



Spis treści

II Akty przyjęte na mocy Traktatów WE/Euratom, których publikacja nie jest obowiązkowa

DECYZJE

Komisja

2009/287/WE:

- ★ **Decyzja Komisji z dnia 25 września 2007 r. w sprawie pomocy państwa udzielonej przez Polskę w ramach umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej oraz pomocy państwa, której Polska planuje udzielić w ramach rekompensaty z tytułu dobrowolnego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (notyfikowana jako dokument nr C(2007) 4319) ⁽¹⁾** 1

II

(Akty przyjęte na mocy Traktatów WE/Euratom, których publikacja nie jest obowiązkowa)

DECYZJE

KOMISJA

DECYZJA KOMISJI

z dnia 25 września 2007 r.

w sprawie pomocy państwa udzielonej przez Polskę w ramach umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej oraz pomocy państwa, której Polska planuje udzielić w ramach rekompensaty z tytułu dobrowolnego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej

(notyfikowana jako dokument nr C(2007) 4319)

(Jedynie tekst w języku polskim jest autentyczny)

(Tekst mający znaczenie dla EOG)

(2009/287/WE)

KOMISJA WSPÓLNOT EUROPEJSKICH,

uwzględniając Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską, w szczególności jego art. 88 ust. 2 akapit pierwszy,

uwzględniając Porozumienie o Europejskim Obszarze Gospodarczym, w szczególności jego art. 62 ust. 1 lit. a),

po zaproszeniu zainteresowanych stron do przedstawienia uwag zgodnie z wyżej wymienionymi artykułami ⁽¹⁾ i po uwzględnieniu tych uwag,

a także mając na uwadze, co następuje:

1. PROCEDURA

(1) 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, 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” (zwanym dalej „projektem ustawy”).

(2) Po wstępnej ocenie Komisja stwierdziła, że zgłoszenie jest niekompletne i pismem z dnia 27 kwietnia 2005 r.

zwróciła się do polskich władz o przekazanie informacji uzupełniających na temat wyżej wymienionego środka.

(3) Pismem z dnia 1 czerwca 2005 r., zarejestrowanym w dniu 2 czerwca 2005 r., polskie władze przedłożyły część wymaganych informacji dodatkowych, pozostałe informacje przedstawiając następnie w piśmie z dnia 24 czerwca 2005 r., zarejestrowanym w dniu 28 czerwca 2005 r.

(4) W dniach 28 i 29 czerwca 2005 r. na wniosek polskich władz zorganizowane zostało posiedzenie techniczne w celu omówienia przedmiotowego zgłoszenia. Podczas spotkania ustalono pozostałe zagadnienia, które polskie władze powinny wyjaśnić na piśmie, aby zapewnić Komisji komplet informacji wymaganych do oceny.

(5) W związku z brakiem udzielenia przez polskie władze pełnej odpowiedzi pismem z dnia 28 lipca 2005 r. (D/55776) Komisja przypominała o wyjaśnieniach, o które zwróciła się na spotkaniu w dniu 28 czerwca 2005 r., prosząc polskie władze o przekazanie niezbędnych informacji.

(6) Pismem z dnia 7 września 2005 r., zarejestrowanym w dniu 9 września 2005 r., polskie władze poinformowały Komisję, że z uwagi na zakończenie kadencji parlamentarnej prace nad projektem ustawy zostały wstrzymane.

⁽¹⁾ Dz.U. C 52 z 2.3.2006, s. 8.

- (7) Pismem z dnia 23 listopada 2005 r. Komisja powiadomiła Polskę o swojej decyzji dotyczącej wszczęcia postępowania ustanowionego w art. 88 ust. 2 Traktatu WE w odniesieniu do projektu ustawy, jak również w odniesieniu do umów (kontraktów) długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (zwanym dalej „KDT”) w polskim sektorze elektroenergetycznym.
- (8) Decyzja Komisji o wszczęciu formalnego postępowania wyjaśniającego (zwana dalej „decyzją o wszczęciu postępowania”) została opublikowana w *Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej* ⁽²⁾. Komisja wezwała zainteresowane strony do przedłożenia uwag.
- (9) Pismem z dnia 16 grudnia 2005 r. polskie władze zwróciły się z wnioskiem o nieujawnianie osobom trzecim określonych informacji zawartych w decyzji o wszczęciu postępowania. Komisja odpowiedziała na ten wniosek i w piśmie z dnia 25 stycznia 2006 r. przedstawiła swoją wersję decyzji nieopatrzoną klauzulą poufności, która została zaakceptowana przez polskie władze pocztą elektroniczną z dnia 16 lutego 2006 r., zarejestrowaną tego samego dnia.
- (10) Pismem z dnia 28 grudnia 2005 r., zarejestrowanym przez Komisję w dniu 4 stycznia 2006 r., polskie władze przekazały Komisji pierwszą część uwag dotyczących wszczęcia postępowania w sprawie projektu ustawy o rozwiązaniu długoterminowych umów sprzedaży mocy i energii elektrycznej, które wskazały kierunek prac mających na celu usunięcie wątpliwości zgłoszonych przez Komisję do projektu ustawy. Po drugie, w następstwie wniosku o przedłużenie terminu, który został zaakceptowany przez Komisję dnia 12 stycznia 2006 r., w piśmie z dnia 23 stycznia 2006 r., zarejestrowanym przez Komisję dnia 26 stycznia 2006 r., polskie władze przekazały swoje uwagi na temat oceny długoterminowych umów sprzedaży mocy i energii elektrycznej przez Komisję.
- (11) Dodatkowo do pisma z dnia 23 grudnia 2005 r., w piśmie z dnia 5 kwietnia 2006 r., zarejestrowanym dnia 6 kwietnia 2006 r., polskie władze przekazały dodatkowe wyjaśnienia dotyczące planowanych zmian projektu ustawy o rozwiązaniu długoterminowych umów sprzedaży mocy i energii elektrycznej, aby ustawa ta była zgodna z obowiązującymi zasadami przyznawania pomocy państwa. Załączniki do tego pisma zostały przekazane w piśmie z dnia 6 kwietnia 2006 r., zarejestrowanym dnia 10 kwietnia 2006 r.
- (12) Komisja otrzymała uwagi od zainteresowanych stron. Pismem z dnia 20 czerwca 2006 r. Komisja przekazała te uwagi polskim władzom, które otrzymały możliwość ustosunkowania się do nich.
- (13) Decyzja o wszczęciu postępowania została zaskarżona przez jedną z zainteresowanych stron przed Sądem Pierwszej Instancji pozwem złożonym dnia 12 maja 2006 r. i otrzymała sygnaturę T-142/06.
- (14) Na wniosek polskich władz z dnia 7 lipca, zarejestrowany dnia 12 lipca 2006 r., duża część uwag została przetłumaczona na język polski i przekazana polskim władzom w piśmie z dnia 23 lutego 2007 r. W odpowiedzi na to pismo polskie władze poinformowały pismem z dnia 12 marca 2007 r., zarejestrowanym tego samego dnia, że tłumaczenie pozostałej części uwag nie jest już konieczne.
- (15) Następnie pismem z dnia 28 marca 2007 r., zarejestrowanym przez Komisję tego samego dnia, polskie władze przekazały opinię na temat uwag zainteresowanych stron.
- (16) W odpowiedzi na pismo służb Komisji z dnia 28 kwietnia 2006 r., pismem z dnia 6 czerwca 2006 r., zarejestrowanym 8 czerwca 2006 r., polskie władze przekazały dodatkowe informacje o rozpatrywanych środku. Pismem z dnia 13 lipca 2006 r., zarejestrowanym w dniu 17 lipca 2006 r., polskie władze przedłożyły odpisy umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, wraz z odpowiednimi dodatkami i załącznikami (łącznie 609 dokumentów), w formie papierowej.
- (17) W piśmie zarejestrowanym w dniu 4 maja 2006 r. polskie władze zwróciły się o interpretację jednego z zapisów komunikatu Komisji dotyczącego metodologii analizy pomocy państwa związanej z kosztami osieroconymi (dalej „metodologia kosztów osieroconych”) ⁽³⁾.
- (18) Pismem z dnia 27 września 2006 r. Komisja przesłała polskim władzom listę kwestii, które miały zasadnicze znaczenie przy opracowywaniu projektu ustawy o rozwiązaniu KDT.
- (19) W pismach zarejestrowanych w dniach 17 sierpnia 2006 r., 5 stycznia 2007 r. i 28 maja 2007 r. oraz w poczcie elektronicznej zarejestrowanej dnia 29 maja 2007 r. (angielska wersja projektu ustawy) przekazano różne wersje projektu ustawy o rozwiązaniu KDT, znajdujące się na poszczególnych etapach procedury legislacyjnej w Polsce.
- (20) W trakcie postępowania Polska uzupełniła informacje na temat omawianego środka w pismach zarejestrowanych w dniu 31 stycznia 2007 r. i 4 kwietnia 2007 r., w poczcie elektronicznej z dnia 2, 4, 7 i 11 maja 2007 r. oraz w piśmie zarejestrowanym w dniu 6 czerwca 2007 r.
- (21) Pismem z dnia 3 kwietnia 2007 r. Komisja zwróciła się do polskich władz z zapytaniem o stan prac legislacyjnych nad projektem ustawy o rozwiązaniu KDT oraz o działania podjęte przez Polskę w związku z wcześniejszymi rozmowami podczas posiedzeń ze służbami Komisji.
- (22) Ponadto w ramach postępowania wyjaśniającego zorganizowano kilka posiedzeń z polskimi władzami w dniach 5 kwietnia 2006 r., 7 września 2006 r., 26 października 2006 r., 2 lutego 2007 r., 22 lutego 2007 r., 26 kwietnia 2007 r., 2 maja 2007 r. i 14 maja 2007 r.

⁽²⁾ Zob. przypis 1.

⁽³⁾ Komunikat przyjęty przez Komisję w dniu 26 lipca 2001 r.

- (23) W piśmie z dnia 9 lipca 2007 r. polskie władze przekazały ostateczną wersję ustawy o rozwiązaniu umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, która została uchwalona przez polski parlament i weszła w życie dnia 4 sierpnia 2007 r. Dnia 18 lipca 2007 r. Polska przekazała tłumaczenie ustawy na język angielski, a także indeks zmian wprowadzonych do ustawy przez Senat – wyższą izbę parlamentu – wraz z memorandum wyjaśniającym.
- (29) KDT podpisano w latach 1996–1998, z wyjątkiem jednego z siedmiu KDT z grupą Południowy Koncern Energetyczny S.A. (zwaną dalej „PKE”), podpisanego dnia 12 kwietnia 1995 r., oraz KDT z Elektrownią Turów, podpisanego dnia 26 sierpnia 1994 r. KDT z Elektrownią Turów nie był objęty zakresem decyzji o wszczęciu postępowania⁽⁴⁾. Z tego powodu nie został on także objęty zakresem niniejszej decyzji. Poniższa tabela zawiera wykaz zainteresowanych spółek.

