

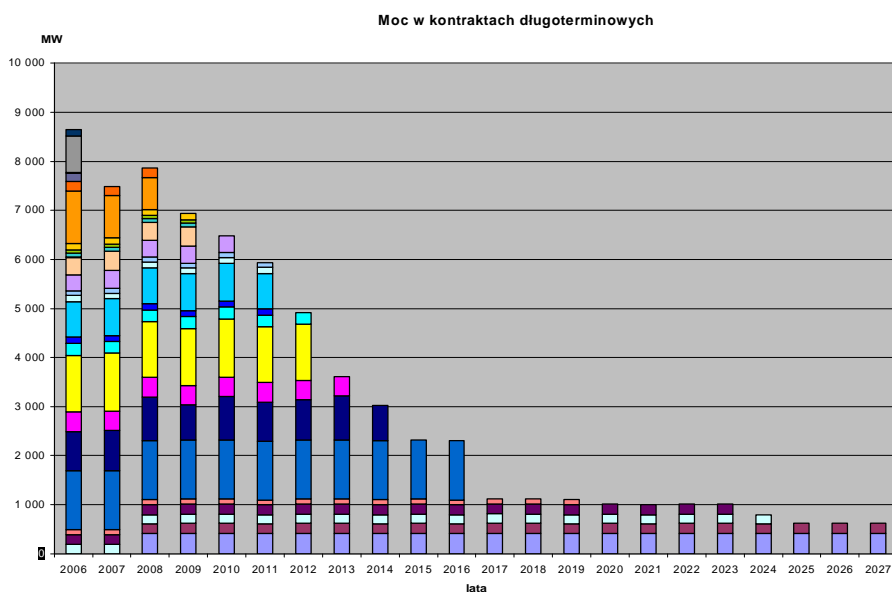
OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Zakres regulacji.

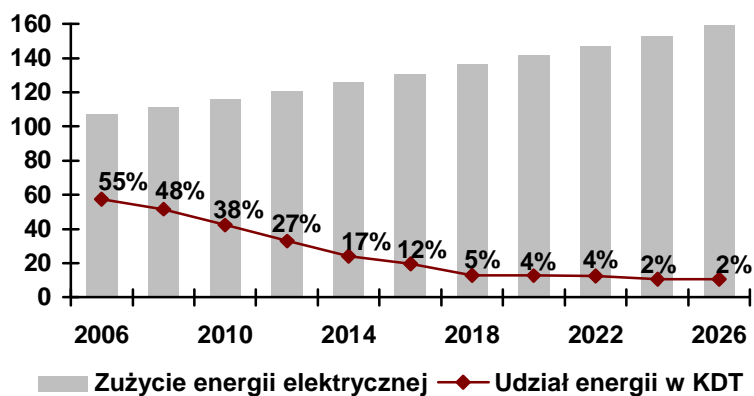
1.1. Przedmiot regulacji

Kontrakty długoterminowe na zakup mocy i energii elektrycznej (KDT) zawarte zostały w latach 1994-1998 pomiędzy 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 pomimo 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



OSR przygotowano do wersji ustawy zaakceptowanej przez Rząd.

Opisy poszczególnych artykułów w tej wersji mogą nie odpowiadać obecnej wersji.

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 do KE jako program pomocowy w marcu 2005 r. Wzięto pod uwagę szereg

**OSR przygotowano do wersji ustawy zaakceptowanej przez Rząd.
Opisy poszczególnych artykułów w tej wersji mogą nie odpowiadać obecnej wersji.**

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, poświęcone 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 poprzez 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 organizowane 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.).

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.

