych jako zwrot wydatków na nabycie lub wytworzenie składników majątkowych. Kwotę zwrotu wydatków przypadającą na poszczególne składniki majątkowe ustala się proporcjonalnie do ich wartości początkowej pomniejszonej o odpisy amortyzacyjne dokonane dla celów podatkowych (ust. 3).

Art. 43 określa termin przedawnienia roszczeń o wypłatę środków na pokrycie kosztów osieroconych.

Rozdział 6 (Zasady funkcjonowania Zarządcy Rozliczeń S.A.)

Spółka Zarządca Rozliczeń S.A. zostanie zawiązana zgodnie z art. 60 przez operatora, (obecnie PSE – Operator S.A.), jako jedynego założyciela i akcjonariusza (art. 47). Do Zarządcy Rozliczeń S.A. będą miały zastosowanie przepisy Kodeksu spółek handlowych, z uwzględnieniem spraw odrębnie uregulowanych w ustawie (art. 44).

Art. 46 ust. 1 przewiduje, że działalność Zarządcy Rozliczeń S.A. będzie ograniczona do wypełniania zadań określonych w ustawie. Zarządca Rozliczeń S.A. nie będzie mógł podejmować żadnej innej działalności gospodarczej. Wszystkie czynności podejmowane przez Zarządcę Rozliczeń S.A. powinny bezpośrednio lub pośrednio zmierzać do zrealizowania zadań określonych w ustawie. Zgodnie z art. 46 ust. 2, zysk Zarządcy Rozliczeń S.A. będzie mógł być przeznaczony wyłącznie na finansowanie zadań tej spółki, określonych w ustawie. Zarządca Rozliczeń S.A. nie będzie więc wypłacać dywidendy, ani dokonywać wypłat zysku w innych formach.

Wszystkie akcje Zarządcy Rozliczeń S.A. obejmie operator, pokrywając je wkładem pieniężnym w całości przed wpisaniem Zarządcy Rozliczeń S.A. do

rejestrze (art. 47 ust. 1 i 2). Wszystkie akcje Zarządcy Rozliczeń S.A. będą imienne i nie będą podlegały zamianie na akcje na okaziciela (art. 47 ust. 3). Zasady te będą miały zastosowanie także w przypadku podwyższenia kapitału zakładowego Zarządcy Rozliczeń S.A.

Operator nie będzie mógł rozporządzać akcjami Zarządcy Rozliczeń S.A. (art. 48 ust. 1). Akcje Zarządcy Rozliczeń S.A. nie będą podlegały zajęciu, czyli wierzyciele operatora nie będą mogli dochodzić zaspokojenia swoich roszczeń do niego z akcji Zarządcy Rozliczeń S.A. (art. 48 ust. 2). Na akcjach Zarządcy Rozliczeń S.A. nie będzie też można ustanawiać zabezpieczenia należności publicznoprawnych, w szczególności należności podatkowych operatora (art. 48 ust. 3).

Kapitał zakładowy Zarządcy Rozliczeń S.A. nie będzie mógł być obniżany (art. 49). Zarządca Rozliczeń S.A. nie będzie mógł emitować obligacji zamiennych ani obligacji z prawem pierwszeństwa, czyli tych szczególnych rodzajów obligacji, które dają obligatariuszom prawo do nabycia akcji emitenta (art. 50).

Art. 51 reguluje politykę finansową Zarządcy Rozliczeń S.A. w zakresie lokowania zgromadzonych środków oraz terminu wymagalności lokat.

Art. 52 reguluje kwestie dotyczące rady nadzorczej Zarządcy Rozliczeń S.A.: kadencję rady, skład rady i sposób powoływania i odwoływania jej członków oraz jej niektóre kompetencje – czynności, których dokonanie przez Zarządcę Rozliczeń S.A. wymagać będzie zgody rady. Sposób powoływania i odwoływania członków Rady Nadzorczej oznacza, że państwo, za pośrednictwem wskazanych organów administracji, będzie sprawować kontrolę nad istotnymi działaniami Zarządcy Rozliczeń S.A. Ze względu na unikalny zakres zadań Zarządcy Rozliczeń S.A. oraz finansowy wymiar dokonywanych przez tę spółkę czynności i ich znaczenie dla gospodarki, kontrola ta jest w pełni uzasadniona.

Zgodnie z art. 53 ust. 1, Zarządca Rozliczeń S.A. nie może uczestniczyć w przekształceniach kapitałowych. Ze względu na ustalony, w ścisły sposób ustawą, szczególny charakter działań Zarządcy Rozliczeń S.A., polegający na przekazaniu środków na pokrycie kosztów osieroconych, rozwiązanie Zarządcy

Rozliczeń S.A. będzie mogło nastąpić dopiero po wypełnieniu zadań przewidzianych w ustawie (art. 53 ust. 2). Z tego samego powodu wyłączono w stosunku do Zarządcy Rozliczeń S.A. stosowanie art. 459 Kodeksu spółek handlowych (ust. 4).

Art. 54 mówi o obowiązku sporządzania raportów, które pozwolą na lepsze monitorowanie udzielanej pomocy publicznej.

Rozdział 7 (Kary pieniężne)

Wprowadzenie kar pieniężnych (art. 55) ma na celu zniechęcenie wytwórców do nieprzekazywania lub przekazywania nieprawdziwych danych, co w efekcie może skutkować nierzetelnymi kalkulacjami dokonywanymi przez Prezesa URE lub uniemożliwieniem dokonania kalkulacji korekt rocznych kosztów osieroconych. Tym samym wytwórca mógłby uniknąć konieczności zwrotu środków otrzymanych w ramach pokrywania kosztów osieroconych lub opóźnić taki zwrot.

Rozdział 8 (Zmiany w przepisach obowiązujących)

Art. 56 wprowadza zmiany do ustawy – Prawo energetyczne:

- 1) zmiana art. 31 ust. 3 wprowadza prawną podstawę do publikowania w Biuletynie URE informacji istotnych dla podmiotów zobowiązanych do płacenia opłaty przejściowej,
- 2) zmiana art. 45, polegająca na dodaniu nowego ust. 1b, jest konsekwencją zmiany zasad rozliczania kosztów wytwórców, wynikających z obowiązywania umów długoterminowych. W rezultacie przedterminowego rozwiązania umów długoterminowych, z taryf na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej usunięte zostaną elementy związane z obsługą umów długoterminowych. Dodanie do art. 45 nowego ust. 1c ma na celu zapewnienie uznania kosztów poboru opłaty przejściowej za koszty uzasadnione,
- 3) dodanie do art. 45 nowego ust. 6 ma na celu uwzględnienie zmiany w taryfach dla energii elektrycznej po wprowadzeniu opłaty przejściowej.

