



You have downloaded a document from
RE-BUŚ
repository of the University of Silesia in Katowice

Title: Łączenie spółek kapitałowych a sukcesja prawa do rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych wynikających z KDTów

Author: Mirosław Pawełczyk, Marlena Jankowska

Citation style: Pawełczyk Mirosław, Jankowska Marlena. (2011). Łączenie spółek kapitałowych a sukcesja prawa do rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych wynikających z KDTów. „Polityka Energetyczna” (2011, z. 1, s. 123-143)



Uznanie autorstwa - Na tych samych warunkach - Licencja ta pozwala na kopiowanie, zmienianie, rozprowadzanie, przedstawianie i wykonywanie utworu tak długo, jak tylko na utwory zależne będzie udzielana taka sama licencja.



UNIwersYTET ŚLĄSKI
W KATOWICACH



Biblioteka
Uniwersytetu Śląskiego



Ministerstwo Nauki
i Szkolnictwa Wyższego

Mirosław PAWEŁCZYK*, Marlena JANKOWSKA**

Łączenie spółek kapitałowych a sukcesja prawa do rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych wynikających z KDTów

STRESZCZENIE. Kontrakty długoterminowe (KDT), stanowiąc umowy na dostawę mocy i energii elektrycznej, były stosowane w energetyce od lat dziewięćdziesiątych. Z chwilą uznania przez Komisję Europejską kontraktów długoterminowych za niezgodne z europejskim prawem konkurencji uległy one rozwiązaniu, przy czym koszty stąd wynikłe (tzw. koszty osierocone) zyskały źródło finansowania w ramach pomocy publicznej państwa.

Jeszcze 1 marca 2005 r. Polska powiadomiła Komisję Europejską o projekcie ustawy pozwalającej na dobrowolne rozwiązanie KDTów oraz uzyskanie odszkodowania pokrywającego koszty wynikłe z rozwiązania umów (tzw. koszty osierocone). W 2005 r. Komisja Europejska rozpoczęła postępowanie. W decyzji z dnia 25 września 2007 r. Komisja Europejska uznała, iż KDTy zapewniają wybranym wytwórcom będącym stronami tych umów uprzywilejowaną pozycję w porównaniu z konkurentami, co może zakłócić konkurencję i wpłynąć na wymianę handlową między państwami członkowskimi.

Kwestię kontraktów długoterminowych rozwiązano, uchwalając ustawę z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej.

* Dr – Adiunkt w Katedrze Publicznego Prawa Gospodarczego na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Śląskiego; radca prawny – partner zarządzający w Kancelarii Radców Prawnych Pawełczyk & Szura Spółka Partnerska w Katowicach; członek Społecznej Rady Narodowego Programu Redukcji Emisji; członek zwyczajny Towarzystwa Obrotu Energią oraz członek Rady Programowej czasopisma „Radca Prawny”; e-mail: pawelczyk@pawelczyk.pl

** Dr – Adiunkt w Katedrze Prawa Cywilnego i Prawa Prywatnego Międzynarodowego na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Śląskiego; e-mail: marlena.jankowska@interia.pl

Niemniej jednak w związku z przekształceniami polegającymi głównie na łączeniu się spółek kapitałowych istotna stała się kwestia dopuszczalności nabycia w drodze sukcesji administracyjno-prawnej przez nowo zawiązany lub przejmujący podmiot prawa do rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych przyznanego podmiotom podlegającym łączeniu.

Zgodnie z art. 494 § 1 k.s.h. spółka przejmująca albo spółka nowo zawiązana wstępuje z dniem połączenia we wszystkie prawa i obowiązki spółki przejmowanej albo spółek łączących się przez zawiązanie nowej spółki. Co więcej, w art. 494 § 2 k.s.h. czytamy, iż na spółkę przejmującą albo spółkę nowo zawiązaną przechodzą z dniem połączenia w szczególności zezwolenia, koncesje oraz ulgi, które zostały przyznane spółce przejmowanej albo którejkolwiek ze spółek łączących się przez zawiązanie nowej spółki, chyba że ustawa lub decyzja o udzieleniu zezwolenia, koncesji lub ulgi stanowi inaczej. Tym samym została wyrażona zasada pełnej sukcesji uniwersalnej zwanej także czasem zasadą uniwersalnego następstwa prawnego.

Mając na uwadze powyższe rozważania rekompensaty udzielane na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie u. o rozw. KDTów przechodzą na zasadzie sukcesji administracyjno-prawnej na następcę prawnego beneficjentów tych rekompensat. Taki wniosek jest wynikiem zastosowania dyrektyw językowej wykładni art. 494 § 2 k.s.h. popartej dyrektywami wykładni funkcjonalnej.

SŁOWA KLUCZOWE: koszty osierocone, kontrakty długoterminowe, KDT, łączenie spółek

Wprowadzenie

Kontrakty długoterminowe – stanowią umowy na dostawę mocy i energii elektrycznej – były stosowane w energetyce od lat dziewięćdziesiątych. Z chwilą uznania przez Komisję Europejską kontraktów długoterminowych za niezgodne z europejskim prawem konkurencji uległy one rozwiązaniu, przy czym koszty stąd wynikłe (tzw. koszty osierocone) zyskały źródło finansowania w ramach pomocy publicznej państwa. Niemniej jednak w związku z przekształceniami polegającymi głównie na łączeniu się spółek kapitałowych istotna stała się kwestia dopuszczalności nabycia w drodze sukcesji administracyjno-prawnej przez nowo zawiązany lub przejmujący podmiot prawa do rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych przyznanego podmiotom podlegającym łączeniu.

1. Kontrakty długoterminowe – powstanie, pojęcie i charakter prawny

Kontrakty długoterminowe (w skrócie: KDTy) pojawiły się w praktyce prawa energetycznego w połowie lat dziewięćdziesiątych. Rząd polski, próbując przeprowadzić modernizację polskiego sektora energii elektrycznej, w drodze postępowania konkursowego

miał wybrać zmodernizowane zakłady wytwarzania energii elektrycznej w celu podpisania z nimi długoterminowych umów na sprzedaż mocy i energii elektrycznej. Modernizacja ta była następstwem wymogów integracji między Polską a Europą Zachodnią, w tym miała służyć trzem celom: dostarczania taniej energii elektrycznej, utrzymania racjonalnego poziomu bezpieczeństwa dostaw oraz podniesienia standardów ochrony środowiska przyrodniczego i zapobieganiu pogarszania się jego stanu. Zmodernizowanie polskiego rynku energii elektrycznej wymagało znacznych inwestycji, a spółki energetyczne miały ograniczone zasoby finansowe. Udzielanie kredytów bankowych uzależniano od zagwarantowania określonego poziomu dochodów przez konkretny okres przez beneficjenta kredytu. Funkcję tę miały spełniać KDTy, które zwykle na podstawie przelewu wierzytelności miały stanowić zabezpieczenie uzyskanego kredytu.

Na skutek złożonych ofert oraz przeprowadzenia negocjacji wybrano kilka spółek lub grup spółek, z którymi w latach 1996–1998 podpisano odpowiednie umowy długoterminowe. Stronami tych umów był operator Polskie Sieci Elektroenergetyczne (dalej jako: PSE), czyli polski państwowy operator sieci elektroenergetycznej, oraz wytwórcy. Wstępnie przyjęto, iż umowy te zostaną zawarte na czas od 7 do 20 lat, przy czym przeważająca większość miała trwać dłużej niż 15 lat.

Treść KDTów była uzgadniana na etapie negocjacji indywidualnie z każdym podmiotem osobno, w związku z czym umowy te nie przybierały identycznej treści, aczkolwiek można wskazać stałe elementy treści tych umów, które stały się dla nich charakterystyczne. Tym samym można mówić o pewnym wykształceniu się *essentialia negotii* KDTów, co sprawia, iż KDTy można uznać za nowy typ umowy. Należy w tym miejscu zauważyć, że takie natomiast składniki jak elementy przedmiotowo istotne dotychczas miały zastosowanie względem umów nazwanych. W literaturze wyrażono natomiast zapatrywanie, iż kategoria *essentialia negotii* może być stosowana także do nienazwanych czynności prawnych, które są na tyle utrwalone w praktyce, że można wskazać na istnienie wspólnych cech. W doktrynie można jednakże spotkać się ze stanowiskiem odmiennym, zgodnie z którym czym innym są cechy wskazane ustawowo, czym innym są cechy wykształcone na skutek praktyki i nieskodyfikowane (Tenenbaum 2008). W związku z tym można scharakteryzować KDTy poprzez wskazanie na trzy cechy przedmiotowo istotne:

- 1) wytwórcy zobowiązują się do stworzenia nowych mocy wytwórczych, do modernizacji urządzeń oraz do dostarczania PSE ustalonej, minimalnej ilości energii elektrycznej z danych instalacji,
- 2) PSE zobowiązuje się do kupowania co najmniej minimalnej ilości energii elektrycznej wskazanej w umowie,
- 3) cena zakupu energii elektrycznej oparta jest na zasadzie przeliczenia kosztów na odbiorcę (tzw. *pass-through principle*). Wytwórcy pobierają od PSE kwoty odpowiadające wszelkim ponoszonym kosztom, stałym i zmiennym, powiększone o marżę zysku.