2. OPIS POMOCY

2.1. Umowy długoterminowe sprzedaży mocy i energii elektrycznej

- (24) W połowie lat 90. polski rząd postanowił uruchomić program mający na celu modernizację polskiego sektora energii elektrycznej oraz dostosowanie go do obowiązujących w Europie Zachodniej standardów technicznych i standardów w dziedzinie ochrony środowiska naturalnego.
- (25) W celu wdrożenia tego programu Polska wszczęła postępowanie konkursowe, mające doprowadzić do wyboru projektów nowych lub zmodernizowanych zakładów wytwarzania energii elektrycznej. Projekty te uzyskiwałyby długoterminowe umowy sprzedaży mocy i energii elektrycznej dla posiadanych mocy wytwórczych. Decyzję o postępowaniu przetargowym podjęło Ministerstwo Przemysłu i Handlu, a było ono prowadzone pod jego kontrolą przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA („PSE”) – polskiego państwowego operatora sieci elektroenergetycznej, który miał obsługiwać postępowanie przetargowe.
- (26) Dokumentację i specyfikację techniczną postępowania wydano w sierpniu i wrześniu 1994 r. Dokumenty wymieniały trzy cele projektu: dostarczanie taniej energii elektrycznej, utrzymanie racjonalnego poziomu bezpieczeństwa dostaw oraz podniesienie standardów ochrony środowiska naturalnego i zapobieganie pogarszaniu się jego stanu, z uwzględnieniem wymogów integracji między Polską a Europą Zachodnią.
- (27) Przy ocenie ofert przyjęto szereg kryteriów, między innymi: wydajność projektu, wielkość nakładów kapitałowych, działania proekologiczne, zastosowanie sprawdzonych technologii oraz wykorzystanie stabilnych i bezpiecznych źródeł paliw.
- (28) Termin składania ofert upływał dnia 5 stycznia 1995 r. Otrzymano 44 oferty. Najmniej atrakcyjne oferty odrzucono. Z pozostałymi oferentami podjęto bezpośrednie negocjacje. Negocjacje te doprowadziły do zawarcia KDT z kilkoma spółkami lub grupami spółek.

Tabela 1

KDT w Polsce

Nr	Nazwa beneficjenta
1	BOT Górnictwo i Energetyka S.A.
2	Południowy Koncern Energetyczny S.A.
3	Elektrownia Kozienice S.A.
4	Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A.
5	Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin Pątnów II
6	Electrabel Połaniec S.A.
7	Elektrociepłownia Kraków S.A. ⁽¹⁾ . 1
8	Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni S.A.
9	Elektrociepłownia Rzeszów S.A.
10	Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.
11	Elektrociepłownia Lublin Wrotków Sp. z o.o.
12	Elektrociepłownia Chorzów „ELCHO” S.A.
13	Żarnowiecka Elektrownia Gazowa Sp. z o.o.
14	Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.

⁽¹⁾ Ten KDT nie został podpisany w wyniku postępowania przetargowego.
Źródło: Decyzja o wszczęciu postępowania.

- (30) Okres obowiązywania KDT waha się od 7 do 20 lat, licząc od daty uruchomienia elektrowni; większość z nich została zawarta na okres dłuższy niż 15 lat. Ostatni KDT wygasa w 2027 r.

⁽⁴⁾ W świetle przepisów załącznika IV do Aktu dotyczącego warunków przystąpienia Republiki Czeskiej, Republiki Estońskiej, Republiki Cypryjskiej, Republiki Łotewskiej, Republiki Litewskiej, Republiki Węgierskiej, Republiki Malty, Rzeczypospolitej Polskiej, Republiki Słowenii i Republiki Słowackiej oraz dostosowań w traktatach stanowiących podstawę Unii Europejskiej (dalej nazywany „Aktom przystąpienia”), który stanowi integralną część Traktatu o przystąpieniu Republiki Czeskiej, Republiki Estońskiej, Republiki Cypryjskiej, Republiki Łotewskiej, Republiki Litewskiej, Republiki Węgierskiej, Republiki Malty, Rzeczypospolitej Polskiej, Republiki Słowenii i Republiki Słowackiej (dalej nazywany „Traktatem o przystąpieniu”) (Dz.U. L 236 z 23.9.2003), pomoc przyznana przed dniem 10 grudnia 1994 r. jest uznawana za pomoc istniejącą.

- (31) Wszystkie KDT zostały zawarte w oparciu o tę samą podstawową zasadę:
- wytwórcy zobowiązują się do stworzenia nowych mocy wytwórczych, do modernizacji urządzeń oraz do dostarczania PSE ustalonej, minimalnej ilości energii elektrycznej z danych instalacji;
 - PSE zobowiązuje się do kupowania co najmniej tej minimalnej ilości energii elektrycznej;
 - cena zakupu energii elektrycznej oparta jest na zasadzie przeliczenia kosztów na odbiorcę (*pass-through principle*). Wytwórcy pobierają od PSE kwoty odpowiadające wszelkim ponoszonym kosztom, stałym i zmiennym, powiększone o marżę zysku.

Jednak z uwagi na fakt, że ostateczna treść KDT jest wynikiem indywidualnych negocjacji dotyczących poszczególnych projektów, umowy te nie są zupełnie identyczne i mogą różnić się w szczegółach.

- (32) Od czasu podpisania niektóre KDT były zmieniane, niekiedy kilkakrotnie. Zmiany polegały na modyfikacji niektórych elementów umowy, jednak w każdym przypadku utrzymano wyżej opisane zasady.

2.2. Projekt ustawy o rozwiązaniu KDT, który był przedmiotem decyzji o wszczęciu postępowania

- (33) Projekt ustawy, który był przedmiotem decyzji o wszczęciu postępowania, przewidywał możliwość dobrowolnego rozwiązania przez wytwórców wymienionych w tabeli 1 KDT zawartych z PSE. Wytwórcy przystępujący do systemu mieliby prawo do rekompensaty na warunkach określonych w projekcie ustawy.
- (34) Rekompensaty mogą pokrywać różnicę pomiędzy kosztami poniesionymi przez spółkę na wywiązanie się KDT oraz tą częścią przychodów osiągniętych ze sprzedaży energii elektrycznej, którą przedsiębiorstwo to może wykorzystać do pokrycia tych kosztów. Różnica ta określana będzie dalej jako „rekompensowalna różnica”. Do kosztów zalicza się również koszty związane bezpośrednio z rozwiązaniem KDT, takie jak koszty wcześniejszej spłaty kredytów.
- (35) Rekompensaty wypłacane są w formie płatności wstępnej, po której następować będą coroczne korekty aż do 2016 r., a następnie ostateczna korekta w 2016 r.
- (36) Wysokość płatności wstępnej odpowiada rekompensowalnej różnicy w latach 2006–2025 lub też roku, w którym dany KDT miał pierwotnie wygasnąć, zależnie od tego, która z tych dat przypadnie wcześniej, obliczonej na podstawie prognozy zmiany cen i udziałów rynkowych w tym okresie.
- (37) W okresie trwającym od wejścia w życie projektu ustawy do roku 2014 wartość rekompensowalnej różnicy będzie corocznie obliczana na nowo na podstawie rzeczywistych danych gospodarczych i porównywana z wartością obliczoną pierwotnie na podstawie prognozy. Jeżeli faktyczna wartość będzie różnić się od prognozowanej, zastosowana zostanie korekta, która może być dodatnia lub ujemna,

prowadząc odpowiednio do kolejnej płatności na rzecz beneficjenta lub też do konieczności dokonania przez niego zwrotu. Z przyczyn praktycznych, w szczególności ze względu na czas niezbędny do zebrania i opracowania wszystkich danych, korekty będą faktycznie obliczane po dwóch latach kalendarzowych od roku, którego dotyczą dane gospodarcze.

- (38) W roku 2016 ustalona zostanie nowa prognoza zmiany cen i udziałów rynkowych na lata 2015–2025, lub do roku, w którym dany KDT miał pierwotnie wygasnąć, w zależności od tego, która data przypadnie wcześniej („okres pozostały”). Wartość rekompensowalnej różnicy w ciągu okresu pozostałego określona na podstawie tej prognozy zostanie porównana z wartością obliczoną na podstawie pierwotnej prognozy. Jeżeli wartości te okażą się różne dojdzie do ostatecznej korekty mającej objąć cały okres pozostały. Podobnie jak w przypadku wcześniejszych korekt, ostateczna korekta może być dodatnia lub ujemna, dlatego także ona prowadzić będzie albo do dodatkowej płatności na rzecz beneficjenta, albo też do konieczności dokonania przez niego zwrotu.

- (39) Łączna wartość wypłaconych rekompensat, włączając w to korekty, nie może przekroczyć maksymalnej wartości określonej poniżej. Wartość ta została określona dla poszczególnych spółek lub też – jeżeli spółki należą do jednej grupy – dla grupy ⁽⁵⁾:

Tabela 2

Maksymalne rekompensaty przewidziane w projekcie ustawy w wersji poddanej analizie w decyzji o wszczęciu postępowania

(w tys. PLN)

	Nazwa beneficjenta	Maksymalne rekompensaty
1	BOT Górnictwo i Energetyka S.A.	7 554 899
2	Południowy Koncern Energetyczny S.A.	5 085 101
3	Elektrownia Koźienice S.A.,	1 610 729
4	Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A.	1 106 014
5	Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin Pątnów II	2 173 335
6	Electrabel Połaniec S.A.	1 204 454
7	Elektrociepłownia Kraków S.A.	84 656
8	Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni S.A.	132 773

⁽⁵⁾ Uwaga: tabela została oparta na materiałach przedłożonych przez polskie władze w załączniku 1 do ich pisma z dnia 2 czerwca 2005 r., które zawiera więcej danych niż pierwotne zgłoszenie projektu ustawy.

(w tys. PLN)

	Nazwa beneficjenta	Maksymalne rekompensaty
9	Elektrociepłownia Rzeszów S.A.	302 684
10	Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.	641 453
11	Elektrociepłownia Lublin Wrotków Sp. z o.o.	508 176
12	Elektrociepłownia Chorzów „ELCHO” S.A.	1 338 272
13	Żarnowiecka Elektrownia Gazowa Sp. z o.o.	1 013 081
14	Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.	540 323
	Razem	22 755 627

Źródło: Decyzja o wszczęciu postępowania.

- (40) Ta maksymalna wartość jest równa rekompensowalnej różnicy obliczonej na lata 2006–2025 przy przyjęciu założenia, że ceny na rynku energii elektrycznej będą stopniowo, ale wolno wzrastały z poziomu nawet niższego niż obecny do poziomu odnotowywanego w Europie Zachodniej. W takim scenariuszu średnie ceny energii elektrycznej wynosiłyby początkowo około 22 EUR/MWh w roku 2006, rosnąc powoli do poziomu 30 EUR/MWh w roku 2015, następnie rozpoczęłyby się okres szybszego ich wzrostu do poziomu około 40 EUR/MWh w roku 2018, po czym doszłoby do ustabilizowania się cen na tym poziomie, z pewnymi wahaniami w górę i w dół, do końca okresu referencyjnego, przypadającego w roku 2025.
- (41) Rekompensaty będą wypłacane przez PSE lub jej spółki zależne w pełni kontrolowane przez państwo i zostaną sfinansowane poprzez wprowadzenie opłaty nakładanej na odbiorców, proporcjonalnej do mocy umownej przyłącza do sieci elektrycznej. Aby móc sfinansować znaczną płatność wstępną, PSE i/lub jej spółka zależna dokonują sekurytyzacji należności z tytułu opłat.

3. PODSTAWY WSZCĘCIA POSTĘPOWANIA

- (42) W celu oceny zgłoszonego projektu ustawy w decyzji o wszczęciu postępowania, Komisja zbadała zarówno elementy pomocy państwa zawarte w samych KDT, jak również element takiej pomocy zawarty w rekompensatach wypłacanych w przypadku rozwiązania KDT. Jak to wyjaśniono w pkt 3 decyzji o wszczęciu postępowania, oba te środki były ściśle ze sobą powiązane.
- (43) Wątpliwości poruszone w decyzji o wszczęciu postępowania zostały streszczone w pkt 3.1 i 3.2 poniżej. W odniesieniu do bardziej szczegółowej oceny Komisja odesłała do pkt 3 decyzji o wszczęciu postępowania.