2.2. Konsultacje z Komisją Europejską

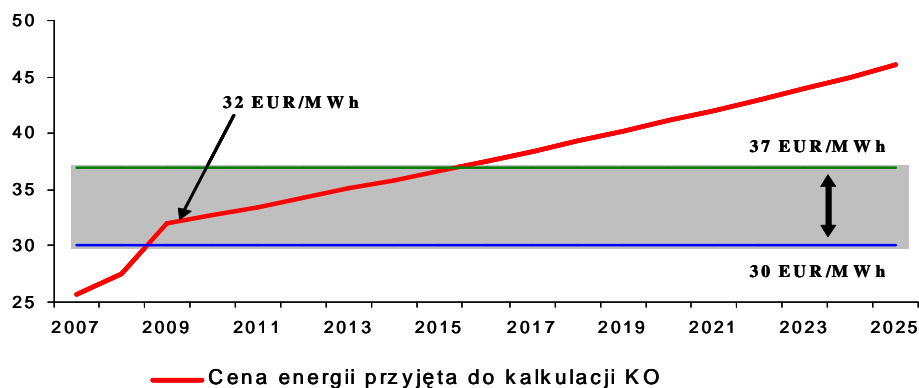
Projekt ustawy z 2005 r., przygotowany przez poprzedni rząd, został w marcu 2005 r. notyfikowany do KE jako program pomocowy w sprawie pokrywania kosztów powstałych w przedsiębiorstwach w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych. Obecny projekt ustawy, pomimo zasadniczych zmian formalnie, 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 eklektycznej, 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.

Rysunek 3. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej w modelu oraz ceny wejścia nowych mocy w zależności od sposobu finansowania. [EUR/MWh]



OSR przygotowano do wersji ustawy zaakceptowanej przez Rząd.

Opisy poszczególnych artykułów w tej wersji mogą nie odpowiadać obecnej wersji.

Można spodziewać się, że ceny rynkowe po rozwiązaniu KDT będą kształtować się na poziomie przekraczającym 32 ERUO/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 wypadku 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

OSR przygotowano do wersji ustawy zaakceptowanej przez Rząd.

Opisy poszczególnych artykułów w tej wersji mogą nie odpowiadać obecnej wersji.

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 będzie w tej sytuacji szacować na ok. 594 mln zł w roku 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.

Powołana zostanie spółka celowa do zarządzania przepływami pieniężnymi. Spółka będzie należeć do 100% spółki SP (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 poprzez 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

OSR przygotowano do wersji ustawy zaakceptowanej przez Rząd.

Opisy poszczególnych artykułów w tej wersji mogą nie odpowiadać obecnej wersji.

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 nakaze 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.

Poprzez 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

OSR przygotowano do wersji ustawy zaakceptowanej przez Rząd.

Opisy poszczególnych artykułów w tej wersji mogą nie odpowiadać obecnej wersji.

miało większego wpływu na realizację zadań spółki i wywiązywanie się z pozostałych zobowiązań.

Ryzyko dla grupy PSE S.A. wystąpi w przypadku nie przystąpienia 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 nie przystąpienia 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 dla 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).

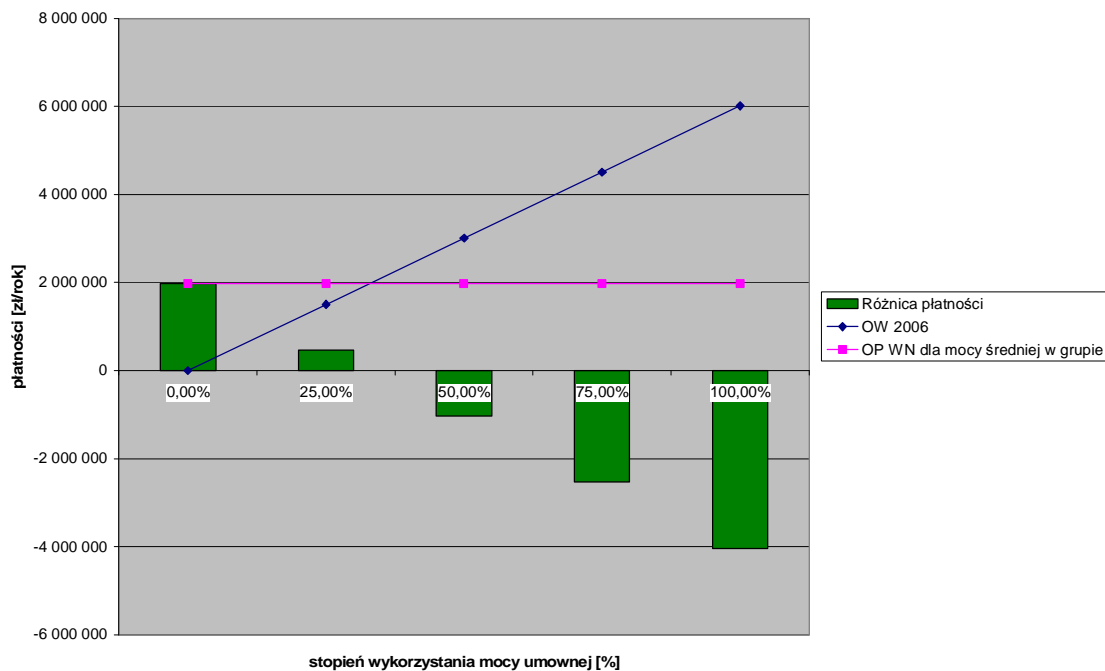
Dla grupy odbiorców, których instalacje przyłączone są na wysokim napięciu planowany jest spadek obciążeń do 82,7 %. Odbiorcy, których instalacje przyłączone są na średnim napięciu, powinni zanotować spadek obciążeń do 73,1%.