KDT w powyższym rozumieniu stanowi umowę nienazwaną. Jest skrótem językowym umowy, która w obrocie występuje pod nazwą „umowa na dostawę mocy i energii elektrycznej”. Nazwa ta natomiast, jaką jest „kontrakt długoterminowy”, ma charakter rodzajowy, w związku z czym należy wskazać na dwa osobne znaczenia tego pojęcia w języku prawniczym. Poza typem umowy z zakresu prawa energetycznego, pojęcie „kontraktu

długoterminowego” używane jest w ujęciu szerokim względem różnych typów umów posiadających podobne cechy, w związku z czym w tym drugim znaczeniu stanowi rodzaj umowy. W takim znaczeniu występuje chociażby na gruncie ustawy o rachunkowości. Pojęcia tego używa się na określenie umów podlegających przepisom ustawy o rachunkowości na skutek posiadania następujących cech:

- 1) długi okres realizacji umowy (dłuższy niż 6 miesięcy), w trakcie którego przypada co najmniej jeden dzień bilansowy,
- 2) brak wskazania z góry ceny kontraktu (sposób wskazania ceny wpływa na rozróżnienie umów „w cenach stałych”, gdzie cena stała oznacza stawkę umowną za jednostkę produkcji, oraz umów „koszt plus”, gdzie ceny ustala się w wysokości kosztów powiększonych o narzut zysku),
- 3) finansowanie przez zamawiającego prac podejmowanych w trakcie realizacji umowy (zaliczkowanie),
- 4) wysoki koszt realizacji kontraktu oraz wysoki przychód ze sprzedaży,
- 5) brak powtarzalnego charakteru usług, które są podejmowane na indywidualne zamówienie,
- 6) możliwość zlecenia przez wykonawcę umowy części prac podwykonawcom specjalizującym się w wykonaniu określonych prac,
- 7) potrzeba przygotowania w celu realizacji umowy zaplecza produkcyjnego, administracyjnego i socjalnego robót, co wymaga poniesienia znacznych kosztów.

Z uwagi na wyżej wskazane ogólne cechy (Rączkiewicz 2010), jako kontrakty długoterminowe mogą być określane umowy o świadczenie usług z różnych dziedzin, w tym umowy na: usługi budowlane, montaż maszyn i urządzeń wytwórczych, energetycznych, dźwigowo-transportowych, remonty i konserwacje budynków i budowli, usługi projektowe, kartograficzne, geologiczne, doradcze, serwisowe, produkcja programów komputerowych, usługi z zakresu szkolnictwa. Dlatego też należy na wstępie zauważyć, iż postanowienia ustawy o rachunkowości nie stanowią przedmiotu niniejszej publikacji, natomiast kontrakty długoterminowe występują tu jedynie w znaczeniu umów z zakresu prawa energetycznego, wykształconych pod wpływem praktyki oraz uformowanych w nowy typ umowy nienazwanej. Polegają na obowiązkowym zakupie przez PSE większości (niekiedy całości) energii elektrycznej wytworzonej przez zainteresowane podmioty po cenie weryfikowanej okresowo na zasadzie przenoszenia pełnych kosztów (stałych i zmiennych) wytwarzania elektryczności na odbiorcę powiększonej o marżę zysku. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: URE) zachowuje przy tym pośrednio prawo do weryfikacji, czy koszty, którymi obciążone jest PSE są zasadne. Jeżeli URE ustali, co jest mało prawdopodobne z racji posiadania jedynie uprawnienia do sprawdzania struktury kosztów PSE, że niektóre koszty wynikające z KDT są nieuzasadnione, URE może zakazać PSE przerzucania tych kosztów na stałych odbiorców. Na podstawie KDTu dochodzi do przeniesienia ryzyka handlowego z elektrowni na nabywcę energii elektrycznej, w tym przypadku PSE. Ryzyko to obejmuje takie rodzaje jak: 1) ryzyko związane z wahaniami kosztów wytwarzania energii elektrycznej, 2) ryzyko związane z wahaniami cen energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego, 3) ryzyko związane ze zmiennym zapotrzebowaniem odbiorców końcowych na energię elektryczną. Jak zatem z powyższego wynika, głównym celem zawierania KDTów

jest udzielenie gwarancji uzyskiwania przez elektrownię zysku przez długi okres czasu, który odpowiada typowemu przewidywalnemu okresowi eksploatacji danych aktywów lub okresowi ich amortyzacji. Nie jest to jednakże gwarancja tradycyjnego typu. Jest to mechanizm pozwalający na utrzymanie rentowności elektrowni przez określony czas. Zawierając KDT, PSE zobowiązały się zakupić określoną, znaczną ilość energii elektrycznej (blisko 50% produkcji energii elektrycznej w Polsce w roku 2005 i do 70% w wyznaczonym okresie). Ponadto, w przeciwieństwie do klasycznej gwarancji, KDTy obejmują koszty operacyjne beneficjentów. Przewidują ciągły zakup gwarantowanych ilości energii przez PSE oraz nieprzerwane pokrycie stałych lub zmiennych kosztów operacyjnych, zgodnie z zawartymi w nich wzorami cen.

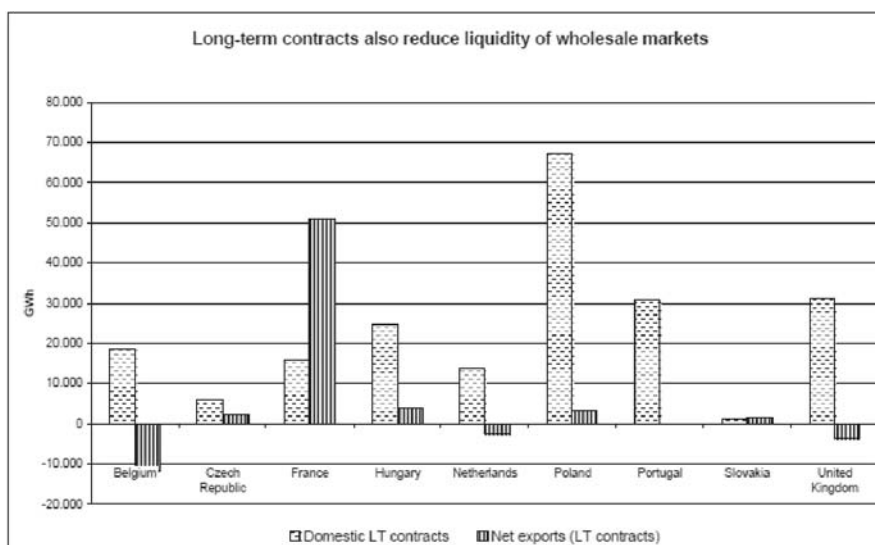
Kontrakty długoterminowe (KDT) zawierane były przez elektrownie z PSE w latach 1994–1998. Różniły się one zarówno długością, jak i zakresem. Niektóre kontrakty wygasły już w końcu 2005 r., do końca 2006 r. wygasły trzy następne. Większość obowiązywać będzie jeszcze przez kilka lat, a najdłuższy wygaśnie dopiero w 2027 r.

2. Stanowisko Komisji Europejskiej w sprawie KDTów

Komisja Europejska zajęła się zagadnieniem charakteru prawnego KDTów i ich dopuszczalności prawnej dopiero na skutek postulowanego wprowadzenia na poziomie UE liberalizacji rynku (Łucki 2010). Wprawdzie na początku lat dziewięćdziesiątych wydano kilka decyzji, które dotyczyły KDTów zawieranych pomiędzy prywatnymi wytwórcami energii a państwowymi dostawcami, jednak zwykle decyzje dotyczyły tylko czasu trwania tych umów. Uznano wtedy wstępnie, iż górna granica trwania KDTów powinna stanowić 15 lat, niemniej jednak w tamtym czasie nie podejmowano żadnych analiz dotyczących koncentracji rynku oraz wpływu KDTów na tę koncentrację. Dopiero od 2000 r. uwaga została skupiona szerzej na praktykach rynkowych tego rodzaju (Ney 2009).

W 2005 r. Komisja Europejska zbadała zgodnie z art. 17 Regulacji 1/2003 EC rynek gazu oraz energii i na tej podstawie 10 stycznia 2007 r. opublikowała raport (tzw. *Energy Sector Enquiry*). W raporcie Komisja Europejska zwróciła uwagę na takie istotne trudności sektora energetycznego jak: zbyt duża koncentracja rynku na poziomie narodowym, zbyt mała integracja państw członkowskich na rynku europejskim, brak przejrzystej informacji rynkowej wpływającej na brak zaufania do mechanizmu ustalania cen, niezadowolający poziom *unbundlingu*, zbyt długi czas związania odbiorcy umową dostawy gazu lub energii. Komisja Europejska w raporcie uznała także, że KDTy oddziałują negatywnie na integrację pionową rynku w świetle art. 81 i 82 TWE, w związku z czym mogą naruszać europejskie prawo konkurencji. Zauważyła m.in. iż aktywa służące do wytwarzania energii stanowią własność kilku dostawców lub też są w sposób pośredni przez nich kontrolowane na podstawie tych umów.