3.1. Umowy długoterminowe sprzedaży mocy i energii elektrycznej

- (44) We wstępnej analizie Komisja uznała, że KDT przypuszczalnie zapewnią wybranym wytwórcom będącym stronami takich umów uprzywilejowaną pozycję w porównaniu z konkurentami, co może zakłócić konkurencję i wpłynąć na wymianę handlową między państwami członkowskimi.
- (45) Komisja wyraziła opinię, że KDT nie stanowią istniejącej pomocy, gdyż na podstawie postanowień Traktatu o przystąpieniu żaden z KDT nie kwalifikuje się do jednej z trzech kategorii pomocy, które od dnia przystąpienia zostały uznane za istniejącą pomoc w rozumieniu art. 88 ust. 1 Traktatu WE ⁽⁶⁾.
- (46) W szczególności, po pierwsze, żaden z KDT (z wyjątkiem umowy zawartej z Elektrociepłownią Turów) nie wszedł w życie przed dniem 10 grudnia 1994 r. Po drugie, KDT nie zostały zgłoszone Komisji w trybie tzw. „procedury przejściowej”, i po trzecie, żaden z KDT nie został wymieniony w wykazie istniejącej pomocy, załączonym do Traktatu o przystąpieniu.
- (47) Komisja uznała, że skoro KDT nie zostały zgłoszone Komisji w trybie art. 88 ust. 3 Traktatu WE, stanowią one pomoc przyznaną bezprawnie w rozumieniu art. 1 lit. f) rozporządzenia Rady (WE) nr 659/1999 z dnia 22 marca 1999 r. ustanawiającego szczegółowe zasady stosowania art. 93 Traktatu WE ⁽⁷⁾.
- (48) Komisja wyraziła pogląd, że postanowienia KDT stawiają wytwórców energii elektrycznej będących stronami tych kontraktów w korzystniejszej sytuacji gospodarczej w stosunku do pozostałych wytwórców, którzy nie są objęci KDT, 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.
- (49) 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 ⁽⁸⁾. Środki, które stawiają w korzystniejszej sytuacji spółki sektora energetycznego w jednych państwach członkowskich, były zatem uważane za mogące potencjalnie ograniczyć możliwości wywozu energii do tych państw przez spółki z innych państw członkowskich lub też sprzyjać wywozowi energii elektrycznej do tych drugich państw.
- (50) Komisja wyraziła także pogląd, że ta uprzywilejowana pozycja została przyznana z wykorzystaniem zasobów państwowych, ponieważ podpisanie KDT stanowiło decyzję

⁽⁶⁾ Punkt 3.1 ppkt (i) decyzji o wszczęciu postępowania.

⁽⁷⁾ Dz.U. L 83 z 27.3.1999, s. 1.

⁽⁸⁾ Dz.U. L 27 z 30.1.1997, s. 20.

mającą swoje źródło w polityce państwowej realizowanej przez operatora sieci PSE należącego w całości do polskiego Skarbu Państwa. Zgodnie z orzecznictwem Trybunału Sprawiedliwości Wspólnot Europejskich (dalej zwanego „Trybunałem Sprawiedliwości”), w przypadku gdy przedsiębiorstwo będące własnością skarbu państwa wykorzystuje swoje środki w sposób, który pozwala sądzić, że stanowi to działanie państwa, środki te należy uznać za zasoby państwowe w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE ⁽⁹⁾.

- (51) Komisja stwierdziła zatem, że KDT stanowią przypuszczalnie pomoc państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE, udzielaną na rzecz wytwórców energii elektrycznej.
- (52) Komisja stwierdziła dalej, że na potrzeby analizy pomocy państwa otrzymywanej przez wytwórców należy skorzystać z treści metodologii kosztów osieroconych. Na podstawie posiadanej wówczas dokumentacji Komisja miała wątpliwości, czy KDT były zgodne z kryteriami ustanowionymi w powyższej metodologii.
- (53) Po pierwsze, Komisja miała wątpliwości, czy same zasady długoterminowej umowy na zakup energii, wykluczające znaczną część rynku, mogą zostać uznane za zgodne z zasadniczymi celami metodologii kosztów osieroconych, czyli przyspieszeniem liberalizacji sektora poprzez przyznanie adekwatnej rekompensaty podmiotom już obecnym na rynku, stojącym w obliczu nierównej konkurencji.
- (54) Po drugie, Komisja miała wątpliwości, czy element związany z pomocą zawarty w KDT odpowiada szczegółowym kryteriom zawartym w metodologii kosztów osieroconych w zakresie obliczania kwalifikowalnych kosztów osieroconych i przyznawania adekwatnej rekompensaty.

3.2. Rekompensaty w przypadku rozwiązania KDT

- (55) W decyzji o wszczęciu postępowania Komisja oparła się na tej samej argumentacji, którą wyjaśniono powyżej i która posłużyła do ustalenia występowania elementów pomocy państwa w KDT, stwierdzając wstępnie, że elementy te występują także w przypadku rekompensat z tytułu rozwiązania KDT ⁽¹⁰⁾.
- (56) Następnie Komisja przeanalizowała zgodność pomocy państwa zawartej w rekompensatach z kryteriami zawartymi w metodologii kosztów osieroconych.
- (57) Komisja miała wątpliwości, czy rekompensaty są zgodne ze szczegółowymi kryteriami metodologii kosztów

osieroconych w zakresie obliczania kwalifikowalnych kosztów osieroconych i przyznawania adekwatnego rekompensaty.

4. UWAGI ZAINTERESOWANYCH STRON

- (58) Po opublikowaniu decyzji o wszczęciu postępowania i w terminie przewidzianym w tej publikacji albo, w niektórych przypadkach, po przedłużeniu terminu na wniosek zainteresowanych stron Komisja otrzymała uwagi od:
- następujących wytwórców energii elektrycznej: Elektrociepłownia Rzeszów S.A. (zwana dalej „elektrociepłownią Rzeszów”), Electrabel S.A. i Electrabel Połaniec S.A. (zwane dalej łącznie „Electrabel”), Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. i Elektrownia Pątnów II Sp. z o.o. (zwane dalej łącznie „PAK”), BOT Górnictwo i Energetyka S.A., BOT Elektrownia Opole S.A. i BOT Elektrownia Turów (zwane dalej łącznie „BOT”), Elektrociepłownia Chorzów „ELCHO” Sp. z o.o., Elektrociepłownia Kraków S.A. (zwana dalej „ECK”), Elektrociepłownia Zielona Góra S.A. (zwana dalej „ECZG”) oraz Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o. (zwana dalej „ENS”);
 - następujących instytucji bankowych, zapewniających finansowanie wytwórcom energii elektrycznej: Dresdner Bank AG London Branch, Bank Pekao SA, WestLB AG London Branch ⁽¹¹⁾ i WestLB AG (zwane dalej zbiorczo „Bankami”);
 - PSE.
- (59) Uwagi stron przekazane Komisji są bardzo do siebie podobne, czasami nawet niemal identyczne. Z tego powodu, zamiast opisywać osobne uwagi poszczególnych zainteresowanych stron, Komisja opisuje je poniżej, ujmując je w ogólne kategorie.

4.1. Uwagi na temat KDT

Zastosowanie po przystąpieniu ⁽¹²⁾

- (60) Zainteresowane strony argumentują, że KDT nie powinny być uważane za „nadal stosowane po przystąpieniu” w rozumieniu art. 3 ust. 1 lit. c) załącznika IV do Aktu przystąpienia ⁽¹³⁾.
- (61) Zainteresowane strony argumentują, że środki, które zostały prawnie ustalone przed przystąpieniem do UE, nie powinny być weryfikowane przez Komisję po przystąpieniu. Jest to zgodne z ogólną zasadą niedziałania prawa

⁽¹¹⁾ W ramach wniosku o spotkanie ze służbami Komisji West LB AG London Branch przedstawił także pewne dodatkowe komentarze pismem z dnia 27 grudnia 2006 r. (zob. niżej przypis 38) w sprawie projektu ustawy o rozwiązaniu KDT przyjętego przez polską Radę Ministrów w grudniu 2006 r. Spotkanie z przedstawicielami West LB AG London Branch i polskiego Stałego Przedstawicielstwa przy UE odbyło się w dniu 14 marca 2007 r.

⁽¹²⁾ Uwaga przekazana przez BOT, ENS, ECZG, ECK, ELCHO i PAK.

⁽¹³⁾ Zob. przypis 3 powyżej.

⁽⁹⁾ Sprawa C-482/99 z 16.5.2002 *Francja przeciwko Komisji* Rec. [2002], s. I-04397.

⁽¹⁰⁾ Zob. pkt 3 ppkt (ii) decyzji o wszczęciu postępowania.

wstecz. Wspólnotowe zasady dotyczące pomocy państwa miałyby obowiązywać dopiero od momentu przystąpienia do UE.

- (62) Zainteresowane strony powołują się na wcześniejsze decyzje Komisji⁽¹⁴⁾, w których Komisja stwierdzała, że systemy pomocy, będące ich zdaniem podobne do KDT, nie mają zastosowania po przystąpieniu.
- (63) Ich zdaniem ewentualna pomoc w ramach KDT byłaby w całości udzielona w ramach KDT przed przystąpieniem. Coroczne płatności byłyby nadal wypłacane, ale nie powinny być uznawane za nową pomoc.
- (64) KDT określały stałą ilość energii elektrycznej, jaką ma zakupić PSE, a także cenę zakupu energii elektrycznej w danym okresie. Przynajmniej w przypadku niektórych pozycji, ceny zostały obliczone w taki sposób, by nie mogły one przekroczyć poziomu uprzednio uzgodnionego przez strony lub też wprowadzono racjonalny limit na wahania cen w stosunku do konkretnych cen rynkowych, stanowiących możliwie jak najbardziej obiektywny punkt odniesienia. Poza tym rzeczywiste ceny były niekiedy nawet niższe, w szczególności dlatego, że polski regulator zachował nad nimi pośrednią kontrolę. Zatem również maksymalne zaangażowanie państwa zostało precyzyjnie określone w KDT, jeszcze przed przystąpieniem.

Istniejąca pomoc⁽¹⁵⁾

- (65) Zainteresowane strony argumentują, że nawet gdyby przyjąć, że KDT stanowią pomoc państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE, taka pomoc państwa powinna być uznana za pomoc istniejącą w rozumieniu art. 1 lit. b) rozporządzenia (WE) nr 659/1999.
- (66) Zainteresowane strony uważają, że decyzji co do tego, czy pomoc udzielona przed przystąpieniem i kontynuowana po przystąpieniu powinna zostać uznana za „nową pomoc” czy też „pomoc istniejącą” nie można oprzeć wyłącznie na postanowieniach załącznika IV do Aktu przystąpienia. Według zainteresowanych stron, jeżeli taka pomoc nie spełnia wymogów pozwalających zakwalifikować ją jako pomoc istniejącą w rozumieniu załącznika IV do Aktu przystąpienia, należy jeszcze zbadać ją w świetle przepisów zawartych w art. 1 lit. b) ppkt (ii)–(v) rozporządzenia (WE) nr 659/1999.
- (67) Zainteresowane strony podnoszą, że przepisy art. 1 ust. b) ppkt (v) rozporządzenia (WE) nr 659/1999 mają zastosowanie do KDT, dlatego kontrakty te mają stanowić „pomocą istniejącą”.
- (68) Zainteresowane strony stwierdzają dalej, że art. 1 ust. b) ppkt (v) ostatnie zdanie rozporządzenia (WE) nr 659/1999 nie ma zastosowania do KDT z trzech powodów.