Rozdział 9 (Przepisy dostosowujące i końcowe)

Art. 57 precyzyjnie określa moment, od którego bezwzględnie zaprzestaje się pobierania składnika wyrównawczego stawki systemowej opłaty przesyłowej – niezależnie od tego, czy podpisana zostanie jakakolwiek umowa rozwiązująca kontrakt długoterminowy. Taka konstrukcja umożliwia eliminację z porządku prawnego niektórych elementów, mogących stać w sprzeczności z zapisami TWE oraz wzmacnia spójność systemu odstąpienia od KDT. Obecny system finansowania KDT przez składnik wyrównawczy, historycznie nie był związany z finansowaniem KDT, lecz z projektowanym w 2000 r. Systemem Opłat Kompensacyjnych, mających na celu sfinansowanie rekompensat wypłacanych w zamian za rozwiązanie KDT. Ostatecznie system nie został wprowadzony, a opłata została. W „Informacjach o wynikach kontroli restrukturyzacji i przekształceń własnościowych w sektorze elektroenergetycznym”, przygotowanych przez Najwyższą Izbę Kontroli z września 2006 r. wyraźnie wskazano, że Minister Gospodarki niezasadnie nałożył na odbiorców opłatę wyrównawczą należną na rzecz PSE S.A. Zgodnie bowiem z programem System Opłat Kompensacyjnych, warunkiem nałożenia tej opłaty miała być restrukturyzacja KDT.

Należy także dostrzec zagrożenie związane z istnieniem składnika wyrównawczego w polskim systemie prawnym. Obecnie pobierany składnik jest przywiązany do ilości zużywanej energii elektrycznej, a w konsekwencji obłożona nim jest zarówno energia importowana, jak i eksportowana, co de facto narusza art. 25 i 90 Traktatu WE. Jego eliminacja na etapie restrukturyzacji KDT ma uchronić Polskę przed ewentualnym postępowaniem Komisji Europejskiej w sprawie naruszenia Traktatu na podstawie art. 226 TWE.

Celem art. 57 jest też umożliwienie sprawnego przeprowadzenia procesu wprowadzenia w dniu, w którym nastąpi rozwiązanie umów długoterminowych, opłaty do nowych taryf przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązane do przedkładania nowych taryf do zatwierdzenia przez Prezesa URE na podstawie przepisów Prawa energetycznego. Począwszy od tego dnia przedsiębiorstwa energetyczne powinny stosować taryfy nieuwzględniające składnika wyrównawczego stawki systemowej.

Art. 58 reguluje moment powstania po raz pierwszy obowiązku przekazywania informacji określonych w art. 16.

Art. 59 odnosi się do szczególnej sytuacji podmiotu, który nie oddał jeszcze jednostki objętej umową długoterminową do użytku. W tym zakresie koszty osierocone zostały skalkulowane w oparciu o dane prognozowane i w 2009 r. prognoza ta powinna ulec weryfikacji w oparciu o dane rzeczywiste, przekazane (zgodnie z ust. 2) do dnia 30 czerwca 2009 r.

Art. 61 przewiduje dla ustawy 30-dniowy termin *vacatio legis*. Samo wejście w życie ustawy nie zmienia co do zasady od razu sytuacji prawnej wytwórców, zakładów energetycznych oraz odbiorców końcowych. Poszczególne momenty, w których zaczynają działać mechanizmy ustawy, liczone są od dnia wejścia w życie ustawy. Szybkie wejście w życie ustawy pozwoli na bezzwłoczne rozpoczęcie przygotowań do rozwiązania umów długoterminowych na podstawie umów rozwiązujących.

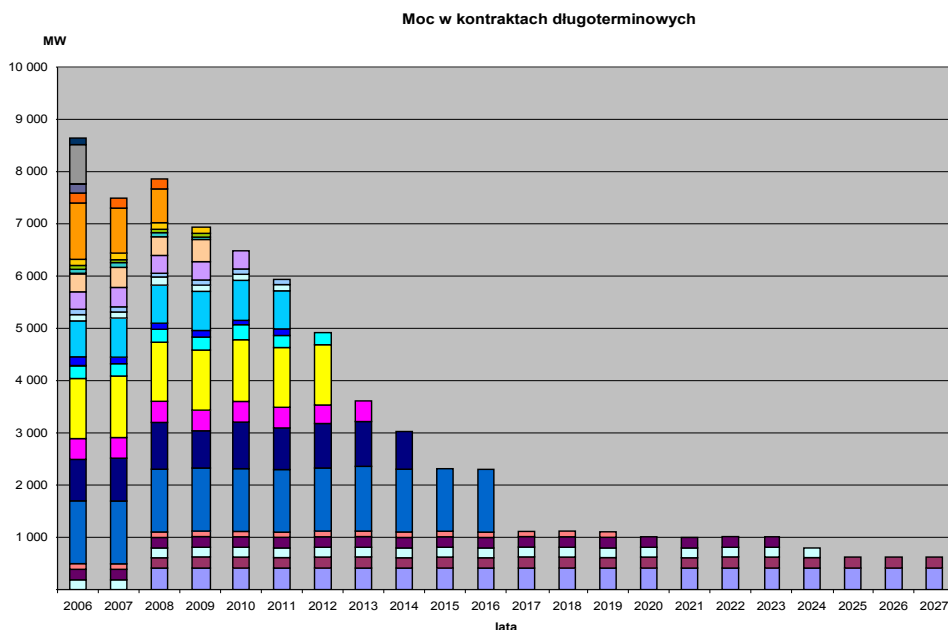
OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Zakres regulacji

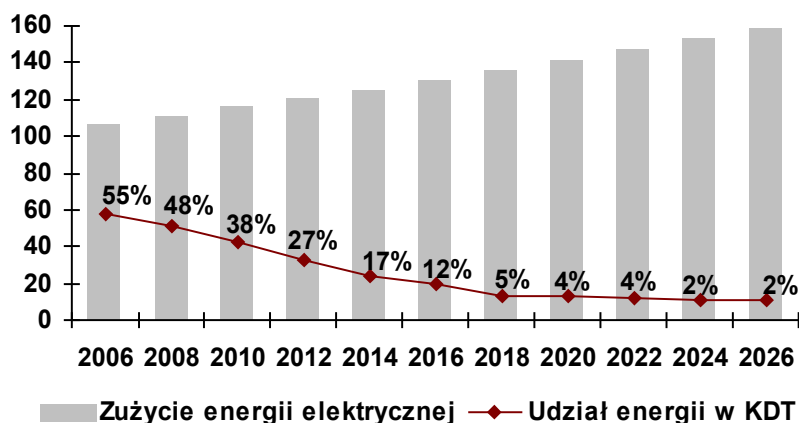
1.1. Przedmiot regulacji

Kontrakty długoterminowe na zakup mocy i energii elektrycznej (KDT) zawarte zostały w latach 1994-1998 między wytwórcami energii elektrycznej wybranymi w drodze przetargu i Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. KDT nie zostały rozwiązane przed wejściem Polski do Unii Europejskiej (UE) i stanowią obecnie jedną z istotnych barier dla liberalizacji rynku energii elektrycznej. KDT ograniczają płynność rynku hurtowego obrotu energią elektryczną. Wielkość mocy i energii elektrycznej zakontraktowana w ramach KDT stanowi znaczny procent w skali kraju i mimo zmniejszania się jej udziału w miarę upływu czasu wpływać będzie na polski rynek energii elektrycznej jeszcze przez kilkanaście lat.