Jak częściowo pokazuje to rysunek 1 w stosunku do Polski Komisja Europejska poczyniła pewne ustalenia. Przede wszystkim zauważyła, że KDTy w Polsce miały głównie tzw. państwowy charakter. Znaczna ich część została podpisana w latach dziewięćdzie-



Source: *Energy Sector Inquiry 2005/2006*

Rys. 1. Zestawienie kontraktów długoterminowych w ujęciu porównawczym na tle państw UE

Fig. 1. Long-term contracts in the UE states

siątych pomiędzy producentami energii a byłym przedsiębiorstwem państwowym Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE). PSE odsprzedawało energię do przedsiębiorstw zajmujących się lokalną dystrybucją energii, którzy byli za to zobowiązani do kupowania każdego roku od PSE energii w ilości procentowo uzależnionej od sprzedaży. Komisja Europejska uznała, że nawet jeżeli poziom integracji pionowej pozostaje w Polsce na niskim poziomie, to KDTy istotnie wpływają na proces ustalania ceny. Dlatego mogą stanowić poważną barierę dla rozwoju w Polsce rynku hurtowego.

Jeszcze 1 marca 2005 r. Polska powiadomiła Komisję Europejską o projekcie ustawy pozwalającej na dobrowolne rozwiązanie KDTów oraz uzyskanie odszkodowania pokrywającego koszty wynikłe z rozwiązanie umów (tzw. koszty osierocone). Pismem z dnia 1 marca 2005 r. o oznaczeniu WEH/1023/6-54/05, zarejestrowanym w dniu 3 marca 2005 r. (SG/2005/A/226), polskie władze powiadomiły Komisję Europejską, zgodnie z art. 88 ust. 3 Traktatu WE, o projekcie ustawy o „zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej” pozwalającej na dobrowolne rozwiązanie KDTów oraz uzyskanie odszkodowania pokrywającego koszty wynikłe z rozwiązania umów (tzw. koszty osierocone). W 2005 r. Komisja Europejska rozpoczęła postępowanie. W decyzji z dnia 25 września 2007 r. Komisja Europejska uznała, iż KDTy zapewniają wybranym wytwórcom, będącym stronami tych umów, uprzywilejowaną pozycję w porównaniu z konkurentami, co może zakłócić konkurencję i wpłynąć na wymianę handlową między państwami członkowskimi. KDTy były przedmiotem analizy przez pryzmat zagadnienia pomocy publicznej, uregulowanej w art. 87 (92) TWE oraz art. 88 (93) TWE. Należy w tym miejscu zauważyć, iż zgodnie z art. 87 TWE wszelka pomoc przyznawana przez państwo członkowskie lub przy użyciu zasobów pań-

stwowych w jakiegokolwiek formie, która zakłóca lub grozi zakłóceniem konkurencji poprzez sprzyjanie niektórym przedsiębiorstwom lub produkcji niektórych towarów, jest niezgodna ze wspólnym rynkiem w zakresie, w jakim wpływa na wymianę handlową między państwami członkowskimi. W tym zakresie Traktat wprowadza wąską grupę enumeratywnie wskazanych wyjątków. Zakaz udzielania środków pomocowych dla przedsiębiorstw ze strony rządów państw członkowskich wynika z realizacji zasady niedyskryminacji prowadzenia działalności gospodarczej, umożliwiającej zagwarantowanie wolnej konkurencji oraz wolnego rynku. Za niedozwoloną pomoc publiczną uznaje się w tym zakresie zarówno praktyki samych przedsiębiorców zmierzających do ograniczenia konkurencji jak i inicjatywę państwa protekcyjnego traktowania wybranych przedsiębiorców (Wprowadzenie... 2001). Zakazana jest zatem pomoc finansowa państwa polegająca na przysporzeniu bezpośrednio lub pośrednio korzyści finansowych przedsiębiorstwu, w następstwie którego uprzywilejowuje się to przedsiębiorstwo w stosunku do konkurencji poprzez dokonywanie na rzecz lub za te przedsiębiorstwa wydatków ze środków publicznych lub pomniejszanie świadczeń należnych od nich na rzecz sektora finansów publicznych. Niedozwolona pomoc publiczna może przybierać różną formę (Wprowadzenie... 2001), np. dotacji (rzeczowej lub pieniężnej), kredytu, preferencji kredytowej, ulgi podatkowej, gwarancji lub poręczenia, zamówień państwowych (zamówienie publiczne w celu zakwalifikowania go jako takiej właśnie formy powinno polegać na zamawianiu przez państwo towarów lub usług od przedsiębiorstwa po cenach niższych niż te, które przedsiębiorca uzyskałby na rynku za te same towary lub usługi, albo wyrównaniu różnicy do ceny rynkowej przy sprzedaży przez przedsiębiorcę towarów poniżej ceny rynkowej). Ponadto dla uznania pomocy publicznej za niedozwoloną nie ma znaczenia, na podstawie jakiego tytułu prawnego została udzielona (w tym na podstawie samej ustawy). Mając na względzie powyższe Komisja Europejska przedstawiła zapatrywanie, że „postanowienia KDTów stawiają wytwórców energii elektrycznej będących stronami tych kontraktów w korzystniejszej sytuacji gospodarczej w stosunku do pozostałych wytwórców, którzy nie są objęci KDTami oraz podmiotów z innych porównywalnych sektorów działalności, w których takich kontraktów długoterminowych przedsiębiorcom nawet nie zaproponowano. Tym samym wstępnie uznano, że omawiany środek w sposób selektywny przyznał uprzywilejowaną pozycję gospodarczą wspomnianym wytwórcom. Komisja zwróciła również uwagę na fakt, że rynki energii elektrycznej zostały otwarte na konkurencję, a energia elektryczna jest przedmiotem obrotu między państwami członkowskimi co najmniej od czasu wejścia w życie dyrektywy 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 grudnia 1996 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, którą zastąpiła Regulacja 1/2003. Środki, które stawiają w korzystniejszej sytuacji spółki sektora energetycznego w jednych państwach członkowskich, były zatem uważane za mogące potencjalnie ograniczyć możliwości transferu energii do tych państw przez spółki z innych państw członkowskich lub też sprzyjać transferowi energii elektrycznej do tych drugich państw. Komisja wyraziła także pogląd, że ta uprzywilejowana pozycja została przyznana z wykorzystaniem zasobów państwowych, ponieważ podpisanie KDTów stanowiło decyzję mającą swoje źródło w polityce państwowej realizowanej przez operatora sieci PSE należącego w całości do polskiego Skarbu Państwa. Stroną kontraktów jest PSE – spółka Skarbu Państwa, którą Komisja Europejska traktuje jako instytucję państwową. Dlatego KDTy

uznane zostały za niedopuszczalną pomoc publiczną sprzeczną z Traktatem Europejskim. Komisja Europejska w trakcie podejmowania decyzji o uznaniu KDTów za bezprawną pomoc publiczną odniosła się także do sprawy PreussenElektra, niemniej jednak nie przenieśli swoich ustaleń z tej sprawy w pełni z uwagi na inny stan faktyczny sprawy, skutkujący odmiennymi ustaleniami prawnymi. W tej sprawie (C 379/98 z dnia 13 marca 2001 r.) Trybunał Sprawiedliwości orzekł, że nie miał miejsca transfer środków publicznych, a zatem mechanizm nie stanowił pomocy państwa. Omawiana sytuacja w Polsce różni się znacznie od systemu przeanalizowanego przez Trybunał Sprawiedliwości w przywołanym orzeczeniu. Przyczyna leży głównie w różnicy w strukturze własnościowej spółek, na których nałożono obowiązek zakupu. W przypadku sprawy PreussenElektra spółka, na którą państwo nałożyło obowiązek zakupu energii, była spółką prywatną, podczas gdy PSE należy w całości do państwa i jest przez nie kontrolowana. Komisja Europejska opierając się w tym zakresie na orzecznictwie Trybunału Sprawiedliwości przyjęła, iż w przypadku, gdy przedsiębiorstwo będące własnością Skarbu Państwa wykorzystuje swoje środki w sposób, który pozwala sądzić, iż stanowi to działanie państwa, środki te należy uznać za zasoby państwowe w rozumieniu art. 87 § 1 TWE.

Natychmiastowe rozwiązanie KDTów bez żadnego systemu wsparcia wpłynęłoby na pogorszenie kondycji energetyki, co mogłoby nawet prowadzić do upadłości niektórych zakładów. Konieczne było zatem opracowanie takiego rozwiązania, które pozwoliłoby na wsparcie wytwórców i pokrycie tzw. kosztów osieroconych (Szczęsny, Chrost, Bogolubow 2009). Zobowiązanie się PSE do zakupu energii po ustalonych cenach stanowi przyczynę niemożliwości rozwiązania tej kwestii niezależnie przez siły rynku. Analiza KDTów pozwoliła ustalić, że chociaż były one wprowadzane na podstawie założeń ekonomicznych niespełniających zasad poprawności metodologicznej to sztywne ustalenie ceny (w drodze administracyjnej), stanowiące gwarancję zaciągnięcia kredytu na inwestycję, doprowadziłoby w obliczu natychmiastowego rozwiązania umów KDTów do braku możliwości ze strony poszczególnych wytwórców energii pokrycia przychodami ze sprzedaży (w warunkach rynkowej metody kształtowania cen) bieżących kosztów produkcji oraz nakładów kapitałowych (Czekaj 2001). Problem ten wymagał zatem rozstrzygnięcia go na poziomie państwowym poprzez zapewnienie dopływu kapitału ze źródeł zewnętrznych ze strony instytucji rządowych oraz ścisłe nadzorowanie kosztów ponoszonych na sfinansowanie kosztów KDTów. Projekt ustawy o pokryciu tych kosztów, przedstawiony jeszcze w 2005 r. Komisji Europejskiej, zyskał jej akceptację wyrażoną w decyzji z dnia 25 września 2007 r. Podobna sprawa (C-41/2005 ec NN 49/2005), dotycząca kosztów osieroconych na Węgrzech, gdzie pomoc publiczna dotyczyła 80% rynku energetycznego, zakończyła się negatywną decyzją Komisji Europejskiej 4 czerwca 2008 r. (Kuik 2008).