- (69) Po pierwsze, w orzeczeniu w sprawie Alzetta Mauro⁽¹⁶⁾ Sąd Pierwszej Instancji stwierdził, że pomoc, która była udzielana na danym rynku początkowo zamkniętym dla konkurencji przed jego liberalizacją, należy uważać za pomoc istniejącą od czasu liberalizacji. Według zainteresowanych stron orzeczenie to oparte jest na bezpośredniej wykładni art. 88 ust. 1 Traktatu WE i dlatego, w myśl prawnej hierarchii, ma pierwszeństwo przed przepisami rozporządzenia (WE) nr 659/1999.
- (70) Po drugie, niezależnie od okoliczności, ponieważ rozporządzenie (WE) nr 659/1999 jeszcze nie obowiązywało w czasie liberalizacji rynku energii elektrycznej na mocy dyrektywy 96/92/WE lub zawierania KDT, zastosowanie miały zasady zawarte w orzeczeniu w sprawie Alzetta Mauro, a nie przepisy rozporządzenia (WE) nr 659/1999.
- (71) Po trzecie, porównanie definicji różnych kategorii zawartych w art. 1 ust. b) rozporządzenia (WE) nr 659/1999 prowadzi do wniosku, że art. 1 lit. b) ppkt (v) dotyczy tylko programów pomocy państwa, ponieważ pomoc indywidualna została w nich wyraźnie wymieniona.
- (72) Zainteresowane strony argumentują także, że na korzyść powyższego stanowiska przemawia również fakt, że KDT były umowami prawa prywatnego, w przeciwieństwie do środków państwowych. Według zainteresowanych stron przyjęcie założenia, że umowa legalnie i ważnie zawarta przed przystąpieniem Polski do UE i przed liberalizacją staje się bezprawna po przystąpieniu byłoby przewrotnym skutkiem przystąpienia. Zainteresowane strony uważają, że byłaby to rozszerzająca i działająca wstecz wykładania zasad Traktatu WE dotyczących pomocy państwa, naruszająca uznawane na arenie międzynarodowej zasady pewności prawnej i uprawnionych oczekiwań.

Możliwość przypisania środków państwu

- (73) Poniższe uwagi zostały zgłoszone przez Banki.
- (74) Banki argumentują, że środek nie może być przypisany państwu, ale PSE. Wziąwszy pod uwagę stan polskiego sektora energii elektrycznej w momencie podpisywania KDT, PSE nie dysponowała innymi możliwościami niż zawarcie kontraktów długoterminowych. Taka sama sytuacja zachodziłaby w przypadku, w którym PSE byłaby prywatnym operatorem na rynku. Należy zatem uznać, że podpisanie KDT leżało we wspólnym interesie państwa, jak i zakładów będących stronami tych umów, a nie stanowiło przykładu narzucenia PSE politycznej decyzji przez państwo.

⁽¹⁴⁾ Decyzja Komisji CZ 52/2003 (Universal Banka), CZ 58/2003 (Evrobanka), CZ 46/2003 (Investicni a postovni banka).

⁽¹⁵⁾ Uwaga przekazana przez ECZG, ECK i Banki.

⁽¹⁶⁾ Orzeczenie Sądu Pierwszej Instancji z dnia 15 czerwca 2000 r. w połączonych sprawach T-298/97, T-312/97, T-313/97, T-315/97, T-600/97 do T-607/97, T-1/98, T-3/98 do T-6/98 i T-23/98.

Korzyść ekonomiczna ⁽¹⁷⁾

- (75) Większość zainteresowanych stron argumentuje, że KDT nie przyznają żadnej korzyści gospodarczej.
- (76) Zainteresowane strony krytycznie odnoszą się do wstępnego ustalenia Komisji, że ceny ustalane na podstawie KDT są wyższe niż ceny na rynku hurtowym. Ich zdaniem Komisja nie wyjaśniła w decyzji o wszczęciu postępowania, którego rynku i których cen decyzja dotyczyła. W szczególności Polska Giełda Energii została otwarta dopiero w grudniu 1999 r., kiedy wiele KDT było już podpisanych. Zdaniem zainteresowanych brakowało wówczas wolnych mocy przesyłowych na liniach łączących Polskę z innymi krajami. Komisja błędnie powołała się na cenę odnotowaną w Grecji w 2003 r., a zatem w zupełnie innym kontekście geograficznym i czasowym.
- (77) Energia elektryczna sprzedawana na podstawie KDT nie może być porównywana ze energią sprzedawaną poza takimi kontraktami, nawet w Polsce. W pierwszym przypadku jest ona wytwarzana z poszanowaniem nowoczesnych norm ekologicznych, zaś w drugim jest wytwarzana w bardziej szkodliwych dla środowiska zakładach, które „pozbywają się” ⁽¹⁸⁾ nadwyżek mocy po marginalnych kosztach, stosując różne mechanizmy, z których żaden nie zapewnia uzyskania cen pokrywających zarówno stałe, jak i zmienne koszty. Wytwórcy działający poza KDT także byli dotowani, nie będąc przy tym w ogóle zobowiązanym do modernizacji swoich urządzeń, jak ma to miejsce w przypadku wytwórców objętych KDT. W żadnym razie nie mogli oni wyprodukować dostatecznej ilości energii elektrycznej na pokrycie całego zapotrzebowania w Polsce, zwłaszcza w latach 1997–1998.
- (78) Zdaniem zainteresowanych stron KDT należy analizować w kontekście okoliczności istniejących w czasie ich zawierania, to jest scentralizowanego i regulowanego systemu elektroenergetycznego, w którym występował tylko jeden odbiorca, a nie systemu zliberalizowanego, na którym działa rynek hurtowy.
- (79) KDT były jedynym sposobem na zabezpieczenie inwestycji spełniających wymagania dla sektora elektroenergetycznego w Polsce (zwłaszcza modernizacji całego systemu, ochrony środowiska i bezpieczeństwa dostaw). Banki żądały, by KDT były zabezpieczeniem udzielanych przez nie kredytów. Przy zastosowaniu testu inwestora prywatnego należało uwzględnić te wymogi – jedynym sposobem ich spełnienia były KDT. Zainteresowane strony zwracają uwagę na fakt, że KDT nakładają na wytwórców obowiązki w zakresie inwestycji i udostępniania.

- (80) Zainteresowane strony wskazują dalej, że postępowanie PSE w zakresie podpisywania KDT nie powinno być analizowane pod kątem tego, czy zapewniło krótkoterminowe zyski, ale raczej tego, czy zapewniło rentowność długoterminowych inwestycji, jak również – z perspektywy operatora sieciowego – czy zapewniło stabilne bezpieczeństwo dostaw i wypełnianie jego ogólnych obowiązków w zakresie służby publicznej. Zainteresowane strony wskazują, że KDT zawierane były w następstwie przejrzystego i otwartego przetargu, prowadzonego w sposób niedyskryminujący i prowadzącego do uzyskania możliwie najniższej ceny. Zdaniem zainteresowanych stron z orzecznictwa Sądu Pierwszej Instancji ⁽¹⁹⁾ wynika, że samo to wystarcza, aby wykluczyć przyznanie przewagi gospodarczej. Przed uruchomieniem przetargu na zawarcie KDT przeprowadzono analizę najniższych kosztów w celu ustalenia listy priorytetów inwestycyjnych w sektorze.
- (81) Zainteresowane strony argumentują także, że skoro PSE działały w regulowanym systemie energii elektrycznej, nie można porównywać postępowania PSE z postępowaniem spółek działających w normalnych warunkach rynkowych. W takim przypadku postępowanie PSE należy oceniać na tle obiektywnych i możliwych do weryfikacji elementów, którymi, zdaniem zainteresowanych stron, były koszty ponoszone przez wytwórców ⁽²⁰⁾. Postępowanie PSE spełnia kryteria testu inwestora prywatnego, ponieważ KDT przewidują pokrycie wyłącznie stałych kosztów oraz kosztów zmiennych i rozsądnej marży zysku.
- (82) Zawieranie długoterminowych umów, takich jak KDT, ma być ogólnie akceptowaną praktyką operatorów w tym sektorze. Ma to być zwykły sposób dzielenia ryzyka między wytwórcę a nabywcę. Długiego okresu umowy nie należy interpretować jako korzyści samej w sobie. Zainteresowane strony przywołują kilka przykładów: umowa między Electricité de France i Péchiney we Francji, dwie umowy między Redes Energéticas Nacionais i Turbogás oraz Electricidade De Portugal i Pego w Portugalii, oraz umowy zawierane przez Northern Ireland Electricity w Wielkiej Brytanii. Zainteresowane strony powołują się także do umowy „IASB”, jednak przekazane oznaczenie tego dokumentu okazało się nieprawidłowe i Komisja nie zdołała go odszukać ⁽²¹⁾. Zainteresowane strony utrzymują, że Komisja nie miała zastrzeżeń co do okresu obowiązywania tych umów, mimo że wynosił on co najmniej 15 lat. Zainteresowane strony twierdzą, że długoterminowe umowy są także ogólnie przyjętą praktyką w USA, ale nie podają na to żadnych konkretnych przykładów.

⁽¹⁹⁾ Powołanie się na orzeczenia Sądu Pierwszej Instancji w połączonych sprawach T-116/01 i T/118/01 (P&O European Ferries), pkt 118.

⁽²⁰⁾ Powołano się na orzeczenia Sądu w sprawach C-83/1 P, C-93/1 P i C-64/01 P (*Chronopost i inni przeciwko Ufex i inni*), pkt 38 i 39.

⁽²¹⁾ Polskie władze nie podtrzymały tego argumentu w swoich uwagach.

⁽¹⁷⁾ Uwaga przekazana przez BOT, ENS, ECZG, ECK, ELCHO, Rzeszów, Banki, PAK, Electrabel i PSE.

⁽¹⁸⁾ Sformułowanie użyte przez zainteresowane strony.

- (83) Zainteresowane strony podnoszą także, że KDT nie gwarantują zwrotu inwestycji. PSE i organy regulacyjne zachowały środki prawne pozwalające ograniczyć zwrot z inwestycji. W szczególności organy regulacyjne mogą weryfikować ceny i odmawiać zgody na pobieranie nadmiernych lub nieuzasadnionych opłat. PSE nie zawsze wykorzystywała pełne moce elektrowni i uwzględniła przy obliczaniu ceny energii elektrycznej w kontraktach korzyści wynikające z racjonalizacji zużycia energii. Wytwórcy ponoszą również liczne rodzaje ryzyka związane z zakładami takie jak ryzyko finansowe, ryzyko budowlane oraz ryzyko związane z eksploatacją i konserwacją.
- (84) Skoro KDT nie przewidywałyby żadnych korzyści gospodarczych, nie stanowiłyby pomocy państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE.
- (85) Zainteresowane strony będące podmiotami prywatnymi wskazują również, że nawet gdyby KDT przewidywały pewne korzyści gospodarcze, ich wartość znalazłaby wyraz w cenie sprzedaży uzgodnionej w czasie prywatyzacji elektrowni. KDT były konieczne do przeprowadzenia prywatyzacji, należąc do zasadniczych warunków umów prywatyzacyjnych omawianych zakładów. Zainteresowane strony przekonują, że w świetle orzeczeń Trybunału Sprawiedliwości w sprawie *Banks i Falck* ⁽²²⁾, należy uznać, że powyższe okoliczności oznaczają wykluczenie z KDT wszelkich elementów korzyści gospodarczych.

Usługi świadczone w ogólnym interesie gospodarczym ⁽²³⁾

- (86) Zainteresowane strony wskazują, że wytwórcy będący stronami KDT świadczą usługi w ogólnym interesie gospodarczym (zwane dalej „UOIG”).
- (87) Ewentualna pomoc państwa w ramach KDT spełnia cztery kumulatywne kryteria określone przez Trybunał Sprawiedliwości w orzeczeniu w sprawie *Altmark* ⁽²⁴⁾.
- (88) Po pierwsze, wytwórcom będącym stronami KDT powierza się świadczenie UOIG. Wynika to z przepisu zawartego w art. 1 ust. 2 polskiej ustawy Prawo energetyczne z 1997 r., który stanowi, że państwo musi zapewnić stałe i nieprzerwane dostawy energii odbiorcom końcowym, w sposób uzasadniony pod względem technicznym i ekonomicznym oraz z uwzględnieniem wymogów ochrony środowiska naturalnego. Do UOIG, jakie obowiązane są świadczyć, zainteresowane strony zaliczają również obowiązek dywersyfikacji dostaw paliwa i redukcji emisji tlenu azotu w pobliżu obszarów miejskich. Państwa członkowskie posiadają dużą swobodę w określaniu, jakie usługi zaliczane są do UOIG. Ujmując rzecz dokładnie,

dyrektywa 96/92/WE umożliwia uznanie obowiązku zapewnienia bezpieczeństwa dostaw za jedną z UOIG, co znajduje potwierdzenie w praktyce decyzyjnej Komisji. Także działania na rzecz ochrony środowiska, w tym racjonalizacja zużycia energii i ochrona klimatu, zostały uznane za UOIG w dyrektywie 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r., dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 96/92/WE ⁽²⁵⁾. KDT byłyby zatem instrumentem prawnym, wykorzystywanym przez państwo w celu powierzenia wytwórcom świadczenia wyżej opisanego UOIG, co znajduje potwierdzenie w kryteriach oceny ofert.