Dla odbiorców nie prowadzących 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.

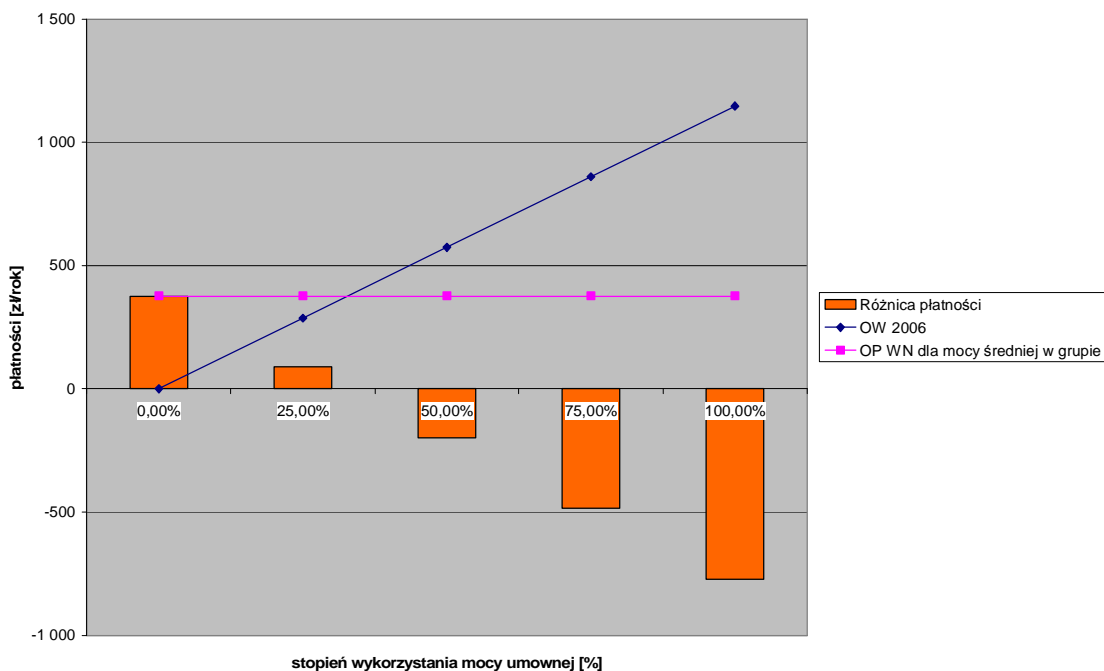
**OSR przygotowano do wersji ustawy zaakceptowanej przez Rząd.
Opisy poszczególnych artykułów w tej wersji mogą nie odpowiadać obecnej wersji.**

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)