3. Koszty osierocone

Kwestię kontraktów długoterminowych rozwiązano, uchwalając ustawę z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku

z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej. Zgodnie z u. o rozw. KDTów miały one zostać zlikwidowane na podstawie dobrowolnych „umów rozwiązujących”. Wszyscy wytwórcy stanowiący strony dotychczasowych KDTów podpisali umowy rozwiązujące KDTy ze skutkiem na dzień 1 kwietnia 2008 r. i przystąpili do programu wsparcia. Wtwórcy otrzymali tym samym prawo do pokrywania tzw. „kosztów osieroconych”, czyli poniesionych nakładów inwestycyjnych, które nie zostaną pokryte przychodami po rozwiązaniu KDTów. Jako koszty osierocone (zwane także „kosztami historycznymi”) należy rozumieć wydatki wytwórcy nie pokryte przychodami uzyskanymi ze sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych na rynku konkurencyjnym po przedterminowym rozwiązaniu umowy długoterminowej, wynikające z nakładów poniesionych przez tego wytwórcę do dnia 1 maja 2004 r. na majątek związany z wytwarzaniem energii elektrycznej (art. 2 pkt. 12 u. o rozw. KDTów).

Zgodnie z postanowieniami u. o rozw. KDTów środki na pokrycie kosztów osieroconych i kosztów gazu pochodzą z opłaty przejściowej, naliczanej i pobieranej przez spółkę PSE Operator S.A. od przedsiębiorców energetycznych (Szczęsny Chrost, Bogolubow 2009). Operator przekazuje wpływy z tytułu opłaty przejściowej do Zarządcy Rozliczeń S.A. Jest to spółka powołana na mocy ustawy w celu obsługi finansowej procesu wypłaty środków na pokrycie kosztów osieroconych (art. 63 u. o rozw. KDTów). Zarządca Rozliczeń S.A. gromadzi środki na poczet wpłat środków na pokrycie tych kosztów, zarządza nimi, a następnie przekazuje je do wytwórców (art. 22 u. o rozw. KDTów). Wypłacanie zaliczek na poczet kosztów osieroconych będzie trwało maksymalnie do 2025 r., przy czym ostatnia wypłata korekty będzie miała miejsce w 2026 r.

Koszty osierocone mogą być wyliczane jako różnica pomiędzy wartością księgową majątku trwałego przedsiębiorstwa wytwórczego a jego wartością rynkową z uwzględnieniem wolumenu sprzedaży, cen paliw, rynkowych cen energii w okresie działalności. Wysokość kosztów osieroconych wytwórcy, oznaczonych symbolem K_O , oblicza się według wzoru wskazanego w art. 27 § 1 u. o rozw. KDTów:

$$K_O = N - S_D - R - P$$

- gdzie: N – wartość księgową netto rzeczowych środków trwałych i środków trwałych w budowie zaktualizowaną na koniec 2004 r. pomniejszoną o odpisy amortyzacyjne z lat 2005–2006, z uwzględnieniem ust. 2,
- S_D – sumę 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 – obliczaną w sposób określony w ust. 3,
- R – wartość aktywów danego wytwórcy po zakończeniu okresu korygowania, obliczaną w sposób określony w ust. 5,
- P – wysokość dotacji i umorzeń związanych z majątkiem służącym do wytwarzania energii elektrycznej objętym umowami długoterminowymi.

Zgodnie z ustawą, koszty osierocone będą pokrywane w postaci zaliczek oraz korekt rocznych, uwzględniających wypłacone wytwórcy zaliczki. Rozliczenia dla każdego wytwórcy będą obejmowały okres równy jego najdłuższemu kontraktowi KDT.

Wypłata środków następuje w przypadku spełnienia dwóch kryteriów:

- 1) przy założeniu, że wypracowany przez wytwórcę wynik finansowy został osiągnięty na rynku konkurencyjnym (czyli według zasad popytu i podaży na rynku sprzedaży energii elektrycznej),
- 2) jeżeli wytwórca wchodzi w skład grupy kapitałowej, pomoc publiczna powinna zostać rozliczona na poziomie skonsolidowanym.

Jak wynika z art. 27 u. o rozw. KDTów wysokość zaliczek oraz korekt rocznych będzie uzależniona od wielu zmiennych, które istotnie przyczyniają się do wprowadzania wielu nieścisłości na poziomie wykładni prawa. Jedną z takich trudności przedstawiają pojęcia „rynku konkurencyjnego” czy „przychodów” pojawiające się w opisie poszczególnych zmiennych. Pojęcia te nie zostały doprecyzowane w słowniczku ustawy, w związku z czym pojawiła się wątpliwość co do takiej kwalifikacji stanów faktycznych, których prawny osąd byłby zgodny z intencją ustawodawcy oraz z prawem. Szczególnie ważne stało się wyjaśnienie tych pojęć na potrzeby łączenia spółek, w tym przystępowania do grup kapitałowych. Świadczy o tym praktyka prawa na przykładzie PKE i wydanych w jego sprawie decyzji Prezesa URE z dnia 31 lipca 2009 r. oraz orzeczenia Sądu Okręgowego w Warszawie z dnia 26 maja 2010 r. (sygn. akt. XVII AmE 159/09).

4. Następstwo prawne w k.s.h. w procesie łączenia spółek kapitałowych a system rekompensat na pokrycie kosztów osieroconych

Zgodnie z art. 494 § 1 k.s.h. spółka przejmująca albo spółka nowo zawiązana wstępuje z dniem połączenia we wszystkie prawa i obowiązki spółki przejmowanej albo spółek łączących się przez zawiązanie nowej spółki. Co więcej, w art. 494 § 2 k.s.h. czytamy, iż na spółkę przejmującą albo spółkę nowo zawiązaną przechodzą z dniem połączenia w szczególności zezwolenia, koncesje oraz ulgi, które zostały przyznane spółce przejmowanej albo którejkolwiek ze spółek łączących się przez zawiązanie nowej spółki, chyba że ustawa lub decyzja o udzieleniu zezwolenia, koncesji lub ulgi stanowi inaczej. Tym samym została wyrażona zasada pełnej sukcesji uniwersalnej, zwanej także czasem zasadą uniwersalnego następstwa prawnego. Skutek ten następuje z dniem połączenia spółek, co oznacza brak dodatkowych wymogów wynikających z ustawy co do czynności, których dokonanie warunkowałoby wstąpienie w prawa i obowiązki przez spółki sukcesorki, czyli przejmujące lub łączone.

W tym miejscu można uczynić kilka uwag o charakterze terminologicznym względem pojęć „sukcesji uniwersalnej”. Zwrócił na to uwagę A. Mariański, który zauważa, iż k.s.h.

posługując się pojęciem „sukcesji generalnej” nie precyzuje, do których zdarzeń należy je stosować, w związku z czym powstaje wątpliwość w sferze interpretacyjnej, czy należy je odnosić do wszelkich praw i obowiązków czy też jedynie do praw i obowiązków z określonej części systemu prawa, np. prawa prywatnego czy nawet tylko prawa cywilnego (Mariański 2003). Dlatego też powszechnie zwraca się uwagę na brak precyzji językowej co do określenia zakresu znaczeniowego tych pojęć oraz właściwego posługiwania się nimi. Przyjmuje się jednakże, iż pojęcie „sukcesji generalnej” należy stosować do określenia następstwa w prawie prywatnym, natomiast w innych gałęziach prawa należy stosować terminologię: sukcesja podatkowa, administracyjna, celna.

Ponadto sukcesja uniwersalna oznacza, iż nie istnieje potrzeba uzyskania zgody wierzycieli łączących się spółek czy spółek przejmowanych na przejęcie długu, tak jak ma to miejsce na gruncie art. 519 k.c. Tymczasem sukcesja w odniesieniu do uprawnień i obowiązków administracyjnych podlega ograniczeniom (zasada ograniczonej sukcesji administracyjnej). Nie wszystkie bowiem z posiadanych przez spółki przejmowane bądź łączące się decyzje administracyjne, w szczególności – udzielone im koncesje, zezwolenia bądź ulgi, mogą zostać przeniesione na spółki przejmujące bądź nowo zawiązane. Wynika to z faktu, iż decyzja ma zwykle indywidualny charakter oraz ustanawia prawa i obowiązki osobiste. Ograniczenia następstwa prawnego mogą wynikać bezpośrednio z przepisów prawa, jak również z samej decyzji administracyjnej. Istotne jest przy tym, że decyzją wyłączającą sukcesję administracyjno-prawną może być wyłącznie decyzja o udzieleniu zezwolenia, koncesji lub ulgi. Wynika to z art. 494 § 2 k.s.h., który względem zasady ograniczonej sukcesji administracyjno-prawnej wprowadza własną regułę, zgodnie z którą na spółkę przejmującą albo spółkę nowo zawiązaną przechodzą z dniem połączenia w szczególności zezwolenia, koncesje i ulgi, które zostały przyznane spółce przejmowanej albo którejkolwiek ze spółek łączących się przez zawiązanie nowej spółki, chyba że ustawa lub decyzja o udzieleniu zezwolenia, koncesji lub ulgi stanowi inaczej. Uściślić należy, iż przepis ten został zredagowany w sposób ogólny, ponieważ w istocie nie tyle chodzi o zezwolenia, koncesje i ulgi, co prawa i obowiązki z nich wynikające (Olech, Nowak 2008). Z tego wynika, iż sukcesja przy łączeniu spółek ma charakter nie tylko sukcesji cywilnoprawnej lecz także sukcesji administracyjno-prawnej przy zachowaniu wszelkich ograniczeń, o których mowa w ustawie (Rams 2010).