Rysunek 1. Moc zakontraktowana w KDT



Rysunek 2. Ścieżka wygasania kontraktów długoterminowych



Komisja Europejska (KE) skierowała w dniu 23 listopada 2005 r. do władz polskich decyzję dotyczącą wszczęcia postępowania określonego w art. 88 ust. 2 Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską (TWE) w odniesieniu do pomocy państwa przyznawanej w ramach KDT (decyzja została w dniu 2 marca 2006 r. opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE nr C 52). KE sprawdza w toku postępowania, czy KDT nie stanowią formy niedozwolonej pomocy publicznej.

1.2. Cel regulacji

Głównym efektem wdrożenia ustawy, stanowiącej program pomocy publicznej, będzie szybszy rozwój konkurencyjnego rynku energii elektrycznej oraz likwidacja ryzyka związanego z trwającym postępowaniem KE.

Odejście od obecnej formy KDT powinno umożliwić takie kształtowanie się cen na rynku konkurencyjnym, które będzie stwarzać bodźce do rozwoju inwestycji w nowe moce wytwórcze energii elektrycznej.

Projekt ustawy przewiduje udzielanie pomocy publicznej w formie kwot na pokrycie kosztów osieroconych podmiotom, które przystąpią do umów rozwiązujących. Pomoc udzielana będzie w przypadku, gdy wyniki finansowe na działalności operacyjnej wytwórców będą zbyt niskie, aby pokryć poniesione nakłady na aktywa związane z wytwarzaniem energii elektrycznej.

1.3. Alternatywne sposoby rozwiązania problemu KDT

W toku trwających prac nad rozwiązaniem problemu KDT od 1999 r., przeanalizowano i próbowano wdrożyć różne działania mające pozwolić na odejście od KDT. Każde z rozwiązań posiadało wady, które uniemożliwiły jego wdrożenie. Najważniejsze dotychczasowe rozwiązania to:

- System Opłat Kompensacyjnych,
- obligatoryjne rozwiązanie KDT na podstawie ustawy za rekompensatą szacowaną na ok. 15 mld zł,
- dobrowolne rozwiązanie KDT na podstawie ustawy i pokrywanie kosztów osieroconych z wypłatą kwoty bazowej (początkowej) tych kosztów w wysokości ok. 10,5 mld zł. W tym rozwiązaniu szacowana maksymalna kwota kosztów osieroconych była na 23,2 mld zł.

Obecne rozwiązanie jest oparte na doświadczeniach z poprzednich rozwiązań, z uwzględnieniem oczekiwań KE co do metodologii obliczania i monitorowania rozliczeń kosztów osieroconych.

Alternatywnie dokonano także wstępnej analizy pozostawienia obecnej formy KDT, aż do ich naturalnego wygaśnięcia. Koszty takiego rozwiązania zostaną omówione w punkcie 3.

2. Konsultacje społeczno-gospodarcze projektu restrukturyzacji KDT

2.1. Konsultacje w kraju

Projekt ustawy bazuje na doświadczeniach szeroko konsultowanego projektu ustawy notyfikowanego KE jako program pomocowy w marcu 2005 r. Wzięto pod uwagę szereg krytycznych uwag zgłoszonych do poprzedniego projektu ustawy także na etapie prac parlamentarnych.

W dniach 20-28 marca 2006 r. prowadzone były przez Urząd Regulacji Energetyki (URE) konsultacje z wytwórcami stronami KDT¹⁾, poświę-

¹⁾ BOT Górnictwo i Energetyka S.A., Elektrociepłownia Chorzów ELCHO Sp. z o.o., Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A., Elektrownia Kozienice S.A., Elektrociepłownia Kraków S.A., Elektrociepłownia Lublin-Wrotków Sp. z o.o., Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o., Elektrownia Opole S.A., Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A., Południowy Koncern Energetyczny S.A., Elektrociepłownia Rzeszów S.A., Elektrownia Turów S.A., Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.

cone metodologii wyliczeń kosztów osieroconych oraz poprawności danych wykorzystywanych w modelu kalkulacji kosztów osieroconych. W dniu 29 marca 2006 r. rozpoczęte zostały prace nad aktualizacją wyliczeń w oparciu o korekty danych, nadsyłane do dnia 4 kwietnia 2006 r. przez wytwórców.

Uwzględniając sugestie wytwórców uczestniczących w konsultacjach, w porozumieniu z Ministrem Gospodarki Prezes URE wprowadził zmiany do metodologii kalkulacji kosztów osieroconych przez uwzględnienie obowiązujących limitów emisji CO₂, zmianę standardów kosztów w zakresie utrzymania i remontów źródeł wykorzystujących węgiel brunatny oraz urealnienie warunków rynkowych dla elektrociepłowni pracujących nie w pełnym skojarzeniu. Prace związane z aktualizacją kalkulacji kosztów osieroconych zakończone zostały przez URE w dniu 10 kwietnia 2006 r.

Główne założenia projektu ustawy zostały zaprezentowane podczas spotkania organizowanego w dniu 10 sierpnia 2006 r. przez Ministerstwo Gospodarki, w którym uczestniczyli przedstawiciele wytwórców i ich właścicieli oraz kredytodawców. Projekt ustawy został opublikowany w Biuletynie Informacji Publicznej w dniu 15 września 2006 r. zgodnie z ustawą z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2005 r. Nr 169, poz. 1414).

W dniu 15 września 2006 r. projekt ustawy został skierowany do uzgodnień międzyresortowych, a w dniu 28 września 2006 r. odbyła się międzyresortowa konferencja uzgadniająca. Zgłoszenia zainteresowania pracami nad projektem ustawy nadesłały:

- BOT Górnictwo i Energetyka S.A. (5.10.2006 r. oraz 23.10.2006 r.),
- Elektrociepłownia ELCHO Chorzów Sp. z o.o. (9.10.2006 r. oraz 6.11.2006 r.),
- Elektrociepłownia Zielona Góra S.A. (9.10.2006 r.),
- Kogeneracja Wrocław S.A. (13.10.2006 r.),
- Dresdner Bank AG (13.10.2006 r.),

- Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. (23.10.2006 r.)
- Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (25.10.2006 r.),
- Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o. (30.10.2006 r.),
- Południowy Koncern Energetyczny S.A. (31.10.2006 r.),
- EDF International (8.11.2006 r.),
- Elektrociepłownia Kraków S.A. (14.11.2006 r.),
- EnBW AG (14.11.2006 r.),
- Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych (17.11.2006 r.).