- (89) Po drugie, postanowienia KDT, w tym załączniki do tych kontraktów, określają precyzyjny tryb rekompensaty kosztów UOIG od samego początku. Jest to elementem negocjacji dotyczącym KDT. Niektóre KDT były zmieniane kilkukrotnie, nawet po przystąpieniu Polski do Unii Europejskiej, jednak nie miało to istotnego wpływu na ustalenie warunków i kwot rekompensaty.
- (90) Po trzecie, rekompensaty wypłacane na podstawie UOIG nie są wyższe niż koszty świadczonych UOIG. KDT przewidują pokrycie wyłącznie kosztów produkcji zakupionej energii elektrycznej (w tym np. kosztów budowy, kosztów kapitału, stałych i zmiennych kosztów eksploatacji i konserwacji, kosztów ogólnych) oraz rozsądnej marży zysku.
- (91) Po czwarte, świadczenie UOIG powierzono spółkom wybranym w otwartym, niedyskryminującym i przeprowadzonym na zasadach konkurencji przetargu na zawarcie KDT.
- (92) W świetle powyższych uwag zainteresowane strony stwierdzają, że KDT spełniają cztery kumulatywne kryteria orzeczenia w sprawie *Altmark*, w związku z czym należy uznać, że nie stanowią one pomocy w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE.
- (93) Dodatkowo zainteresowane strony podnoszą, że nawet gdyby uznano, że KDT nie spełniają czterech kryteriów kumulatywnych orzeczenia w sprawie *Altmark*, można je nadal uznać za zgodne z zasadami wspólnego rynku na podstawie postanowień art. 86 ust. 2 Traktatu WE.
- (94) Jak już wspomniano wyżej w motywie 88, w KDT powierzono wytwórcom świadczenie UOIG, których charakter określono w polskim prawie. Ponadto KDT mają być środkiem niezbędnym dla zagwarantowania świadczenia tych UOIG, ponieważ w innym przypadku nie można byłoby znaleźć odpowiednich źródeł finansowania rozwoju

⁽²²⁾ C-390/98 – *Banki*, C-74/00 P i C-75/00 P – *Falck*.

⁽²³⁾ Uwaga przekazana przez BOT, ENS, ACZG, ECK, ELCHO, PAK i PSE.

⁽²⁴⁾ Orzeczenie Trybunału z dnia 24 lipca 2003 r. w sprawie C-280/00, *Altmark trans GmbH, Regierungspräsidium Magdeburg i Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH*.

⁽²⁵⁾ Dz.U. L 176 z 15.7.2003, s. 37.

elektrowni. Pomoc w ramach KDT jest proporcjonalna do celu, jakim jest uzyskanie świadczenia UOIG, ponieważ przewidują one pokrywanie wyłącznie całkowitych kosztów wytwarzania energii elektrycznej oraz słusznej marży zysku. Podsumowując, zważywszy na bardzo ograniczoną ilość połączeń między siecią elektroenergetyczną Polski a innymi sieciami elektroenergetycznymi w Unii Europejskiej, pomoc nie może wpływać na rozwój handlu między państwami członkowskimi w zakresie sprzecznym ze wspólnym interesem.

Selektywność ⁽²⁶⁾

- (95) Zainteresowane strony uważają, że system KDT nie zawiera elementów selektywności.
- (96) Ich zdaniem nie można automatycznie założyć, że środek, który faworyzuje tylko jeden sektor gospodarki, jest selektywny. Zainteresowane strony argumentują, że Komisja powinna zawsze określić właściwy rynek geograficzny i rynek produktu. Następnie powinna ona określić, kim są konkurenci beneficjentów środka na tym rynku, aby móc wyrokować co do selektywności środka. W tym konkretnym przypadku przetarg na wybór stron KDT był otwarty, przejrzysty i niedyskryminujący, co oznacza, że nie wystąpił element selektywności.
- (97) Zainteresowane strony argumentują także, że środki charakterystyczne dla sektora mogą nie mieć charakteru selektywnego, jeżeli są one wynikiem wyłącznie sił rynkowych. Środki zbadane przez Trybunał Sprawiedliwości w orzeczeniu w sprawie Van der Kooy ⁽²⁷⁾ są typowym przykładem takiego nieselektywnego środka.
- (98) Zainteresowane strony wspominają także, że decyzję o zastosowaniu KDT podjęło nie państwo, ale PSE. Kryterium selektywności należy zastąpić testem inwestora prywatnego.

Zakłócenie konkurencji i wpływ na wymianę handlową między państwami członkowskimi ⁽²⁸⁾

- (99) Zainteresowane strony podnoszą, że Komisja powinna była zbadać, czy w momencie ich zawierania KDT stanowiły zakłócenie konkurencji albo czy wpływały na wymianę handlową między państwami członkowskimi.
- (100) KDT zostały podpisane w czasie, kiedy na polskim rynku energii elektrycznej nie było konkurencji. Dyrektywa 96/92/WE nie miała w owym czasie zastosowania do Polski. Polska była na bardzo wczesnym etapie negocjacji

w sprawie członkostwa w UE – nie określono nawet jeszcze ostatecznego terminu przystąpienia. Ówczesne ceny były w pełni regulowane – także ceny obowiązujące wytwórców energii elektrycznej niebędących stronami KDT. Zatem KDTKDT nie mogły być wówczas uważane za zakłócenie konkurencji.

- (101) Zainteresowane strony stwierdzają także, że w czasie, kiedy podpisywano KDT, Polska nie była państwem członkowskim Unii Europejskiej. Co więcej, zdolności przesyłowe połączeń między Polską i jej sąsiadami były ograniczone, a energia elektryczna wytwarzana w ramach KDT była droższa niż energia wytwarzana poza tymi kontraktami. Zatem nie można uznać, że w momencie zawierania KDTKDT wpływały one na wymianę handlową między państwami członkowskimi.

Zgodność pomocy w rozumieniu art. 87 ust. 3 lit. a) ⁽²⁹⁾ Traktatu WE

- (102) Zainteresowane strony wskazują, że gdyby KDT stanowiły pomoc państwa, mogłyby zostać uznane za zgodne z zasadami wspólnego rynku na mocy postanowień art. 87 ust. 3 lit. a) Traktatu WE.
- (103) Zainteresowane strony argumentują, że KDT nie można uznawać za pomoc operacyjną. Pomoc operacyjna (w przeciwieństwie do pomocy inwestycyjnej) jest to „pomoc mająca na celu zwolnienie przedsiębiorstwa z kosztów, które musi ono zwykle ponosić w ramach bieżącego zarządzania lub zwykłej działalności”. Płatności na podstawie KDT nie mogą być za taką pomoc uznane. Stanowią one cenę płatną za towary lub usługi dostarczane lub świadczone na mocy umowy handlowej. Ponadto KDT mają umożliwić realizację projektu inwestycyjnego, co wskazuje na to, że są to środki o charakterze inwestycyjnym (a nie operacyjnym).
- (104) Zainteresowane strony uważają także, że Komisja powinna uznać istnienie wyjątkowych okoliczności, które mogą prowadzić do zatwierdzenia pomocy operacyjnej w danym przypadku. Należy uwzględnić sytuację polskiego sektora elektroenergetycznego w latach 90. ubiegłego wieku. Polska może być bezspornie traktowana jako jeden z regionów, o których mowa w art. 87 ust. 3 lit. a) Traktatu WE. Niektóre z zakładów wytwórczych, o których mowa, znajdowały się na takich obszarach, że ich zamknięcie miałyby bardzo istotne oddziaływanie społeczne. KDT promowały także rozwój sektora elektroenergetycznego w Polsce, jak również całej gospodarki, zważywszy na znaczenie tego sektora.

⁽²⁶⁾ Uwaga przekazana przez BOT, ENS, ECZG, ELCHO i Banki.

⁽²⁷⁾ Orzeczenie Trybunału z 2.2.1998 r., połączone sprawy 67,68, 70/85.

⁽²⁸⁾ Uwaga przekazana przez BOT, ENS, ECK, ELCHO, Banki i PAK.

⁽²⁹⁾ Uwaga przekazana przez BOT, ENS, ELCHO i PAK.

Zgodność pomocy w rozumieniu art. 87 ust. 3 lit. b) ⁽³⁰⁾ Traktatu WE

(105) Zainteresowane strony argumentują, że gdyby KDT były pomocą państwa, mogłyby być uznane za zgodne z zasadami wspólnego rynku na mocy postanowień art. 87 ust. 3 lit. b) Traktatu WE.

(106) Według zainteresowanych stron sytuacja w polskim sektorze elektroenergetycznym w momencie podpisywania KDT powodowała poważne zakłócenia w polskiej gospodarce. KDT miały być środkiem na wyeliminowanie tych poważnych zakłóceń.

Zgodność pomocy w rozumieniu art. 87 ust. 3 lit. c) ⁽³¹⁾ Traktatu WE

(107) Zainteresowane strony argumentują, że gdyby KDT były pomocą państwa, mogłyby być uznane za zgodne z zasadami wspólnego rynku na mocy postanowień art. 87 ust. 3 lit. c) Traktatu WE.

(108) W tym zakresie zainteresowane strony wyrażają pogląd, że KDT nie powinny być analizowane zgodnie z metodologią kosztów osieroconych, ponieważ nie miały one na celu wyrównania takich kosztów. KDT powinny być raczej analizowane bezpośrednio w świetle przepisów art. 87 ust. 3 lit. c).

(109) Zainteresowane strony podnoszą, że KDT miały ułatwić rozwój polskiego sektora energetycznego poprzez przyciągnięcie inwestycji zagranicznych w nowoczesne, nieszkodliwe dla środowiska elektrownie. KDT miałyby zatem służyć „ułatwieniu rozwoju niektórych działań gospodarczych”.

(110) Zainteresowane strony podnoszą dalej, że KDT miały niewielki wpływ na wymianę energii elektrycznej między państwami członkowskimi. Ze względów technicznych połączenia między Polską a innymi krajami były ograniczone. Przywóz napotykał na bariery techniczne, a możliwości wywozu były już wcześniej wykorzystywane w całości, nie można zatem twierdzić, że KDT wprowadziły ograniczenia w tym zakresie. Według zainteresowanych stron Komisja w swoim wstępnym sprawozdaniu o rynku energii ⁽³²⁾ nie wskazała KDT jako przeszkody w integracji europejskich rynków energii. Zainteresowane strony stwierdzają zatem, że KDT „nie zmieniły warunków wymiany handlowej w zakresie sprzecznym ze wspólnym interesem”.

(111) Zainteresowane strony argumentują także, że KDT powinny być zostać poddane analizie w świetle

wspólnotowych Wytycznych dotyczących pomocy państwa na rzecz ochrony środowiska naturalnego ⁽³³⁾, zważywszy na fakt, że KDT miały w szczególności doprowadzić do spełnienia przez wytwórców energii elektrycznej wymogów dyrektywy 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania ⁽³⁴⁾.

KDT powinny być zbadane w ramach mechanizmu przejściowego, o którym mowa w Traktacie o przystąpieniu ⁽³⁵⁾.

(112) Zainteresowane strony argumentują, że KDT powinny być zbadane w trybie procedury dotyczącej pomocy państwa nr PL 1/03 ⁽³⁶⁾, która jest procedurą uruchamianą przez Komisję w ramach stosowania mechanizmu przejściowego przewidzianego w Traktacie o przystąpieniu.