Reasumując, od ogólnej zasady braku sukcesji w prawie administracyjnym wskazuje się czasem dwie grupy wyjątków:

- 1) wyjątki o charakterze ogólnym nie związane z określoną dziedziną prawa,
- 2) wyjątki o charakterze szczególnym związane z określoną dziedziną prawa.

Do wyjątków o charakterze ogólnym należą akty administracyjne wskazane na podstawie art. 494 § 2 k.s.h., który ustanawia sukcesję praw i obowiązków publicznoprawnych nie związaną z określoną gałęzią prawa, lecz z procesem łączenia spółek. Wyjątki o charakterze szczególnym to natomiast te, które wynikają z ustaw szczególnych, jak np. prawo budowlane czy ordynacja podatkowa (Piotrowska 2003). Powyższe rozróżnienie podstaw wyodrębniania wyjątków od zasady braku sukcesji w prawie administracyjnym znajduje powszechną akceptację w doktrynie. Wyrażono nawet zapatrywanie, iż art. 494 § 2 k.s.h. wprowadził ogólną zasadę sukcesji administracyjno-prawnej w przypadku łączenia się spółek

handlowych, stając się „wypełniaczem” dla niedookreślonych kwestii następstwa prawnego praw i obowiązków w przepisach szczególnych (Kodeks... 2004). Odmienne stanowisko przedstawiane jest w literaturze sporadycznie. Zdaniem A. Mariańskiego nie jest uzasadnione twierdzenie, że przepis art. 494 § 2 k.s.h. dotyczy wszelkich praw publicznoprawnych, przykładowo tylko w nim wymienionych (Mariański 2003). Autor ten wyraził stanowisko, iż z tego przepisu można wyprowadzać zasadę sukcesji generalnej praw i obowiązków wynikających tylko z tych gałęzi prawa publicznego, w których nie wprowadzono ogólnej klauzuli następstwa prawnego. Zauważa przy tym, że art. 494 § 2 k.s.h. ma dotyczyć w głównej mierze prawa administracyjnego.

W przypadku łączenia się spółek kapitałowych podstawowe znaczenie mają przepisy art. 494 § 1, 2 i 5 oraz art. 618 k.s.h. Zgodnie z nimi sukcesja administracyjno-prawna, w przypadku łączenia spółek, dotyczy: a) koncesji, b) zezwoleń, c) ulg, przyznanych spółkom łączącym się po dniu wejścia w życie Kodeksu, chyba że przepisy dotychczasowe przewidywały przejście takich uprawnień na spółkę przejmującą lub na spółkę nowo zawiązaną. Zatem ustawodawca stwierdził, że sukcesja administracyjno-prawna:

- a) dotyczy w szczególności koncesji, zezwoleń i ulg,
- b) dotyczy koncesji, zezwoleń i ulg wydanych po dniu 1 stycznia 2001 r.,
- c) podmiot nie jest instytucją finansową (por. art. 494 § 5 k.s.h.).

Pragnąc ustalić, czy w wyniku łączenia na spółkę przejmującą lub na spółkę nowo zawiązaną przeszły zezwolenia, koncesje lub ulgi wydane przed dniem wejścia w życie Kodeksu spółek handlowych, odpowiedzi należy szukać w przepisach k.s.h. oraz w ustawach szczególnych, które potencjalnie przewidują zakaz przejścia tych praw (Gut 2004).

Wykładnię zakresu znaczeniowego powyższej normy prawnej należy oprzeć na kilku założeniach. Przede wszystkim należy pamiętać, iż art. 494 § 2 k.s.h. wprowadził obszerny wyjątek od zasady nieistnienia sukcesji administracyjno-prawnej, co oznacza iż zakres tej normy prawnej powinien być wyznaczany poprzez uwzględnienie zasady niestosowania wykładni rozszerzającej względem wyjątków. Z drugiej jednak strony przepis ten wprowadza pewne ramy prawne, które pozwalają na dość obszerną interpretację zakresu jego zastosowania. Istniejący obszar niepewności interpretacyjnej ograniczany jest przez właściwą wykładnię takich pojęć jak: „w szczególności”, „zezwolenia”, „koncesje” i „ulgi”. Jak zauważono powyżej, termin „w szczególności” pozwala na daleko idące rozszerzenie zakresu omawianej normy prawnej z racji tego, że w technice budowania przepisu prawnego pojęcie to zamieszczane jest przez wprowadzenie przykładowego, otwartego wyliczenia. Wyliczenie aktów administracyjnych, na podstawie których spółka przejmująca albo nowo zawiązana nabywa prawa i obowiązki w procesie łączenia, jest przykładowe. Dlatego też można wskazywać przykłady innych aktów administracyjnych mieszczących się w zakresie normy z art. 494 § 2 k.s.h., które będą miały istotne znaczenie z punktu widzenia procesów łączenia, takie jak: pozwolenia czy zgody (Piotrowska 2003; Palka-Bartoszek 1999). Dodatkowo zakres zastosowania tej normy prawnej jest wyznaczany poprzez wykładnię pojęć „zezwolenie”, „koncesja” czy „ulga”. W niniejszej publikacji zasadne wydaje się odniesienie zwłaszcza do pojęcia „ulgi”, gdyż dwa pozostałe terminy wydają się zyskiwać powszechnie jednoznaczne definicje, podczas gdy termin „ulga” może budzić wątpliwości. W pierwszej kolejności należy wskazać, że o ile przepisy prawa posługują się terminem

„ulga”, to nie definiują go na potrzeby odpowiednich ustaw. Stąd też przystępując do próby zdefiniowania tego pojęcia należy odnieść się do § 8 Zasad techniki prawodawczej, który stanowi, że w ustawie należy posługiwać się poprawnymi wyrażeniami językowymi (określeniami) w ich podstawowym i powszechnie przyjętym znaczeniu. W tym celu należy unikać posługiwania się: 1) określeniami specjalistycznymi (profesjonalizmami), jeżeli mają odpowiedniki w języku powszechnym, 2) określeniami lub zapożyczeniami obcojęzycznymi, chyba że nie mają dokładnego odpowiednika w języku polskim, 3) nowo tworzonymi pojęciami lub strukturami językowymi (neologizmami), chyba że w dotychczasowym słownictwie polskim brak jest odpowiedniego określenia. Sięgając więc do powszechnego znaczenia pojęcia „ulga” należy wskazać na jej rozumienie potoczne, gdzie rozumiana jest jak pewne złagodzenie, oraz na rozumienie ekonomiczne, w którym oznacza ona „zmniejszenie opłat, zniżkę” (Mały słownik 2000). Pojęcie to należy zatem rozumieć w tym drugim znaczeniu. Jednocześnie należy wskazać na dość obszerny zakres jego znaczenia obejmujący nie tylko prawo podatkowe, chociaż pojęcie „ulgi” w pierwszej chwili przychodzi na myśl właśnie w odniesieniu do tego działu prawa. W pewnym zakresie można natomiast odnieść się od ustaleń istniejących na gruncie prawa podatkowego, które w art. 67 a o.p. wprowadza wyliczenie sytuacji kwalifikowanych jako ulgi (podatkowe). Do sytuacji tych należą: 1) odroczenie terminu płatności, 2) rozłożenie płatności na raty, 3) umorzenie płatności. Opierając się na powyższym można starać się wywnioskować znaczenie pojęcia „ulga”, ustalić jej treść oraz funkcje, jakie spełnia. Ustalając treść ulgi można w pewnym zakresie przyjąć pewne twierdzenia z orzecznictwa podatkowego. „W orzecznictwie sądowym niejednokrotnie podkreślano, że przy ustalaniu treści przepisów wprowadzających zwolnienia i ulgi podatkowe, a więc ustanawiających istotne odstępstwa od zasady powszechności i sprawiedliwości, zasadniczo nie należy się posługiwać wykładnią funkcjonalną czy też systemową, lecz wykładnią językową [...]. Przepisy dotyczące ulg (podatkowych) – nawias autora – należy interpretować więc w sposób ścisły i przy wykorzystaniu reguł wykładni językowej (gramatycznej), które w takim przypadku posiadają pierwszeństwo” (Uchwała NSA z 4 czerwca 2001 r., FPK 6/01). Jak zauważono w uchwale NSA z 1997 r. „w orzecznictwie Naczelnego Sądu Administracyjnego [...] przyjmuje się, że przy ustalaniu treści przepisów wprowadzających zwolnienia i ulgi (podatkowe) – nawias autora –, a więc ustanawiających istotne odstępstwa od zasady powszechności i sprawiedliwości, zasadniczo należy posługiwać się wykładnią gramatyczną [...]. Stanowisko to należy podzielić, podkreślając jednocześnie, że nie oznacza ono generalnego wyłączenia możliwości sięgania również w takich wypadkach do innych metod wykładni, w szczególności do wykładni systemowej. Niekiedy bowiem będzie to konieczne, gdyż przy wyjaśnianiu konkretnych przepisów może się okazać, że ograniczenie się do wykładni językowej nie doprowadzi do pełnego ustalenia znaczenia normy prawnej. Chodzi jednak o to, aby wskutek zastosowania wykładni systemowej nie doszło do przekroczenia granicy zwolnienia lub ulgi (podatkowej) – nawias autora – określonej za pomocą wykładni językowej” (Uchwała NSA z 19 listopada 1997 r., FPK 14/97). Powszechnie zauważa się ponadto, iż wprowadzanie ulg służy różnym celom i pełni różne funkcje. Przez pryzmat powyższych ustaleń można starać się odpowiedzieć na pytanie, czy także rekompensata przyznawana stronom KDTów na podstawie ustawy o rozw. KDTów może być zaliczana do pojęcia ulgi w powyższym