Zgłoszone przez te podmioty uwagi dotyczyły następujących zasadniczych założeń projektu ustawy, a mianowicie, że:

- rozwiązanie KDT jest pozornie dobrowolne, więc jest to wyłączenie, za które należy się słuszne odszkodowanie,
- istnieje potrzeba uzyskania akceptacji kredytodawców i pokrycia kosztów finansowych w kosztach osieroconych,
- koszty osierocone powinny zapewniać wytwórcom zwrot z kapitału,
- istnieje potrzeba uwzględnienia długoterminowych kontraktów na dostawę paliwa, przede wszystkim gazu ziemnego,
- nierówne jest traktowanie podmiotów prywatnych i spółek Skarbu Państwa,
- jest możliwość roszczeń do Skarbu Państwa w przypadku KDT powiązanych z umowami prywatyzacyjnymi,
- należy usunąć zapisy uniemożliwiające skorzystanie z programu przedsiębiorstw pionowo zintegrowanym.

Projekt ustawy został skierowany we wrześniu 2006 r. do organizacji pracodawców zgodnie z art. 16 ustawy z dnia 23 maja 1991 r. o organizacjach pracodawców z dnia (Dz. U. Nr 55, poz. 235, z późn. zm.) oraz do związków zawodowych zgodnie z art. 19 ustawy z dnia 23 maja 1991 r. o związkach zawodowych (Dz. U. Nr 79, poz. 854,

z późn. zm.). Uwagi do projektu ustawy wpłynęły jedynie od OPZZ, które przekazało opinię Federacji Związków Zawodowych Górnictwa Węgla Brunatnego. Z opinii tej wynika, że główne zastrzeżenia wzbudzają zapisy odnośnie do wyłączenia Elektrowni Turów S.A. z systemu pokrywania kosztów osieroconych w przypadku konsolidacji w Polskiej Grupie Energetycznej.

Do projektu ustawy wpłynęły też uwagi Związku Banków Polskich, które dotyczą m.in.:

- zasadności pozbawienia możliwości pokrywania kosztów osieroconych wytwórców będących przedmiotem konsolidacji pionowej w ramach grup energetycznych,
- postulatu wydłużenia do 90 dni terminu na zawarcie umów rozwiązujących,
- postulatu utrzymania składnika wyrównawczego stawki systemowej opłaty przesyłowej,
- wzrostu ryzyk kredytowych w wyniku wejścia w życie ustawy,
- nieuwzględnienia specyfiki wytwórców wytwarzających energię elektryczną w oparciu o gaz ziemny.

2.2. Konsultacje z Komisją Europejską

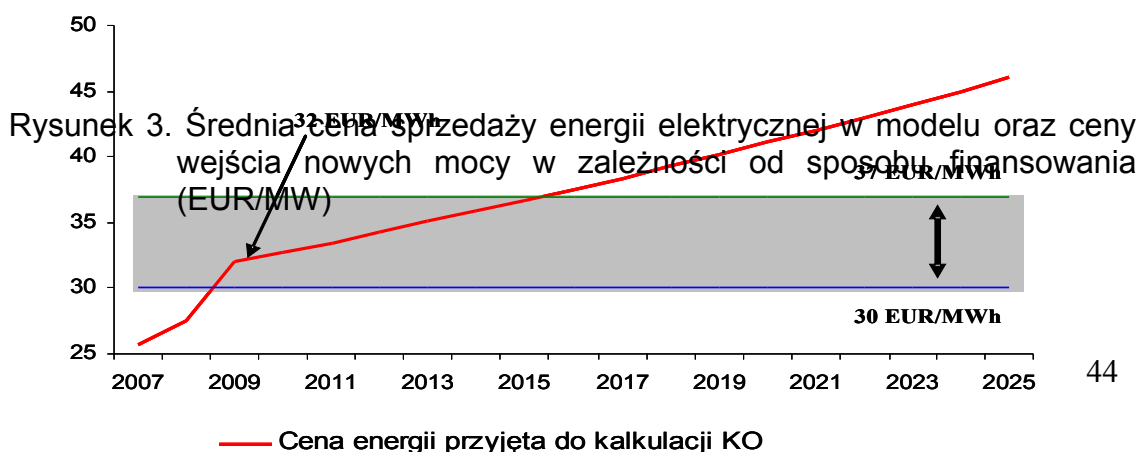
Projekt ustawy z 2005 r., przygotowany przez poprzedni rząd, został w marcu 2005 r. notyfikowany KE jako program pomocowy w sprawie pokrywania kosztów powstałych w przedsiębiorstwach w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych. Obecny projekt ustawy, pomimo zasadniczych zmian, formalnie stanowi aktualizację notyfikowanego programu pomocy publicznej. Konsultacje z przedstawicielami KE prowadzone są w sposób ciągły od 2004 r. Ich intensyfikacja nastąpiła po wydaniu przez KE decyzji dotyczącej wszczęcia postępowania określonego w art. 88 ust. 2 Traktatu

ustanawiającego Wspólnotę Europejską (TWE), także w odniesieniu do notyfikowanego programu pomocowego.

3. Skutki realizacji programu restrukturyzacji KDT

Zgodnie z projektem zarządca rozliczeń będzie lokował wpływy z opłaty przejściowej na wyodrębnionym rachunku tzw. „rachunku opłaty”. Celem zapewnienia płynności systemu pokrywania kosztów osieroconych planowane jest uwzględnienie przy kalkulacji opłaty przejściowej rezerwy środków, służących jako zabezpieczenie wypłat kwot na pokrycie kosztów osieroconych, zwanej „zasobem płynnościowym”. Rezerwa ta uzależniona będzie od ilości podmiotów objętych w danym roku programem i będzie się zmniejszać wraz z końcem okresu korygowania dla poszczególnych wytwórców.

Z wpływów z opłaty i z wpływów z odsetek od środków na rachunku opłaty będą pokrywane koszty osierocone wytwórców. Kwota maksymalna pomocy została oszacowana na ok. 11,5 mld zł (kwota zdyskontowana na dzień 1 stycznia 2007 r.) i jest to maksymalna suma środków, jaka może zostać wypłacona przedsiębiorstwom. Kwota maksymalna została zaprognozowana przy przyjętej ścieżce kształtowania się cen energii elektrycznej, którą przedstawia rysunek 3. Taka ścieżka cen odpowiadać ma „najgorszemu” scenariuszowi kształtowania się cen rynkowych, ale jednocześnie ceny przyjęte do kalkulacji nie mogą blokować możliwości inwestowania w nowe moce wytwórcze na rynku.