(113) Sprawa nr PL 1/03 dotyczyła zgłoszenia przez Polskę pierwszego projektu ustawy o rozwiązaniu KDT. Zainteresowane strony uważają, że w ramach badania zgłoszenia Komisja prawdopodobnie przyjęła takie samo stanowisko co do powiązania między KDT a pierwszym projektem ustawy, jak co do powiązania między KDT a projektem ustawy, to znaczy, że KDT i projekt ustawy są „blisko powiązane”.

(114) Według zainteresowanych stron logiczny wniosek jest taki, że Komisja powinna była analizować KDT w trybie tej samej procedury, w której analizowała pierwotny projekt ustawy, to znaczy w ramach procedury nr PL 1/03, tak jak postąpiła w rozpatrywanym przypadku.

(115) Zainteresowane strony zwracają uwagę na fakt, że decyzja o wszczęciu postępowania uchyła także decyzję Komisji dotyczącą sprawy nr PL 1/03. Komisja uchyliła wspomnianą decyzję na tej podstawie, że Polska nie wprowadziła w życie pierwotnego projektu ustawy przed przystąpieniem i dlatego procedury określone w Traktacie o przystąpieniu nie mają do niej zastosowania. Zainteresowane strony argumentują, że oznaczałoby to zignorowanie faktu, że pierwszy projekt ustawy i KDT pozostają ze sobą w nierozzerwalnym związku. W przeciwieństwie do pierwszego projektu ustawy, KDT nadal mieściłyby się w zakresie procedur określonych w Traktacie o przystąpieniu. Komisja powinna była nadal analizować KDT w trybie sprawy nr PL 1/03, to znaczy według procedur z Traktatu o przystąpieniu, i nie wszczynać nowej procedury na mocy Traktatu WE.

⁽³⁰⁾ Uwaga przekazana przez ELCHO, PAK i PSE.

⁽³¹⁾ Uwaga przekazana przez BOT, ENS, ELCHO, PAK i PSE.

⁽³²⁾ http://europa.eu/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/po_1.pdf

⁽³³⁾ Dz.U. C 37 z 3.2.2001, s. 3.

⁽³⁴⁾ Dz.U. L 309 z 27.11.2001, s. 1.

⁽³⁵⁾ Uwaga przekazana przez ELCHO, Banki i PAK.

⁽³⁶⁾ Decyzja Komisji z 3.2.2004 w sprawie dotyczącej pomocy państwa PL 1/03 – Polska – Rekompensata za koszty osierocone w Polsce. Pismo C(2004) 167 wersja ostateczna z dnia 3 lutego 2004 r.

Pozbawienie praw ⁽³⁷⁾

- (116) Zainteresowane strony argumentują, że rozwiązanie KDT prowadzi do pozbawienia ich praw ⁽³⁸⁾ (bez odpowiedniego odszkodowania) ⁽³⁹⁾.

4.2. Uwagi na temat projektu ustawy

- (117) Tylko ELCHO, Banki i PAK przekazały uwagi na temat projektu ustawy.
- (118) Zainteresowane strony przypominają o swoim stanowisku, że KDT nie zapewniają korzyści gospodarczej, co też wyjaśniono wyżej. Argumentują one, że w konsekwencji także wypłata słusznego odszkodowania za ich rozwiązanie nie może stanowić takiej korzyści. Zainteresowane strony powołują się na orzeczenie w sprawie *Asteris* ⁽⁴⁰⁾. Rekompensaty wypłacane na podstawie projektu ustawy przypominają odszkodowania, a ponadto są zagwarantowane w międzynarodowym prawie prywatnym oraz w art. 10 Traktatu karty energetycznej.
- (119) Zainteresowane strony argumentują dalej, że projekt ustawy nie przewiduje wykorzystania zasobów państwa, skoro parafiskalne obciążenia, z których ustawa zostanie sfinansowana nie będą przechodziły przez PSE, lecz raczej przez jednego lub kilku prywatnych operatorów lub spółek.
- (120) Zainteresowane strony wskazują także, że projekt ustawy można uznać za zgodny z Traktatem WE w świetle art. 87 ust. 3 lit. a)–c) i art. 86 ust. 2. W tym kontekście zainteresowane strony przytaczają tę samą argumentację, którą zastosowały omawiając zgodność KDT z tymi postanowieniami Traktatu.

- (121) W kwestii zgodności projektu ustawy z metodologią kosztów osieroconych banki argumentują, że metoda ta została opracowana i przyjęta w zupełnie innym kontekście. Celem metodologii kosztów osieroconych było rozwiązanie problemu odzyskania kosztów utraconych po liberalizacji. Natomiast w projekcie ustawy uwzględniono okoliczności kształtujące sytuację w Polsce w czasie podpisywania KDT. Banki krytykują fakt, że Komisja w swojej decyzji o wszczęciu postępowania uznała niektóre elektrownie w Polsce za „nieefektywne” i próbowała analizować, czy projekt ustawy prowadziłby do utrzymania poziomu dochodów zagwarantowanych przed liberalizacją. Zdaniem Banków takie rozumowanie prowadziłoby do uznania wszystkich elektrowni wybudowanych przed przystąpieniem nowego państwa członkowskiego do Unii Europejskiej za nieefektywne i konsekwentnie do automatycznego uznania wszelkich umów zawartych z tą elektrownią za zawierające pomoc państwa. To z kolei prowadziłoby to do wyciągnięcia daleko idących wniosków, że wszystkie umowy muszą zostać rozwiązane z datą przystąpienia, a następnie renegotjowane. Takie rozwiązanie byłoby absurdalne z ekonomicznego i prawnego punktu widzenia. Banki dodają, że Komisja nie przedstawiła żadnych przekonujących ani konkretnych dowodów, że elektrownie są nieefektywne.

- (122) Podsumowując, zdaniem Banków Komisja przyjęła błędny podział na elektrownie, które były ukończone lub prawie ukończone w momencie przystąpienia, oraz pozostałe elektrownie. W ten sposób Komisja pominęła fakt, że rekompensaty muszą być kalkulowane według ustalonych zasad prawa krajowego i międzynarodowego. Banki wskazują, że według nich cena, którą nowy uczestnik gotów jest zapłacić za wejście na rynek, nie ma znaczenia w tych obliczeniach.

⁽³⁷⁾ Uwagi zgłoszone przez Rzeszów i West LB AG London Branch.

⁽³⁸⁾ Ten argument nie został szczegółowo uzasadniony przez elektrownię Rzeszów. Z drugiej, strony West LB AG London Branch w dodatkowych uwagach (por. przypis 11) podniósł, że mimo iż projekt ustawy o rozwiązaniu UDT przewiduje dobrowolne rozwiązywanie UDT, w rzeczywistości ustawa wymusi rozwiązanie UDT. Ponadto w konsekwencji likwidacji składnika wyrównawczego w opłatach systemowych, PSE nie będzie już otrzymywała środków na wykonywanie zobowiązań wynikających z UDT po wejściu w życie ustawy – co przypuszczalnie doprowadzi do sytuacji, w której PSE będzie miała poważne trudności z realizacją swoich zobowiązań wynikających z UDT. Dlatego, jeżeli wytwórcy nie rozwiążą dobrowolnie kontraktu, znacząco wzrośnie ryzyko nieotrzymania wszystkich środków na realizację kontraktu.

⁽³⁹⁾ Według West LB AG London Branch sposób obliczenia i wypłacania rekompensaty za koszty osierocone praktycznie pozbawiałby podmioty finansowe źródła spłaty wierzycelności zaciągniętych na podstawie UDT. Instytucje finansowe zostałyby pozbawione przysługujących im praw bez odszkodowania. W związku z tym West AB argumentuje, że projekt ustawy powinien przewidywać – co najmniej – odszkodowanie wystarczające na zapewnienie, by instytucje finansowe mogły uzyskać niezwłoczną spłatę wszelkich środków finansowych przekazanych wytwórcom.

⁽⁴⁰⁾ Orzeczenie Trybunału z dnia 27 września 1988 r. w połączonych sprawach C-106 do 120/87, ust. 23 i 24.

5. UWAGI POLSKI NA TEMAT DECYZJI O WSZCZĘCIU POSTĘPOWANIA

5.1. Uwagi na temat KDT

- (123) Polska twierdzi, że państwo ma obowiązek zapewnić bezpieczeństwo energetyczne, co obejmuje zabezpieczenie dostaw energii, przy uwzględnieniu wymogów ochrony środowiska.
- (124) Polska argumentuje, że KDT stanowiły jedyną metodę wywiązania się z tego obowiązku w Polsce w czasie, kiedy umowy te były podpisywane. Do zmodernizowania polskiego rynku energii elektrycznej konieczne były znaczne inwestycje, a same spółki energetyczne miały bardzo ograniczone zasoby. Banki uzależniały udzielenie kredytów od zagwarantowania określonego poziomu dochodów przez konkretny okres. KDT uznano za zabezpieczenie tych kredytów.

(125) PSE były jedynym podmiotem zdolnym do wprowadzenia KDT w życie. Postępowanie tej spółki należy analizować z uwzględnieniem faktu, że głównym motywem państwa nie jest generowanie zysku, ale realizacja zadań w interesie publicznym.

(126) Polska argumentuje, że skoro KDT zawierane były w drodze otwartego, przejrzystego i niedyskryminującego przetargu, udział państwa w KDT powinien być postrzegany jako rodzaj ceny rynkowej za realizację zadania leżącego w interesie publicznym, co prowadzi do wniosku, że brakuje tu elementu pomocy państwa. Jest to zgodne z koncepcją partnerstwa publiczno-prywatnego promowaną przez Komisję.

(127) Zdaniem polskich władz KDT były zawierane na warunkach rynkowych, a na ich kształt wpłynęły w szczególności warunki udzielenia kredytu oferowane wytwórcom przez banki.

(128) Ponadto Polska argumentuje, że skoro koncepcja UOIG i koncepcja partnerstwa publiczno-prywatnego odnoszą się zawsze do konkretnego sektora, KDT nie mogą być postrzegane jako instrumenty o nadmiernej specyfice sektorowej.

(129) Polska podnosi także, że w tych przypadkach, w których doszło do prywatyzacji elektrowni, w cenie sprzedaży uwzględniono wartość KDT. Wyklucza to zatem składnik korzyści gospodarczej, który jest jednym z kumulatywnych elementów definicji pomocy państwa.

(130) Polska uważa także, że KDT nie są pomocą udzielaną w dalszym ciągu po przystąpieniu. Polska uznaje KDT za pomoc indywidualną oraz twierdzi, że realizacja KDT nawet po przystąpieniu jest jedynie przekazywaniem pomocy udzielonej przed przystąpieniem. KDT określają także wyraźnie maksymalny poziom zaangażowania państwa.

(131) W przedstawionej opinii Polska twierdzi, że metodologia kosztów osieroconych nie może być stosowana do samych KDT. Może ona znaleźć zastosowanie dopiero po ich rozwiązaniu

(132) Podsumowując, władze polskie zwracają uwagę na fakt, że nieprawidłowe jest twierdzenie, jakoby KDT gwarantowały uzyskanie określonej ceny za energię elektryczną w konkretnym okresie. Polska twierdzi, że KDT gwarantują raczej pokrycie kosztów wytwarzania energii elektrycznej oraz uzyskanie niewielkiej marży zysku, w zakresie koniecznym do spłacenia zadłużenia. Według polskich władz, zgodnie z zasadami gospodarki rynkowej, cena produktu lub usługi zawsze powinna odzwierciedlać koszty kapitału uzyskanego na potrzeby finansowania inwestycji.

5.2. Uwagi na temat projektu ustawy

(133) W odpowiedzi na wątpliwości Komisji, dotyczące projektu ustawy, wyrażone w decyzji o wszczęciu postępowania, Polska zaproponowała zmienioną wersję projektu ustawy. Projekt ustawy wszedł w życie dnia 4 sierpnia 2007 r. i jest dalej określany jako „Ustawa”.

(134) W zakresie aspektów związanych z pomocą państwa poniżej przedstawiono elementy, w których nowa wersja Ustawy różni się od wersji pierwotnej opisanej w pkt 2.2.