rozumieniu. Pomocne staje się tutaj sięgnięcie do orzecznictwa z prawa podatkowego, gdzie NSA w 2005 r. odniósł się do tych dwóch pojęć, jakimi są „ulga” i „rekompensata”, w jednym orzeczeniu łącząc je znaczeniowo ze sobą. Ustalił mianowicie na gruncie rozpatrywanego stanu prawnego, że „bezpośrednim celem ulgi podatkowej była poprawa sytuacji na rynku pracy i zwalczanie bezrobocia, a celem pośrednim rekompensata kosztów szkolenia w doskonaleniu pracodawcy” (Wyr. NSA z 22 marca 2005, FSK 1825/04). Wskazał zatem na istnienie „bezpośrednich celów ulgi” oraz „pośrednich celów ulgi” mieszczących się w pojęciu ulgi, gdzie rekompensata także objęta jest tym pojęciem (Bielska-Brodziak 2009). Mając wprawdzie na uwadze specyfikę znaczeniową terminu „ulga” na gruncie prawa podatkowego oraz pojawiającą się rekompensatę jako skutek ulgi należy zauważyć, że istotą ulgi podatkowej jest zobowiązanie się państwa do działania w postaci nie pobierania należnych świadczeń, czyli do zaniechania (*praestare*). W omawianym przypadku rekompensaty nie są jednak udzielane pośrednio, lecz bezpośrednio na skutek zamierzonego pozytywnego działania państwa, które przybiera tutaj postać czynienia (*facere*). Należy jednakże zauważyć, iż zarówno zaniechanie jak i czynienie stanowią dwie postacie określane łącznie w teorii prawa cywilnego jako działanie. Systemowo zatem nie ma wątpliwości, iż przyznanie ulgi lub rekompensaty może odbywać się na drodze pozytywnego lub negatywnego działania. Co więcej, na podstawie wykładni funkcjonalnej nie jest trudno wyciągnąć wnioski, że tak jedna jak i druga postać służą temu samemu celowi, jakim jest przysporzenie po stronie beneficjenta świadczenia lub zwolnienia od świadczenia. Tym samym należy przyjąć, iż pod pojęciem „ulgi” należy rozumieć także rekompensaty przyznane stronom KDTów na podstawie u. o rozw. KDTów.

Udzielenie jednakże odpowiedzi na pytanie w przedmiocie przejścia uprawnień strony do rekompensaty na podmiot przejmujący lub podmiot nowo zawiązany zależy będzie od ustalenia dodatkowych okoliczności, takich jak odmienne postanowienie w tym zakresie samej ustawy szczegółowej, którą w tym przypadku jest u. o rozw. KDTów. Ustawa nie przewiduje natomiast wyłączeń w stosunku do następstwa prawnego względem przysługujących rekompensat. Co więcej, ustawa pochodzi z 2007 r., w związku z czym uprawnienie zostało przyznane już w chwili obowiązywania k.s.h. (art. 494 § 2 w zw. z art. 618 k.s.h.). Oznacza to przejście na podmiot przejmujący lub podmiot nowo utworzony praw i obowiązków wynikających z postanowień u. o rozw. KDTów.

Dokonana fuzja lub inkorporacja nie pozostają jednakże bez znaczenia już dla samego zastosowania postanowień u. o rozw. KDTów. U. o rozw. KDTów uzależnia bowiem zakres wypłacanych zaliczek oraz wartość korekt od wielu czynników, na które w sposób pośredni oddziaływać będzie dokonany proces fuzji lub inkorporacji. Chodzi tu oczywiście o oddziaływanie na poziomie organizacyjnym, technologicznym czy ekonomicznym, które będzie w sposób pośredni wpływało na wartości uzyskanych kwot stanowiących składniki wzorów matematycznych wyznaczających metodologię obliczania korekt rocznych. Niezwykle istotne, chociaż pośrednie, oddziaływanie czynników ekonomicznych może być szczególnie widoczne w przypadku wstąpienia przez przedsiębiorstwo energetyczne do grupy kapitałowej, gdzie wewnętrzne oddziaływania mogą prowadzić do licznych wątpliwości interpretacyjnych już na podstawie samej u. o rozw. KDTów.

5. Koszty osierocone a łączenie spółek poprzez tworzenie grup kapitałowych

Zgodnie z art. 30 ustawy o rozw. KDTów do dnia 31 lipca każdego roku kalendarzowego Prezes URE ustala wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych dla roku poprzedzającego dany rok kalendarzowy dla wytwórcy. W tym celu wytwórca będący stroną umowy rozwiązującej przekazuje Prezesowi URE w terminie do dnia 30 czerwca danego roku kalendarzowego dane niezbędne do obliczenia korekt, do których odnosi się art. 30 § 1 i 2, art. 31 §1 oraz art. 46 ustawy o rozw. KDTów (art. 28 § 1 u. o rozw. KDTów). Danymi tymi są:

- 1) wartości wyniku finansowego, oznaczonego symbolem „W_{dkj}”, o którym mowa w art. 27 ust. 3,
- 2) wielkości sprzedaży energii elektrycznej oraz wysokości cen za tę energię,
- 3) wytwarzania energii elektrycznej oraz kosztów jej wytwarzania,
- 4) wysokości kosztów nieodebranego paliwa gazowego, o których mowa w art. 44 ust. 1.

Co jednak wydaje się być niezwykle istotne z punktu widzenia procesów łączenia, jeżeli wytwórca będący stroną umowy rozwiązującej wchodzi w skład grupy kapitałowej, do przekazywania danych, o których mowa w ust. 1, są obowiązane także, wchodzące w skład tej grupy, inne podmioty wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w jednostkach wytwórczych wymienionych w załączniku nr 7 do ustawy (art. 28 § 2 u. o rozw. KDTów). Ponadto w przypadku gdy wytwórca, który zawarł umowę rozwiązującą, wchodzi w skład grupy kapitałowej, w kalkulacji kosztów osieroconych uwzględnia się wielkości oznaczone symbolami „N”, „S_D”, „R” i „P”, o których mowa w art. 27 ust. 1, w odniesieniu do każdego wytwórcy oraz podmiotu wchodzącego w skład grupy kapitałowej i wykonującego działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w jednostkach wytwórczych wymienionych w załączniku nr 7 do ustawy (art. 32 § 1 u. o rozw. KDTów). Przepis art. 32 § 3 u. o rozw. KDTów stanowi, iż przypadku gdy korekty, o których mowa w art. 30 ust. 1 i 2 oraz art. 31 ust. 1, dla wytwórców wchodzących w skład grupy kapitałowej są dodatkowo, wartości wynikające z ust. 2 pomniejszają wysokość korekty, o której mowa w art. 30 ust. 1 i 2, proporcjonalnie do udziału kwoty maksymalnej kosztów osieroconych ustalonej dla danego wytwórcy w sumie kwot maksymalnych tych kosztów wszystkich wytwórców wchodzących w skład tej grupy. Oznacza to, że część pomocy publicznej nie jest należna, jeżeli wytwórcy mogą uzyskać wsparcie od pozostałych podmiotów w grupie kapitałowej. Za grupę kapitałową u. o rozw. KDTów przyjmuje grupę kapitałową w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 44 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości czyli jednostkę dominującą wraz z jednostkami zależnymi.