Można spodziewać się, że ceny rynkowe po rozwiązaniu KDT będą kształtować się na poziomie przekraczającym 32 EUR/MWh. Nie będzie wynikać to jednak z faktu rozwiązania KDT, ale będzie skutkiem następujących procesów w elektroenergetyce:

- potrzebie odbudowy wyeksploatowanych mocy wytwórczych (ok. 60% mocy zainstalowanej w systemie ma ponad 25 lat),
- wprowadzanych limitów emisji CO₂, SO₂, NO_x,
- wzrastającego zapotrzebowania na energię elektryczną,
- wzrastających cen paliw pierwotnych, w tym cen gazu i ropy.

Sam proces rozwiązania KDT powinien być w krótkim okresie neutralny dla odbiorców końcowych, a w długookresowej perspektywie przynieść im wymierne korzyści.

Obecnie odbiorcy końcowi ponoszą dodatkowe koszty istnienia KDT w postaci dodatkowego składnika opłaty przesyłowej – składnika wyrównawczego. W 2006 r. stawka netto tego składnika wynosi 31,15 zł/MWh, a całkowite koszty ponoszone przez odbiorców końcowych z tego tytułu wynoszą ok. 4 mld zł brutto rocznie. W roku 2007 i 2008 można je szacować na ok. 3,1 mld zł netto rocznie. Koszty związane z opłatą przejściową globalnie netto w pierwszych dwóch latach zbierania opłaty (na które stawki opłaty są ustalone w ustawie) nie powinny przekroczyć 2,7 mld zł rocznie. Ponieważ najbardziej prawdopodobnym scenariuszem jest pozostanie cen energii elektrycznej na zbliżonym poziomie do poziomu cen w 2006 r., korzyść dla odbiorców końcowych z tytułu rozwiązania KDT można oszacować na poziomie ok. 400 mln zł, a biorąc pod uwagę, że

opłata przejściowa wejdzie w życie najprawdopodobniej w połowie 2007 r., to korzyść dla odbiorców końcowych w 2007 r. będzie ok. 200 mln zł.

W przypadku gdyby cena energii elektrycznej w pierwszych dwóch latach funkcjonowania programu wzrosła znacząco, to korzyści dla odbiorców końcowych nie wystąpiłyby w tym okresie. Jednak pojawią się one w takim przypadku już w 2009 r. w postaci spadku całości obciążeń odbiorców wynikających z opłaty przejściowej i ceny energii elektrycznej.

Długookresowo w przypadku utrzymywania się cen energii elektrycznej powyżej poziomu przyjętego do kalkulacji kosztów maksymalnych, obciążenia odbiorców końcowych z tytułu opłaty będą zbliżone do zera, nie będzie potrzeby zbierania opłaty. Długookresowym skutkiem programu będzie także złagodzenie dla odbiorców końcowych wzrostów cen wynikających z innych procesów na rynku energii elektrycznej.

W obecnym stanie, przy istniejących KDT, które determinują przychody większości wytwórców, instytucje finansowe nie są skłonne do udzielania wytwórcom dalszych kredytów. Oznacza to, że umowy długoterminowe nie tylko nie zapewniają dopływu do sektora energetycznego nowych środków finansowych, ale są wręcz przeszkodą w tym względzie. Może oznaczać to zahamowanie rozwoju sektora na kilka a nawet kilkanaście lat. Nowe inwestycje w sektorze są niezbędne do spełniania coraz wyższych norm ochrony środowiska oraz – w perspektywie kilku lat – do zaspokojenia wzrastającego zapotrzebowania na energię elektryczną. Na rynkach takich jak rynek energii elektrycznej, niewystarczająca podaż towaru może doprowadzić do skokowych wzrostów jego cen w przyszłości.

3.1. Wpływ na wydatki i dochody sektora publicznego (w tym budżetu państwa)

Z punktu widzenia budżetu państwa należy pamiętać o istotnej kwestii, jaką jest istniejące ryzyko postawienia gwarancji Skarbu Państwa w stan wymagalności z tytułu udzielonych w przeszłości poręczeń i gwarancji podmiotom sektora elektroenergetycznego. Aby

zneutralizować to ryzyko, przed przystąpieniem wytwórców posiadających takie gwarancje do umów rozwiązujących, niezbędne jest uzyskanie przez nich zgody wierzycieli na taką zmianę. Z analiz wpływu rozwiązania KDT na przyszłą sytuację przedsiębiorstw objętych gwarancjami Skarbu Państwa wynika, że przedsiębiorstwa te nie będą miały problemu z funkcjonowaniem na rynku, nawet w przypadku rozwiązania KDT bez prawa do pokrywania kosztów osieroconych.

Oplata przejściowa wprowadzana projektem ustawy zastąpi część opłaty przesyłowej wynikającej ze składnika wyrównawczego stawki systemowej, określonego w przepisach Prawa energetycznego. Zarówno opłata przejściowa, jak i składnik wyrównawczy stawki systemowej podlegają opodatkowaniu podatkiem od towarów i usług (VAT). Jednak obecnie podatek uiszczany jest od kwoty ok. 3,1 mld zł, czyli przychody do budżetu państwa z tytułu VAT można szacować na ok. 682 mln zł. Po wprowadzeniu opłaty przejściowej i spadku obciążeń dla odbiorców końcowych z tytułu opłaty podstawą podatku będzie kwota ok. 2,7 mld zł. Przychody do budżetu państwa z tytułu VAT można będzie w tej sytuacji szacować na ok. 594 mln zł w 2007 r. i 2008 r. Ubytek tych wpływów może być zrekompensowany wyższymi wpływami z podatku VAT za energię elektryczną w przypadku wzrostu jej cen. W takim przypadku spadną wpływy z podatku VAT od opłaty przejściowej, ale wzrosną wpływy z podatku VAT od energii elektrycznej.

W związku z nałożeniem na Prezesa URE dodatkowych obowiązków, wynikających z ustawy, w postaci obliczania kosztów osieroconych, zatwierdzania umów rozwiązujących, kalkulacji stawek opłat i nadzorowania przedsiębiorstw beneficjentów pomocy publicznej, niezbędne będzie zwiększenie zaangażowania pracowników URE. Analizę potrzeb związanych ze zwiększeniem zatrudnienia w URE w związku z programem pomocowym będzie można dookreślić w pracach nad projektem ustawy budżetowej na rok 2008 lub nawet 2009 z uwagi na fakt, że szereg czynności, jakie będzie musiał

wykonywać Prezes URE w związku z udzielaną pomocą publiczną w ramach programu będzie wykonywane dopiero od 2008 i 2009 r.