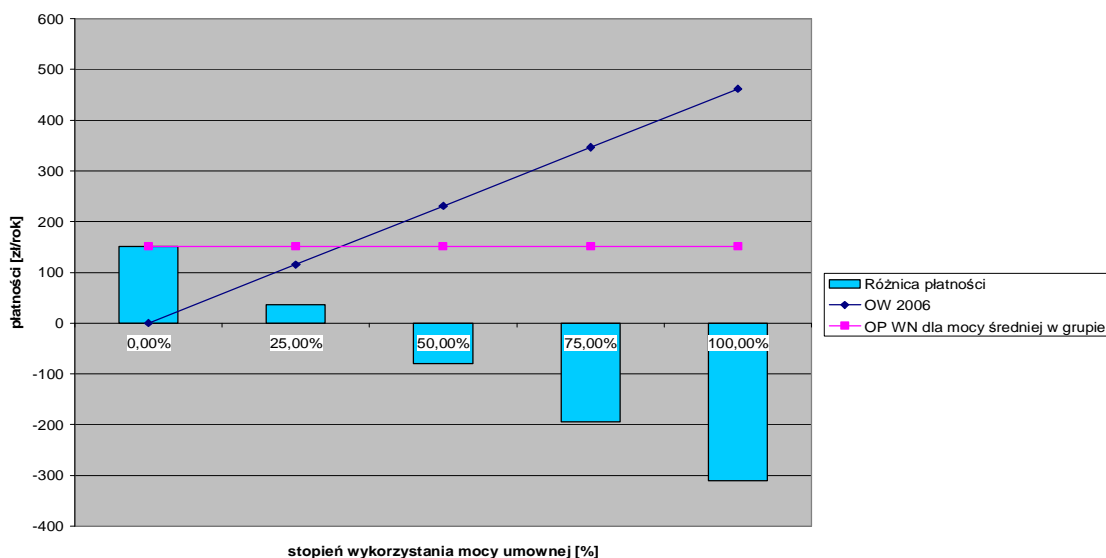


Wykres nr 2 Porównanie płatności z tytułu opłaty wyrównawczej i opłaty przejściowej dla odbiorców na średnim napięciu przy różnym stopniu wykorzystania mocy umownej (do obliczeń zastosowano średnioroczną moc umowną w grupie)

**OSR przygotowano do wersji ustawy zaakceptowanej przez Rząd.
Opisy poszczególnych artykułów w tej wersji mogą nie odpowiadać obecnej wersji.**



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)

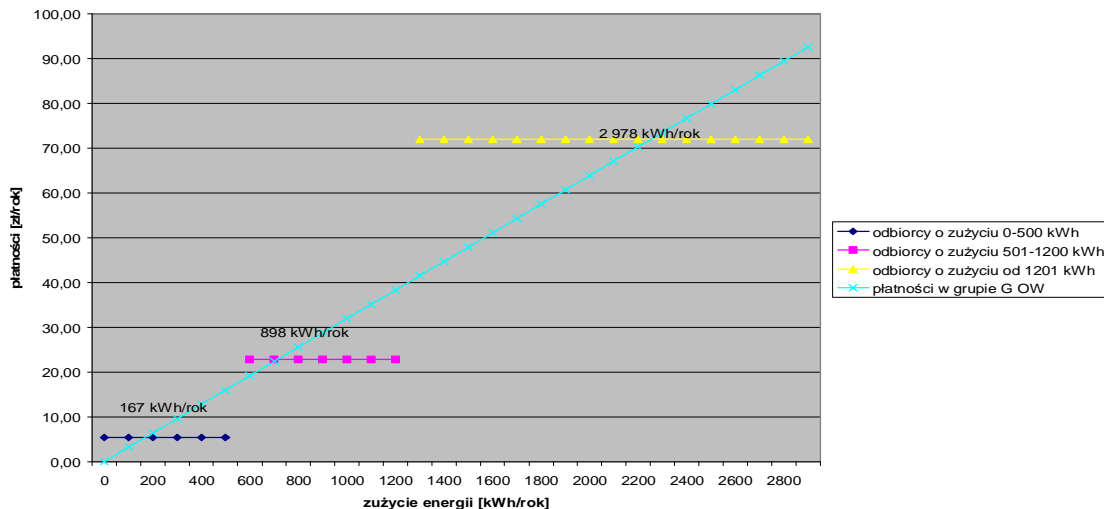


Odmiennie zależności charakteryzują grupę odbiorców na niskim napięciu nie prowadzących działalności gospodarczej, gdzie nośnikiem opłaty jest ilość odbiorców. W tym przypadku różnica płatności przekłada się bezpośrednio na wielkość zużycia energii elektrycznej danego odbiorcy. Poniżej pokazano płatności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

OSR przygotowano do wersji ustawy zaakceptowanej przez Rząd.

Opisy poszczególnych artykułów w tej wersji mogą nie odpowiadać obecnej wersji.

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, poprzez 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.