(135) Zmieniono listę beneficjentów oraz maksymalne kwoty rekompensat. Nowa lista rekompensat z tytułu kosztów osieroconych dla potencjalnych beneficjentów przedstawia się następująco:

Tabela 3

Poziom rekompensat w zmienionej Ustawie

(tys. PLN)	
Nazwa beneficjenta	Maksymalne rekompensaty
BOT Górnictwo i Energetyka S.A.	4 536 851
Południowy Koncern Energetyczny S.A.	1 479 745
Elektrownia Kozienice S.A.	623 612
Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A.	633 496
Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin Pątnów II	1 377 880
Elektrociepłownia Kraków S.A.	0
Elektrociepłownia Rzeszów S.A.	297 415
Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.	777 535
Elektrociepłownia Lublin Wrotków Sp. z o.o.	425 263
Elektrociepłownia Chorzów „ELCHO” S.A.	888 581
Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.	464 297
Elektrociepłownia Gorzów S.A.	72 755
Razem	11 577 430

Źródło: Załącznik 2 Ustawy w formie przedstawionej przez Polskę.

(136) W porównaniu z listą z tabeli nr 2, zmieniony wykaz beneficjentów:

a) nie już podmiotów Electrabel Połaniec S.A. i Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni S.A., ponieważ ich KDT w międzyczasie wygasły;

b) nie zawiera podmiotu Żarnowiecka Elektrownia Gazowa Sp. z o.o., ponieważ KDT dla tej elektrowni została rozwiązana przed zakończeniem budowy elektrowni;

- c) zawiera dodatkowo podmiot Elektrociepłownia Gorzów S.A., który nabył uprawnienia do świadczeń na podstawie projektu Ustawy.
- (137) Elektrociepłownia Kraków S.A. zachowuje uprawnienia do świadczeń według Ustawy, ale z maksymalną kwotą rekompensat równą zeru.
- (138) Główne zasady obliczania maksymalnej rekompensaty kosztów osieroconych, które przedstawiono w tabeli nr 3 powyżej, są określone w art. 27 ustawy.
- (139) Maksymalne kwoty rekompensaty zostały obliczone jako różnica między:
- a) niezamortyzowanymi kosztami inwestycji według stanu na rok 2007, które nie zostały objęte zakresem pomocy inwestycyjnej; oraz
- b) częścią przepływów pieniężnych, którą spółka będzie mogła wykorzystać na pokrycie kosztów inwestycji.
- Koszty inwestycji stanowią wartość księgową netto aktywów trwałych, jak to zostało wyjaśnione w art. 27 pkt 1 Ustawy. Niezamortyzowane koszty inwestycji to wartość księgową aktywów trwałych po odjęciu ich wartości zamortyzowanej.
- Od tej kwoty odejmuje się następnie:
- końcową wartość księgową elektrowni według stanu na dzień, na który pierwotnie przewidywano termin wygaśnięcia KDT, (jeśli taką datę przewidziano), oraz
- całkowitą kwotę dotacji i umorzeń odnoszących się do aktywów.
- Maksymalna kwota została obliczona dla każdej elektrowni za okres od roku 2007 do wygaśnięcia KDT.
- (140) Przy obliczaniu rekompensat wzięto pod uwagę tylko inwestycje, które na dzień przystąpienia Polski do Unii Europejskiej były ukończone lub bliskie ukończenia. Przez „bliskie ukończenia” rozumie się inwestycje, w przypadku których bardziej opłacalne było ich ukończenie i eksploatacja niż wstrzymanie budowy. Oceny takiej dokonano na dzień przystąpienia Polski do Unii.
- (141) Wartości przyszłych przepływów pieniężnych zostały obliczone na podstawie takich samych prognoz ewolucji rynku, jakie opisano w decyzji o wszczęciu postępowania. Władze polskie uzasadniły swoje prognozy.
- (142) Ustawa nie przewiduje już wysokiej płatności wstępnej, którą zastąpiono rocznymi ratami z systemem zaliczek uwzględniających w szczególności zadłużenie wytwórcy. Obowiązujące mechanizmu mającego na celu skorygowanie kwoty rekompensaty stosownie do faktycznych zmian cen energii elektrycznej przedłużono do pierwotnie przewidzianej daty wygaśnięcia poszczególnych KDT. Odpowiada to okresowi, o którym mowa w motywie 139, przyjętemu przy obliczaniu maksymalnej kwoty rekompensat dla poszczególnych spółek.
- (143) Ustawa stanowi, że beneficjenci rekompensat nie będą mogli otrzymywać pomocy na ratowanie lub restrukturyzację przez okres 10 lat po wypłacie ostatniej rekompensaty z tytułu kosztów osieroconych przewidzianej w Ustawie.
- (144) Ustawa przewiduje także nową kategorię kosztów osieroconych dla wytwórców z wykazu zawartego w tabeli 3, którzy zawarli długoterminowe umowy na dostawę gazu, zawierające klauzulę typu „bierz lub płać” (ang. *take or pay*), w związku z eksploatacją zakładów na podstawie ich KDT. Długoterminowe umowy typu „bierz lub płać” to umowy, w których nabywca zobowiązuje się odbierać określoną ilość gazu w każdym roku obowiązywania umowy po cenie obliczonej na podstawie formuły i podlega karze, jeżeli nie zakupi przewidywanej ilości.
- (145) Maksymalne rekompensaty za te kategorie kosztów osieroconych są równe iloczynowi maksymalnej ilości energii elektrycznej, jaką dany wytwórca może wyprodukować z gazu zakontraktowanego na warunkach „bierz lub płać”, i przewidywanej różnicy między ceną za jednostkę energii wytworzonej z tego gazu a średnią ceną jednostki energii z węgla potrzebnej do wytworzenia tej samej ilości energii elektrycznej oraz współczynnika odpowiadającego stosunkowi średnich kosztów jednostki energii z gazu z polskich złóż a średnim kosztem jednostki energii z gazu używanego przez wytwórców niekorzystających z gazu pochodzącego z polskich złóż (jeżeli dany wytwórca nie używa polskiego gazu).
- (146) Poniższa tabela zawiera zestawienie maksymalnych płatności z tytułu rekompensat powiązanych z umowami typu „bierz lub płać”, jakie mają przysługiwać na podstawie Ustawy:

Tabela 4

Maksymalne rekompensaty z tytułu kosztów osieroconych powiązanych z umowami typu „bierz lub płać”

(tys. PLN)	
Wytwórca	Maksymalne rekompensaty
Elektrociepłownia Rzeszów S.A.	124 395
Elektrociepłownia Lublin Wrotków Sp. z o.o.	191 480
Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.	340 655

(tys. PLN)	
Wytwórca	Maksymalne rekompensaty
Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.	313 477
Elektrociepłownia Gorzów S.A.	35 273
Razem	1 005 280

Źródło: Załącznik 2 do Ustawy w formie przedstawionej przez Polskę.

(147) Wprowadzono mechanizm aktualizacji rzeczywistych corocznych rekompensat dla poszczególnych wytwórców z tytułu kosztów osieroconych powiązanych z umowami typu „bierz lub płac”.

(148) Rzeczywista rekompensata w danym roku składa się z dwóch pozycji:

- a) po pierwsze, kwotę równą iloczynowi rzeczywistej ilości energii elektrycznej wyprodukowanej w danym roku przez danego wytwórcę z gazu pozyskiwanego na podstawie umowy typu „bierz lub płac” i różnicy między rzeczywistą ceną za jednostkę energii z gazu zakupionego na podstawie umowy typu „bierz lub płac” a rzeczywistą średnią ceną za jednostkę energii z ilości węgla koniecznej do wytworzenia takiej samej ilości energii elektrycznej w danym roku, pomniejszonej o różnicę między średnią ceną sprzedaży jednostki energii elektrycznej u danego wytwórcy w danym roku a średnią ceną sprzedaży jednostki energii elektrycznej u wytwórców używających węgla w tym samym roku (jeżeli ta różnica ma wynik ujemny, nie jest uwzględniana w obliczeniach). Stosowany jest także współczynnik odpowiadający stosunkowi między średnim kosztem jednostki energii z gazu z polskich złóż a średnim kosztem jednostki energii z gazu używanego przez wytwórców niekorzystających z gazu z polskich złóż (jeżeli dany wytwórca nie używa polskiego gazu);
- b) po drugie, kwotę równą rzeczywistym karom zapłaconym przez danego wytwórcę w danym roku za gaz zakontraktowany na warunkach „bierz lub płac”, który nie został następnie odebrany.

(149) W przypadku każdego wytwórcy suma rzeczywistych rocznych rekompensat obliczonych zgodnie z motywem 148 nie może przekroczyć maksymalnej kwoty rekompensat podanych w tabeli 4. Wszelkie wypłaty rekompensat z tytułu kosztów osieroconych związanych z umowami typu „bierz lub płac” ustają w chwili przekroczenia tego maksimum. W każdym przypadku wypłaty ustają najpóźniej w terminie, w którym rozwiązany KDT miał pierwotnie wygasnąć.

(150) Powyższe postanowienia mają zastosowanie tylko do ilości gazu uzyskiwanego na warunkach „bierz lub płac”, które w momencie przystąpienia Polski do UE już były zakontraktowane. Dalsze ilości gazu zakontraktowane na warunkach „bierz lub płac” przez tego samego wytwórcę po przystąpieniu nie mogą już stanowić podstawy do wypłaty rekompensat. Z kolei jeżeli ilość gazu uzyskiwanego na warunkach „bierz lub płac” zmniejszyła się po przystąpieniu, jest to uwzględniane przy wypłacie rekompensat.

6. ODPOWIEŹ POLSKI NA UWAGI ZAINTERESOWANYCH STRON

(151) Polska uważa, że Komisja nie powinna oceniać KDT jako pomocy państwa. Natomiast jeżeli kontrakty te zostałyby za taką pomoc uznane, powinny być traktowane jako pomoc niemającą zastosowania po przystąpieniu.

(152) Polska zwraca uwagę Komisji na fakt, że zwolnienie z obowiązku przedłożenia taryf do zatwierdzenia przez prezesa URE (Urzędu Regulacji Energetyki) miało na celu zachęcenie wytwórców do działań rynkowych i ograniczenia kosztów wytwarzania energii.

(153) Polska podkreśla, że zawarcie KDT było poprzedzone konkursem ofert, który był otwarty i niedyskryminujący oraz skierowany do wszystkich wytwórców (zarówno publicznych, jak i prywatnych). Komisja powinna również zwrócić uwagę na fakt, że niektóre KDT były powiązane z prywatyzacją oraz że fakt zawarcia KDT został uwzględniony w cenie prywatyzowanego przedsiębiorstwa.

(154) Jeżeli Komisja uzna KDT za pomoc państwa, Polska uważa, że pomoc ta nie powinna być zakwalifikowana jako pomoc operacyjna, ponieważ w praktyce była ona powiązana z realizacją publicznych zadań powierzonych wytwórcom. KDT miały zapewnić bezpieczeństwo dostaw.

(155) Polska ponownie przywołuje swoje stanowisko, że KDT nie powinny być oceniane w świetle metodologii kosztów osieroconych, ponieważ metodologię tę należy stosować tylko w przypadku tych kosztów, które powstają w przypadku wycofania się przez państwo członkowskie z realizacji zobowiązań i gwarancji zaoferowanych wytwórcom.

7. OCENA DOKONANA PRZEZ KOMISJĘ

(156) Jak stwierdzono w motywie 133, w ramach niniejszego postępowania polskie władze przekazały Komisji Ustawę w celu zbadania jej zgodności z zasadami przyznawania pomocy. Ustawa przewiduje rekompensaty powiązane z wcześniejszym rozwiązaniem KDT, a więc nie mogą one zostać oddzielone od samych KDT. W decyzji o wszczęciu postępowania Komisja wyraziła wątpliwości

związane z możliwymi elementami pomocy państwa oraz zgodnością KDT z przepisami w sprawie przyznawania pomocy państwa. W dniu wydania niniejszej decyzji KDT nadal obowiązują. W związku z tym Komisja ma obowiązek oceny KDT wymienionych w załączniku 1 do Ustawy.