Powołana zostanie spółka celowa do zarządzania przepływami pieniężnymi. Spółka będzie należeć do spółki z wyłącznym udziałem Skarbu Państwa (Operatora Systemu Przesyłowego) i będzie kontrolowana przez organ administracji publicznej. Koszty działalności spółki to ok. 1 mln zł w skali roku, tzn. ok. 25 mln zł w skali projektu, licząc maks. do 2029 r. Szacowane koszty nie obejmują kosztów związanych z pozyskaniem środków na pokrycie kosztów osieroconych przez zaciągnięcie zadłużenia.

Z uwagi na utrzymywanie przez zarządcę rozliczeń zasobu płynnościowego i możliwości lokowania tych środków w bezpieczne lokaty, spółka ta może być znaczącym nabywcą krótkoterminowych papierów wartościowych emitowanych przez Skarb Państwa.

3.2. Wpływ na rynek pracy

Biorąc pod uwagę rozwiązanie umów długoterminowych i poddanie wytwórców energii elektrycznej rynkowej presji, nie powinno mieć to wpływu na stopę bezrobocia.

Racjonalizacja poziomu zatrudnienia do wymagań rynku energii elektrycznej będzie odbywać się niezależnie od realizacji ustawy i wynikać będzie z postępującej integracji europejskiego rynku energii elektrycznej.

W dłuższym okresie czasu należy oczekiwać efektów pozytywnych związanych z kreowaniem nowych miejsc pracy. Nastąpi to w wyniku sprawnie działającego rynku energii elektrycznej, na którym sygnały cenowe będą wymuszać efektywność podmiotów i tym samym racjonalizację cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, a także umożliwią nowe inwestycje w elektroenergetyce, co będzie wiązało się z kreowaniem nowych miejsc pracy w sektorze.

3.3. Wpływ na konkurencyjność wewnętrzną i zewnętrzną

Wpływ na wytwórców energii elektrycznej

Wprowadzenie programu restrukturyzacji KDT stwarza wszystkim wytwórcom energii elektrycznej możliwość konkurowania według takich samych reguł rynkowych. Konieczne jest, dla zachowania warunków uczciwej konkurencji, równoległe wdrożenie mechanizmów odzwierciedlających koszty produkcji energii elektrycznej z mniejszą jednostkową emisją zanieczyszczeń do powietrza.

Ciągła rywalizacja będzie zmuszać wytwórców do inwestowania w nowe, lepsze technologie cechujące się większą sprawnością, czyli przede wszystkim mniejszym zużyciem paliwa. Mniejsze zużycie paliwa będzie z kolei wiązać się z niższymi emisjami zanieczyszczeń do środowiska.

W ramach kalkulacji wysokości kosztów osieroconych zbudowano symulator rynku konkurencyjnego, umożliwiający prognozowanie przychodów rynkowych poszczególnych wytwórców po wdrożeniu programu. Przeanalizowano ich kondycję finansową i utrzymanie płynności finansowej, przy założeniu ewentualnych korekt wysokości pokrywanych kosztów osieroconych, likwidacji najmniej ekonomicznych jednostek, wprowadzaniu nowych i przy uwzględnieniu konieczności ponoszenia wydatków na wdrażanie dyrektywy 2001/80/WE (LCP). Praktycznie wszystkie firmy mają szanse funkcjonować w nowych warunkach, jeżeli w jednakowym stopniu będą się do nich dostosowywać.

Przystąpienie do programu pomocowego ustanawianego ustawą i podpisanie umów rozwiązujących eliminuje ryzyko wytwórców w związku z trwającym postępowaniem KE wobec KDT. W przypadku uznania danej umowy długoterminowej za pomoc publiczną (czyli pomoc przyznaną ze środków publicznych, uprzywilejowującą podmiot, który ją otrzymał, mającą wpływ na konkurencję i handel na rynku UE),

KE nakaże Polsce wdrożyć program zapewniający rozwiązanie danego KDT i zwrot pomocy otrzymanej bezprawnie od dnia 1 maja 2004 r., czyli dnia akcesji. Konieczność zwrotu środków może znacząco pogorszyć sytuację wytwórców.

Wpływ na spółki dystrybucyjne energii elektrycznej

Konieczność pozyskiwania całości energii na rynku konkurencyjnym uaktywni jego stronę popytową i wymusi większą racjonalizację kosztów własnych. Sprzyjać to będzie szybkiemu przygotowaniu dostawców energii elektrycznej do konkurencji ze spółkami obrotu, zwłaszcza działającymi w wielu krajach UE.

Wpływ na spółki obrotu energią elektryczną

Uwolnienie znacznej ilości energii elektrycznej, objętej obecnie umowami długoterminowymi, spowoduje, że spółki obrotu będą miały do dyspozycji znacznie większy wolumen energii elektrycznej od wytwórców niż ma to miejsce obecnie. Dzięki temu, spółki obrotu energią elektryczną będą mogły rozpocząć lub znacznie rozwinąć swoją działalność, przez co odbiorcy końcowi będą mieć coraz szerszy wybór konkurencyjnych ofert sprzedaży energii elektrycznej.

Wpływ na grupę kapitałową PSE S.A.

Przez rozwiązanie umów długoterminowych PSE S.A. nie będą obciążone zobowiązaniami zakupu większości produkowanej w kraju energii elektrycznej. Zostanie też zlikwidowana taryfa hurtowa i składnik wyrównawczy stawki systemowej opłaty przesyłowej. Rozwiązanie KDT spowoduje, że obroty PSE S.A. spadną, ale nie będzie to miało większego wpływu na realizację zadań spółki i wywiązywanie się z pozostałych zobowiązań.

Ryzyko dla grupy PSE S.A. wystąpi w przypadku nieprzystąpienia części wytwórców do programu. W takiej sytuacji PSE S.A. nadal pozostanie stroną KDT, ale nie będzie dysponować dodatkowym finansowaniem w postaci składnika wyrównawczego stawki

systemowej opłaty przesyłowej. Ryzyka dla PSE S.A. powinna minimalizować planowana w ramach „Programu dla elektroenergetyki” konsolidacja pionowa i utworzenie Polskiej Grupy Energetycznej, który to podmiot będzie w stanie sprostać obciążeniom finansowym w przypadku nieprzystąpienia części wytwórców do programu restrukturyzacji KDT.

Wpływ na instytucje finansujące wytwórców energii elektrycznej

Likwidacja systemu KDT, zabezpieczającego długookresowe finansowanie dla elektroenergetyki, przejściowo utrudni bankom ocenę ryzyka firm działających w tym sektorze. Realizowana równolegle integracja pozioma i pionowa firm sektora praktycznie zrównoważy ryzyko niepewnych prognoz rynkowych.