Zasadnicze pytanie brzmi natomiast, czy stosować powyższe przepisy w przypadku, gdy wytwórca nie wchodził w skład grupy kapitałowej na dzień wejścia u. o rozw. KDTów, natomiast nastąpiło to po dniu wejścia ustawy w życie. Ma to znaczenie dla wyliczenia wartości wyniku finansowego wytwórcy oraz ustalenia, które przychody należy brać pod

uwagę i w jakich wysokościach, tak by mogły zostać uznane za przychody osiągnięte w warunkach rynku konkurencyjnego. Taka sytuacja miała przykładowo miejsce względem Południowego Koncernu Energetycznego SA, który wszedł w skład Grupy Tauron Polska Energia. W decyzji Prezesa URE z dnia 31 lipca 2009 r. dotyczącej wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych ustalono, iż wskazane w załącznikach do u. o rozw. KDTów koszty osierocone mają wartość maksymalną, przy czym gdy chodzi o PKE to sposób rozliczenia udzielonej pomocy został określony w warunkach, w których PKE nie wchodziła w skład Grupy Tauron Polska Energia (Decyzja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 31 lipca 2009 r. sygn. DPK-7112-22(12)2009/AD). Istotne jest zatem ustalenie, czy i w jakim zakresie fakt uczestniczenia w grupie kapitałowej ma znaczenie na ukształtowanie się ceny energii elektrycznej sprzedawanej przez wytwórcę, w tym przypadku PKE. Prezes URE w decyzji z dnia 31 lipca 2009 r. wskazał, iż w przypadku PKE cena była ustalana na podstawie strategii grupy opartej na cenach transferowych, w związku z czym koszty powstałe w wyniku spadku ceny energii elektrycznej nie spełniają definicji kosztów osieroconych i odmówił udzielenia pomocy publicznej. Jednocześnie zauważył, że przystąpienie przez PKE do grupy kapitałowej Tauron Polska Energia dokonane poprzez konsolidację pionową z aktywami sieciowymi grupy pozwoliło na zapewnienie PKE zbytu całej wytworzonej przez siebie energii elektrycznej i sprzedaży tej energii do odbiorców końcowych, ponadto uzyskał możliwość zbytu wyprodukowanej energii znacznie większą, niż to miało miejsce w ramach obowiązującego wcześniej KDTu. Tym samym ograniczył wysokość korekty przyznanej PKE na rok 2008. Sąd Ochrony Konsumentów i Konkurencji w wyroku z dnia 26 maja 2010 r. nie podzielił zapatrywań Prezesa URE przede wszystkim na poziomie interpretacji prawnej pojęć stanowiących punkt odniesienia do ustaleń o charakterze merytorycznym dla sprawy (Sygn. akt. XVII AmE 159/09.).

Kosztami osieroconymi są wydatki wytwórcy nie pokryte przychodami uzyskanymi ze sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych na rynku konkurencyjnym po przedterminowym rozwiązaniu umowy długoterminowej. Tym samym wydatki i przychody ze sprzedaży wyżej wskazane, nie uzyskane na rynku konkurencyjnym, nie podlegają przepisom tej ustawy. Niezwykle istotne zatem okazuje się ustalenie pojęcia „rynku konkurencyjnego”, które pojawia się na gruncie u. o rozw. KDTów, jak również na gruncie ustawy Prawo Energetyczne z 1997 r., przy czym nigdzie nie jest ono bliżej zdefiniowane. Należy jednak zauważyć, że ustawa Prawo Energetyczne z 1997 r. utworzyła ramy prawne funkcjonowania rynku konkurencyjnego energii elektrycznej w Polsce nie definiując jednak tego pojęcia (Duda 2006). Dlatego też pomocne mogą być tutaj ujęcia tego terminu korzystające z ekonomicznego rozumienia tego pojęcia, którym posługuje się także Prezes URE. W takim znaczeniu rynek konkurencyjny może być definiowany jako taki, na którym w wyniku wolnej gry podaży i popytu zostaje wyznaczona cena transakcji, a odbiorca ma prawo do decydowania o wielkości swoich zakupów, a także swobodnego wyboru dostawcy oraz jego zmiany bez ponoszenia zbyt wysokich kosztów. Na rynku konkurencyjnym, każdy podmiot podlega tym samym zasadom oraz funkcjonuje w otoczeniu podobnych warunków zewnętrznych. Zawierane na nim transakcje poddane są regulacjom cywilnoprawnym lub zwyczajowym, a informacja na temat cen oferowanego towaru czy usług jest powszechnie dostępna. Kryteria brane także pod uwagę przez Prezesa

URE przy określeniu konkurencyjności rynku to liczba uczestników, struktura potencjału generacyjnego, udział w sprzedaży oraz poziom uzyskiwanych przychodów. Są to składniki, których wartości obliczane są przy posłużeniu się odpowiednimi wskaźnikami. Struktura i poziom konkurencji w danym segmencie rynkowym określana jest przy użyciu takich wskaźników jak HHI, RSI, Lerner'a i M-firm (Kądziaława 2004). Zgodnie z przytoczoną definicją rynek można uznać za konkurencyjny, jeśli spełnione są następujące warunki (Kwiatkowski 2006; Mesjasz-Lech, brak roku wydania):

- 1) brak jest podmiotów dominujących zarówno po stronie podaży, jak i popytu,
- 2) kryterium wyznaczania ceny transakcyjnej jest wolna gra podmiotów,
- 3) odbiorca ma pełną swobodę w zakresie wyboru dostawcy,
- 4) zmiana dostawcy przez odbiorcę nie jest związana z ponoszeniem nadmiernych kosztów,
- 5) każdy podmiot rynku funkcjonuje w otoczeniu tych samych warunków zewnętrznych,
- 6) zawierane na rynku transakcje poddawane są regulacjom prawnym lub zwyczajowym,
- 7) istnieje powszechny dostęp do informacji odnośnie cen oferowanych dóbr.

O ile jest to powszechnie przyjęte definiowanie rynku konkurencyjnego, to w literaturze można wskazać także na krytykę takiego ujęcia. A. Lichota przybliżając pojęcie „ryнку konkurencyjnego” pisze, iż cechami charakterystycznymi takiego rynku mają być co do zasady:

- 1) elastyczność popytu względem podaży,
- 2) elastyczność podaży względem popytu,
- 3) symetria i równoprawność dostępu wszystkich uczestników rynku do informacji rynkowej.

Zauważa jednak, iż energia elektryczna z racji swojej specyfiki nie wypełnia tych przesłanek. Wpływa na to sieciowy charakter dostarczania energii elektrycznej do odbiorców, związany z brakiem możliwości efektywnego ekonomicznie magazynowania energii, który wyklucza wzajemną elastyczność podaży i popytu w zakresie usług sieciowych. Ponadto monopolistyczna pozycja firm dostarczających energię w stosunku do odbiorców końcowych nie pozwala na zachowanie symetrii między uczestnikami tego rynku. Jego zdaniem rynek energii elektrycznej z samej definicji nie spełnia powyższych cech. Dlatego też na potrzeby prawa energetycznego wypracowano inną definicję, która została przybliżona powyżej. A. Lichota zauważa, iż z uwagi na fakt, że odbiorcy końcowi nie są w stanie stworzyć ekonomicznego przymusu liczenia się z ich preferencjami na gruncie energetyki nie można mówić o rynku konkurencyjnym, lecz o rynku wytwórczym (2003).

Sąd Ochrony Konsumentów i Konkurencji we wskazanym powyżej wyroku z dnia 26 maja 2010 r. (sygn. akt. XVII AmE 159/09) nie skonstruował definicji rynku konkurencyjnego na potrzeby zakresu zastosowania ustawy, niemniej jednak ustalił kilka kwestii mających równie istotne znaczenie. Przede wszystkim przez realizowanie sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym określił sprzedaż tej energii dokonywaną zgodnie z regulacjami rynkowymi. Ponadto zauważył, iż Prezes URE – uznając sprzedaż za dokonującą się nie na rynku konkurencyjnym – jest zobowiązany do udowodnienia tej okoliczności. Wyraźnie zanegował także, iż sam fakt przynależności do grupy kapitałowej miałby wpływać automatycznie na uznanie wszystkich transakcji realizowanych wewnątrz grupy za dokonane z naruszeniem zasad wolnego rynku. O ile powiązanie kapitałowe w istocie może pociągać za sobą takie skutki, to nie jest możliwe wyprowadzenie takiego wniosku na

podstawie luźno powiązanych faktów. Nie można zatem, tak jak dokonał tego Prezes URE w decyzji z 31 lipca 2008 r., z góry zakładać, iż pojęcie rynku konkurencyjnego nie obejmuje sprzedaży dokonanej przez wytwórcę w ramach grupy kapitałowej.

Podsumowanie

Mając na uwadze powyższe rozważania rekompensaty udzielane na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie u. o rozw. KDTów przechodzą na zasadzie sukcesji administracyjno-prawnej na następcę prawnego beneficjentów tych rekompensat. Taki wniosek jest wynikiem zastosowania dyrektyw językowej wykładni art. 494 § 2 k.s.h. popartej dyrektywami wykładni funkcjonalnej.

Jak pokazuje analiza u. o rozw. KDTów łączenie spółek i następstwo prawne będzie miało znaczenie z uwagi na ustalenie pojęcia rynku konkurencyjnego, którego wyznaczenie jest podstawowe względem określenia wartości przychodów, branych pod uwagę do rozliczenia zaliczek na poczet kosztów osieroconych oraz korekt. Łączenie spółek oddziałuje zatem na system rekompensat w sposób pośredni.