Prognozowany wzrost cen energii elektrycznej na rynku hurtowym (przy zmniejszonych opłatach dodatkowych dla odbiorców końcowych) powinien stworzyć dogodne warunki kredytowania nowych inwestycji w moce wytwórcze.

Wpływ na odbiorców energii elektrycznej

Zastosowane rozwiązanie powoduje zastąpienie opłaty o charakterze zmiennym (zależna od zużycia energii) opłatą o charakterze stałym (niezależna od zużycia energii).

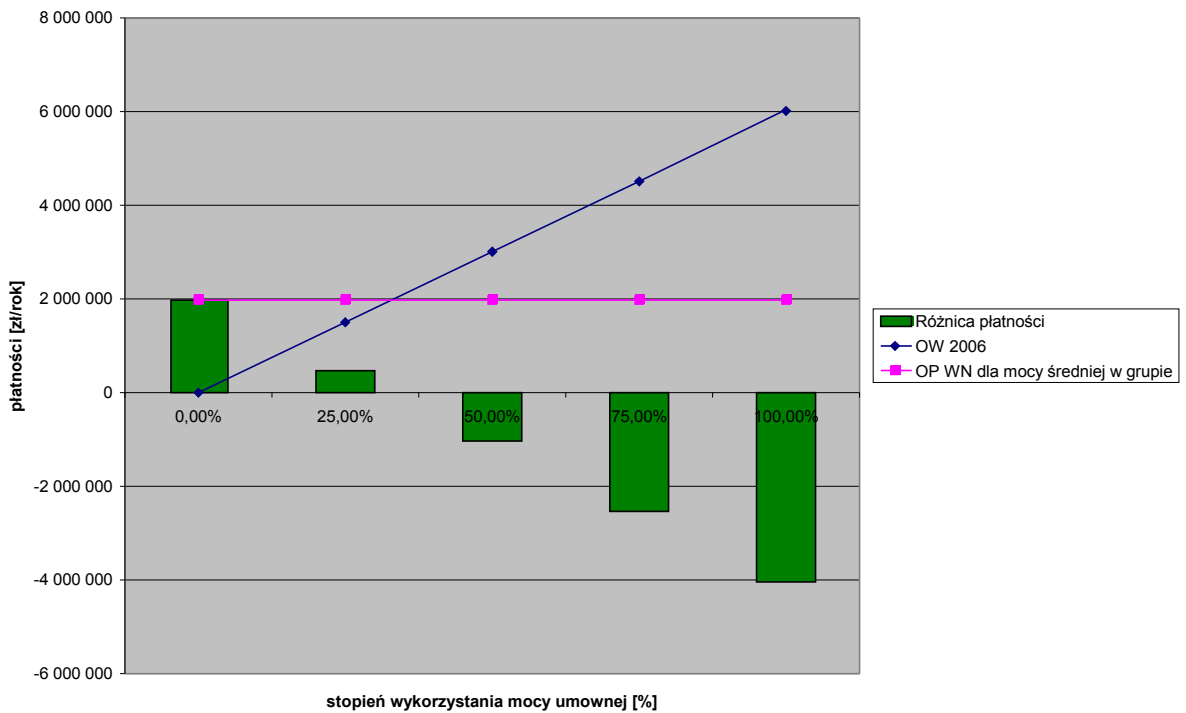
Dla grupy odbiorców, których instalacje przyłączone są na wysokim napięciu, planowany jest spadek obciążeń do 82,7%. Odbiorcy, których instalacje przyłączone są na średnim napięciu, powinni zanotować spadek obciążeń do 73,1%.

Dla odbiorców nieprowadzących działalności gospodarczej, których instalacje przyłączone są na niskim napięciu, opłaty spadają do 76,5%. Przy czym skutki są odmienne w zależności od zużycia energii przez danego odbiorcę. Odbiorców tej grupy podzielono w zależności od

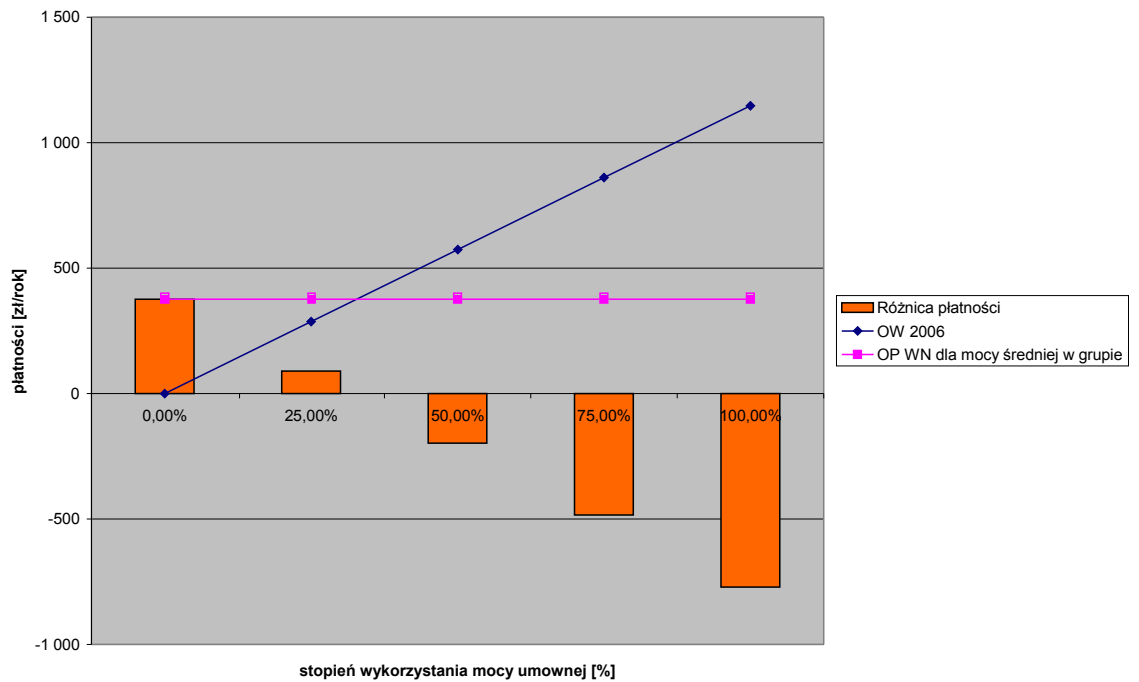
ilości zużywanej energii elektrycznej. Dla grupy o zużyciu energii do 500 kWh występuje niewielki wzrost obciążeń o 1,1%, przy czym roczna płatność dla tej grupy wynosi 5,40 zł. Dla grupy odbiorców zużywających od 501 do 1200 kWh spadek płatności wynosi 79,5%, natomiast dla grupy odbiorców zużywających powyżej 1200 kWh zmiana obciążeń jest równa 75,7%.

Poniżej zostały przedstawione skutki dla poszczególnych grup odbiorców, w których nośnikiem opłaty przejściowej jest moc umowna. W zależności od stopnia wykorzystania mocy umownej płatności tych odbiorców są niższe lub wyższe od płatności ponoszonych obecnie. Dla wszystkich wielkości mocy umownej zależności kształtują się jak poniżej, różnią się natomiast kwoty płatności. Oznacza to, że od pewnej wielkości wykorzystania mocy umownej odbiorca płaci mniej lub więcej niż poprzednio. Dla wszystkich grup odbiorców krzywe przecinają się w przedziale 30-40% wykorzystania mocy umownej.

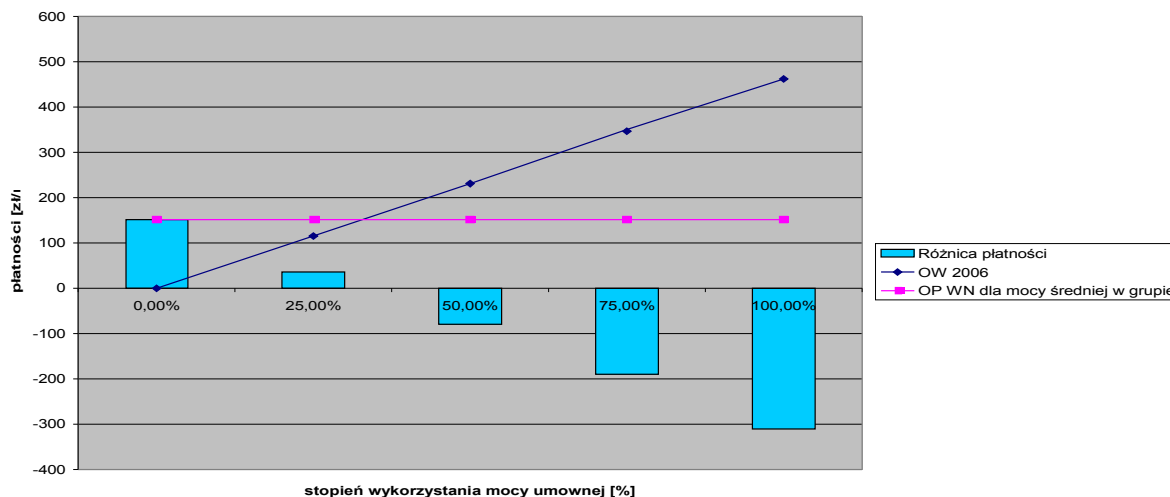
Wykres nr 1. Porównanie płatności z tytułu opłaty wyrównawczej i opłaty przejściowej dla odbiorców na wysokim napięciu pozostałych przy różnym stopniu wykorzystania mocy umownej (do obliczeń zastosowano średnioroczną moc umowną w grupie)



Wykres nr 2. Porównanie płatności z tytułu opłaty wyrównawczej i opłaty przejściowej dla odbiorców na średnim napięciu przy różnym stopniu wykorzystania mocy umownej (do obliczeń zastosowano średnioroczną moc umowną w grupie)

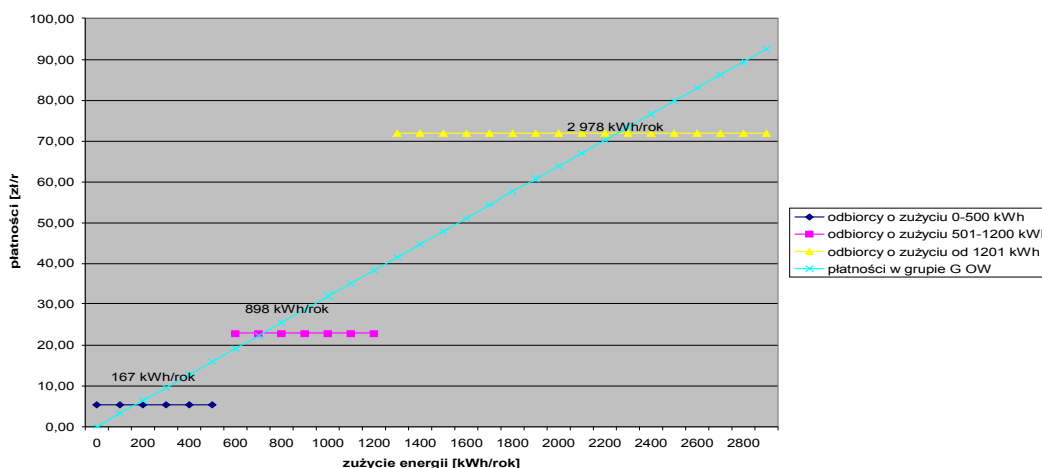


Wykres nr 3. Porównanie płatności z tytułu opłaty wyrównawczej i opłaty przejściowej dla odbiorców na niskim napięciu prowadzących działalność gospodarczą przy różnym stopniu wykorzystania mocy umownej (do obliczeń zastosowano średnioroczną moc umowną w grupie)



Odmienne zależności charakteryzują grupę odbiorców na niskim napięciu nieprowadzących działalności gospodarczej, gdzie nośnikiem opłaty jest liczba odbiorców. W tym przypadku różnica płatności przekłada się bezpośrednio na wielkość zużycia energii elektrycznej danego odbiorcy. Poniżej pokazano płatności dla odbiorców tej grupy w podziale na przedziały zużycia energii elektrycznej zastosowane w projekcie ustawy.

Wykres nr 4. Porównanie płatności z tytułu opłaty wyrównawczej i opłaty przejściowej dla odbiorców na niskim napięciu prowadzących działalność gospodarczą w uwzględnieniu wielkości zużycia po zastąpieniu opłaty wyrównawczej opłatą przejściową oraz średnioroczne zużycie energii w grupie



3.4. Wpływ na sytuację i rozwój regionów

Wdrożenie programu restrukturyzacji KDT, przez obniżenie kosztów funkcjonowania sektora elektroenergetycznego, będzie pozytywnie wpływać na rozwój wszystkich regionów. W dłuższym okresie, wraz ze wzrastającym zapotrzebowaniem na energię elektryczną, przeprowadzenie restrukturyzacji KDT umożliwi podjęcie działań dla pozyskania finansowania na kolejne projekty inwestycyjne realizowane przez podmioty sektora energetycznego, wpływając na rozwój wykorzystania krajowych zasobów energetycznych i tworzenia nowych miejsc pracy. Rozwiązania przyjęte w ustawie, w tym w szczególności przyjęte rozwiązania podatkowe, w żaden sposób nie wpłyną na pogorszenie sytuacji regionów.