Literatura

- [1] BIELSKA-BRODZIAK A., 2009 – Interpretacja tekstu prawnego na podstawie orzecznictwa podatkowego. Warszawa, Lex.
- [2] BYCHOWSKA M., 2001 – Prawo konkurencji w Unii Europejskiej. [W:] A. Wróbel (red.), Wprowadzenie do prawa Wspólnot Europejskich (Unii Europejskiej), Zakamycze 2002, Lex.
- [3] CZEKAJ J., 2001 – Kontrakty długoterminowe a rynek energii elektrycznej w Polsce. Warszawa, http://www.ure.gov.pl/portal/pl/209/1300/III3_Kontrakty_dlugoterminowe.html, stan na dzień 2.12.2010 r.
- [4] DUDA M., 2006 – Stan obecny i perspektywy rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce. Tekst dostępny na stronie http://www.e-lektrownia.pl/art/stan_obecny_duda.pdf, stan na dzień 2.12.2010 r.
- [5] Dyrektywa 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania, Dz.U. L 309 z 27.11.2001, str. 1.
- [6] Dyrektywa 2003/54/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej i uchylenia dyrektywy 96/92/EC (w tekście jako: Regulacja 1/2003 EC).
- [7] GUT A., 2004 – Zasada trwałości decyzji administracyjnych a sukcesja praw i obowiązków z nich wynikających w świetle kodeksu spółek handlowych. Zeszyty Naukowe AE w Krakowie, nr 657, s. 42–43.
- [8] KĄDZIELAWA A., 2004 – Konkurencyjność krajowych wytwórców na rynku energii. s. 5, tekst dostępny na stronie http://www.apsenergia.pl/pliki/artykuly/02_AK-Koz04.pdf, stan na dzień 2.12.2010 r.

- [9] Kodeks spółek handlowych z dnia 15 września 2000 r. (Dz.U. z 2000 r. Nr 94, poz. 1037).
- [10] Kodeks cywilny z dnia 23 kwietnia 1964 roku (Dz.U. z 1964 Nr 16, poz. 93).
- [11] Kodeks spółek handlowych, Red. Komentarz, S. Sołtysiński, A. Szajkowski, A. Szumański, J. Szwaja Warszawa 2004, t. IV, s. 245–246.
- [12] Komunikat Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w Sprawozdaniu Rocznym za rok 2005. źródło http://www.ure.gov.pl/index_eng.php?dzial=1&id=6.
- [13] KUIK K., 2008 – 2007 EC Competition Law and Sector-specific Regulatory Case Law Developments with a Nexus to Poland. Yearbook of Antitrust and Regulatory Studies, nr 1, 2008, s. 184, tekst dostępny na stronie <http://www.scribd.com/doc/35340654/K-Kuik-2007-EC-Competition-Law-and-Sector-specific-Regulatory-Case-Law-Developments-with-a-Nexus-to-Poland>, stan na dzień 2.12.2010 r.
- [14] KWIATKOWSKI M., 2006 – Proces formułowania strategii rozwoju firmy obrotu energią elektryczną. Warszawa, s. 50.
- [15] LICHOTA A., 2006 – Prognozowanie krótkoterminowe na lokalnym rynku energii elektrycznej. Kraków, przytoczone poglądy stanowią fragment pracy doktorskiej dostępnej na stronie <http://winntbg.bg.agh.edu.pl/rozprawy/9746/full.pdf>, stan na dzień 3.12.2010 r.
- [16] ŁUCKI Z., 2010 – Instrumenty Polityki Energetycznej. Polityka Energetyczna t. 13, z. 1, s. 8.
- [17] Mały słownik języka polskiego, red. M. Sobol, Warszawa 2000, s. 1078.
- [18] MARIANŃSKI A., 2003 – Sukcesja praw i obowiązków publicznoprawnych – rozważania na tle art. 494 § 2 i 5 k.s.h. – polemika. Przegląd Prawa Handlowego nr 12, s. 50.
- [19] MESJASZ-LECH A. – Koncentracja rynku energii w Polsce. brak roku wydania, tekst dostępny na stronie http://www.ue.katowice.pl/images/user/File/katedra_ekonomii/A.Mesjasz-Lech.KONCENTRACJA_RYNKU_ENERGII_ELEKTRYCZNEJ_W_POLSCE.pdf, stan na dzień 2.12.2010 r.
- [20] NEY R., 2009 – Niektóre uwarunkowania polskiej polityki energetycznej. Polityka Energetyczna t. 12, z. 2/1, s. 14.
- [21] OLECH Z., NOWAK M.J., 2008 – Regulacja sukcesji administracyjnej w kodeksie spółek handlowych. Przegląd Prawa Handlowego nr 2008, s. 39.
- [22] PALKA-BARTOSZEK K., 1999 – Łączenie się spółek kapitałowych w projekcie ustawy kodeks spółek handlowych. Rejent nr 9, s. 197.
- [23] PIOTROWSKA A., 2003 – Sukcesja praw i obowiązków publicznoprawnych – rozważania na tle art. 494 § 2 i 5 k.s.h. Przegląd Prawa Handlowego nr 9, s. 21–22.
- [24] PIOTROWSKA A., 2003 – Sukcesja praw i obowiązków publicznoprawnych – rozważania na tle art. 494 § 2 i 5 k.s.h. Przegląd Prawa Handlowego nr 9, s. 20.
- [25] RAMS A., 2010 – Łączenie a sukcesja. Rzeczpospolita z dnia 2 marca 2001, tekst dostępny na stronie <http://www.tomczak.pl/publikacje/publikacje44.html?druk=1>, stan na dzień 3.12.2010 r.
- [26] RĄCZKIEWICZ I., 2010 – Kontrakty długoterminowe w polskim prawie bilansowym. Źródło: <http://www.sknkonto.ue.poznan.pl/materiały/kontraktydługoterminowe.pdf>, stan na dzień 01.12.2010 r.
- [27] Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki za 1999 rok, Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki nr 3 Maj 2000.
- [28] SZCZĘSNY K., CHROST M., BOGOLUBOW J., 2009 – Konsekwencje rozwiązania kontraktów długoterminowych w energetyce. s. 160, Materiały XXIII Konferencji z cyklu: Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej. Dylematy polskiej polityki energetycznej. Zakopane, 11–14 października 2009 r. Wyd. Instytutu GSMiE PAN tekst dostępny na

stronie http://www.minpan.krakow.pl/se/pelne_teksty23/k23z_mk/k23_szczesny_chrost_bogolubow_z.pdf, stan na dzień 2.12.2010 r.

- [29] TENENBAUM M., 2008 – Instytucja zadatku w polskim prawie cywilnym. Warszawa, s. 128.
- [30] Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską z 1957 r. (w tekście jako TWE).
- [31] Ustawa o rachunkowości z dnia 29 września 1994 r. (Dz.U. z 2009 r. Nr 152, poz. 1223).
- [32] Ustawa Ordynacja podatkowa z dnia 29 sierpnia 1997 r. (Dz.U. z 2005 r. Nr 8 poz. 60).
- [33] Ustawa z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz.U. z 2007 r. Nr 130 poz. 905).
- [34] Ustawa Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r. (Dz.U. z 2006 r. Nr 89 poz. 625).
- [35] Zasady Techniki Prawodawczej, załącznik do rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 20 czerwca 2002 r. w sprawie „Zasad techniki prawodawczej” (Dz.U. z 2002 r. Nr 100 poz. 908).
- [36] Załącznik do rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 20 czerwca 2002 r. w sprawie „Zasad techniki prawodawczej” (Dz.U. z 2002 r. Nr 100 poz. 908).

Mirosław PAWEŁCZYK, Marlena JANKOWSKA

The transfer of the right to compensate the stranded costs resulting from the Power Purchase Agreements in the case of joining corporations

Abstract

Power Purchase Agreements (PPA_s) being contracts for the supply of power and energy have been used in energetics since 1990s. As European Commission found long-term contracts being against the rules of competition law they have been cancelled. Costs (so called stranded costs) resulting from the long-term contracts were to be covered in terms of the state public aid.

On the 1st of March 2005 Poland notified European Commission about the project of the legal act on the basis of which the voluntary cancellation of PPA_s would be possible and parties would be able to receive compensation of the costs resulting from the cancellation (so called stranded costs). In 2005 the European Commission started the proceeding. In the decision from 25 th of September 2007 the European Commission noticed, that PPA_s guarantee to the selected producers being the party of the mentioned contracts the privileged position in comparison to their competitors, which may harm the fair competition and influence the commercial exchange between the EU states.

Long-term contracts have been cancelled on the basis of the legal act from 29 th of June 2007 on the rules of covering the costs beared by the producers resulting from the anticipatory cancellation of the long-term contracts for the supply of power and energy.

However, in relation to the transformation of corporations involving mainly joining of the corporations the important matter became the one that concerned the admissibility of transfer of

the right to compensate the stranded costs owned by the joined corporation to the new corporation on the basis of the administrative succession.

According to the article 494 § 1 of the Code of Commercial Partnerships and Companies the new corporations acquires the rights and obligations of the joined corporation. In article 494 § 2 of the Code of Commercial Partnerships and Companies is stated that the new corporation on the date of joining acquires e.g. permissions, concessions and alleviations that has been given to the joined corporation unless in the terms of permission, concession or alleviation has been stated otherwise.

As stated above, the right to compensate the stranded costs given to the corporations on the basis of the legal act on terminations of the PPA_s are the subject of transfer on the basis of administrative succession to the new corporation. This conclusion is to be interpreted and legally justified in the legal acts.

KEY WORDS: stranded costs, power purchase agreements, PPA_s, joining of corporations