7.1. W odniesieniu do KDT

7.1.1. Istnienie pomocy państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE

- (157) Komisja analizuje poniżej poszczególne kumulatywne kryteria składające się na definicję pomocy państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE: zaangażowanie zasobów państwa, istnienie korzyści gospodarczej, selektywność korzyści oraz wpływ na wymianę handlową.
- (158) W przeprowadzanej analizie ważne jest zdefiniowanie okresu czasu, w którym kryteria te będą badane i który będzie w konsekwencji uwzględniany w ocenie elementu pomocy państwa w KDT.
- (159) Istotnie, zainteresowane strony argumentowały w zgłoszonych uwagach (w odniesieniu do szeregu kryteriów oceny), że Komisja powinna uwzględnić tylko uwarunkowania, które kształtowały sytuację w momencie podpisywania KDT. Wyniki tej analizy miałyby następnie zastosowanie do całego okresu obowiązywania poszczególnych KDT, przynajmniej do momentu wprowadzenia w nich istotnych zmian.
- (160) Prawdą jest, że w celu przeprowadzenia analizy dotyczącej występowania w konkretnym środku elementu pomocy Komisja musi zbadać uwarunkowania kształtujące sytuację w czasie, kiedy środek był wprowadzany w życie.
- (161) Nie oznacza to jednak, że przy ocenie czterech kryteriów zawartych w definicji pomocy państwa należy ograniczyć się wyłącznie do ściśle wyznaczonego okresu, w którym pomoc została udzielona. Jeżeli od samego początku pomoc udzielana jest na długi okres czasu w postaci powtarzających się płatności w odróżnieniu do płatności jednorazowej, Komisja musi przeanalizować, czy kryteria zostały spełnione w całym planowanym okresie obowiązywania pomocy.
- (162) W niniejszej sprawie Komisja doszła do wniosku, że wynik oceny był identyczny bez względu na to, czy KDT zostały zakwalifikowane jako pomoc państwa w momencie ich zawarcia lub nie. Istotnie, jeżeli Komisja uznałaby, że cztery przesłanki pomocy były spełnione w momencie zawierania KDT, powinny one być oceniane zgodnie z postanowieniami Traktatu o przystąpieniu. W wyniku takiej oceny (pkt 7.1.2 poniżej), środek z dniem 1 maja 2004 r. stanowiłby nową pomoc i jego zgodność ze wspólnym rynkiem powinna być oceniana w tym dniu. Jeżeli jednak uzna się, że KDT nie stanowiły pomocy w dniu ich

zawarcia, Komisja uważa, że stały się one pomocą w czasie przystąpienia – najpóźniej w dniu przystąpienia Polski do UE (pkt 7.1.2 poniżej). Na podstawie Traktatu o przystąpieniu oraz zgodnie z art. 1 lit. b) ppkt (v) rozporządzenia (WE) nr 659/1999 Komisja uznałaby, że środek ten stanowi nową pomoc od dnia 1 maja 2004 r. i jego zgodność z zasadami przyznawania pomocy państwa powinna być oceniana w odniesieniu do tej daty (pkt 7.1.2 poniżej).

- (163) W związku z tym Komisja ocenia, czy w dniu przystąpienia Polski do UE i później środek ten spełnia wszystkie przesłanki pomocy państwa.
- (164) W tym kontekście Komisja chciałaby ustosunkować się do uwag zgłoszonych przez zainteresowane strony, według których umowy prawa prywatnego nie mogą stać się automatycznie nieważne na skutek przystąpienia i liberalizacji, gdyż taki skutek, zdaniem zainteresowanych stron, naruszałby zasady pewności prawnej i uprawnionych oczekiwań.
- (165) Komisja odrzuca powyższy argument. Układ europejski ustanawiający stowarzyszenie między Wspólnotami Europejskimi i ich państwami członkowskimi, z jednej strony, a Rzeczpospolitą Polską, z drugiej strony, który utorował drogę do przystąpienia, został podpisany 16 grudnia 1991 r. W czasie, kiedy strony KDT zawierały te umowy, było jasne, że Polska przystąpi do UE, dla większości jasne było również, że nastąpi to przed końcem obowiązywania KDT.
- (166) Rzeczpospolita Polska podpisała Traktat o przystąpieniu w dniu 16 kwietnia 2003 r. Traktat wszedł w życie z dniem 1 maja 2004 r. Z dniem przystąpienia postanowienia traktatów oraz prawodawstwa wtórnego stały się dla Polski wiążące zgodnie z art. 2 Aktu przystąpienia⁽⁴¹⁾. W związku z powyższym do wszystkich stosunków umownych w nowych państwach członkowskich stosuje się tzw. *acquis communautaire* i wszelkie wyjątki od tej zasady mogą wynikać jedynie z Traktatu o przystąpieniu. Akt przystąpienia załączony do Traktatu oraz jego załączniki nie przewidują żadnego wyjątku od zasad przyznawania pomocy państwa, które wyłączałyby KDT lub ogólnie sektor energetyczny od bezpośredniego stosowania prawodawstwa UE dotyczącego pomocy państwa.
- (167) Komisja ma obowiązek stosowania unijnego prawa konkurencji w stosunku do Polski tak jak w stosunku do każdego innego państwa członkowskiego, w odniesieniu do sektora energetycznego, jak i do każdego innego sektora polskiej gospodarki. Komisja zwraca uwagę, że z punktu widzenia pomocy państwa forma pomocy (umowa prawa prywatnego, jak to ma miejsce w przypadku KDT) nie ma znaczenia z punktu widzenia pomocy państwa, gdyż dla oceny dokonywanej przez Komisję znaczenie ma jedynie

⁽⁴¹⁾ Zob. przypis 3 powyżej.

skutek wywierany przez dany środek. Komisja nie znalazła więc w uwagach zainteresowanych stron żadnych ważnych argumentów, dlaczego obecne postępowanie naruszałoby zasady pewności prawnej i uprawnionych oczekiwań.

Zasoby państwa i możliwość ich przypisania państwu

- (168) Gwarancja rentowności, będąca podstawą KDT, w praktyce dochodzi do głosu w zobowiązaniu PSE do zakupu energii elektrycznej po cenie pokrywającej koszty inwestycji i koszty operacyjne włącznie z pewną marżą zysku. Cena zakupu jest w pełni pokrywana przez PSE, która jest spółką należącą w całości do Skarbu Państwa i przez niego kontrolowaną.
- (169) Zainteresowane strony dowodziły, że decyzję o zawarciu KDT podjęło PSE.
- (170) O ile w grę wchodzi zasoby państwa, Komisja rozważyła również wykorzystanie orzeczenia w sprawie *PreussenElektra* ⁽⁴²⁾, gdzie Trybunał Sprawiedliwości badał mechanizm, zgodnie z którym państwo nakładało na prywatne spółki obowiązek zakupu energii od konkretnych producentów po cenie, którą ustalało państwo, a która była wyższa od ceny rynkowej. Trybunał Sprawiedliwości orzekł, że w tym przypadku nie miał miejsca transfer środków publicznych, a zatem mechanizm nie stanowił pomocy państwa.
- (171) 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.
- (172) 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. PSE jest pod kontrolą państwa zgodnie z definicją zawartą w dyrektywie Komisji 2006/111/WE z 16 listopada 2006 r. w sprawie przejrzystości stosunków finansowych między państwami członkowskimi a przedsiębiorstwami publicznymi, a także w sprawie przejrzystości finansowej wewnątrz określonych przedsiębiorstw ⁽⁴³⁾. Wykorzystuje się zatem środki należące do spółki całkowicie państwowej.
- (173) Jeśli prześledzi się drogę środków w sprawie *PreussenElektra* od beneficjenta do źródła ich pochodzenia, okaże się, że nigdy nie były one pośrednio ani bezpośrednio kontrolowane przez państwo.
- (174) W przeciwieństwie do sytuacji opisanej w orzeczeniu *PreussenElektra*, w przypadku polskiej sprawy środki te są kontrolowane przez państwo, ponieważ trafiają do spółki państwowej (PSE), będącą więc uznane za środki państwowe.
- (175) W oparciu o analizę środka oraz w świetle przywołanego orzecznictwa Komisja uznaje, że KDT zawierają zasoby państwa.
- (176) Jeżeli chodzi o możliwość przypisania środków państwu, w orzeczeniu *Stardust* ⁽⁴⁴⁾ Trybunał Sprawiedliwości stwierdził, że zasoby należące do spółek, które znajdują się pod kontrolą państwa, stanowią zasoby państwowe. Trybunał Sprawiedliwości stwierdził jednak, że konieczne jest również zbadanie, czy użycie tych zasobów może zostać przypisane państwu w konkretny sposób.
- (177) Zgodnie z orzeczeniem Trybunału Sprawiedliwości w sprawie *Stardust*, w przypadku gdy przedsiębiorstwo będące własnością państwa wykorzystuje swoje środki w sposób, który pozwala sądzić, że stanowi to działanie państwa, środki te należy uznać za zasoby państwowe w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE.
- (178) Z uwag zgłoszonych przez Polskę oraz przez zainteresowane strony jasno wynika, że decyzja o wdrożeniu programu przyciągnięcia inwestorów do sektora elektroenergetycznego miała na celu modernizację tego sektora, unowocześnienie elektrowni, tak aby spełniały unijne standardy, oraz zapewnienie dostaw energii w pełni pokrywających popyt. Wymienione cele wskazują, że KDT nie zostały zawarte przez PSE w celach komercyjnych, lecz – jak to zostało przyznane przez polskie władze – aby zrealizować szereg ważnych celów politycznych.
- (179) Kontrola państwa nad przyznaniem KDT jest widoczna między innymi w fakcie, że zaproszenia do składania ofert w ramach przetargu zostały wysłane do uczestników przez polskie Ministerstwo Przemysłu i Handlu. Ponadto na podstawie polskiego kodeksu handlowego Minister Skarbu reprezentujący Skarb Państwa posiada wszystkie kompetencje Walnego Zgromadzenia Akcjonariuszy.
- (180) Główna zasada, na jakiej opierały się ceny przewidziane w KDT, polegała na pokryciu kosztów inwestycji i eksploatacji oraz zapewnieniu pewnej marży zysku. Taka konstrukcja ramowa ma na celu zapewnienie koniecznych inwestycji: odzwierciedla ona również decyzję państwa wykonaną przez PSE.
- (181) W świetle powyższej oceny Komisja uważa, że powyższe elementy stanowią zbiór przesłanek, które zgodnie z kryteriami przedstawionymi przez Trybunał Sprawiedliwości w orzeczeniu *Stardust*, pozwalają uznać, że wykorzystanie w KDT środków PSE należy przypisać państwu i w związku z tym, ze względu na przedstawioną argumentację, KDT powinny zostać, dla celów niniejszej analizy, uznane za sfinansowane z zasobów państwa.

⁽⁴²⁾ Orzeczenie Trybunału Sprawiedliwości w sprawie C-379/98 z dnia 13 marca 2001 r.

⁽⁴³⁾ Dz.U. L 318 z 17.11.2006, s. 17.

⁽⁴⁴⁾ Orzeczenie Trybunału z dnia 16 maja 2002 r. w sprawie C-482/99.

(182) Wydaje się być rzeczywiście jasne dla Komisji, że państwo było zaangażowane zarówno w zawarcie KDT, jak i w zdefiniowanie podstawowych zasad tych umów.

Korzyść gospodarcza

(183) KDT mają formę prawną umów zawartych między dwiema stronami: PSE i wytwórcami. Jak to zostało wyjaśnione w motywie 172, PSE w całości należy do Skarbu Państwa.

(184) W celu ustalenia, czy KDT zapewniają wytwórcom korzyść gospodarczą, Komisja musi ocenić, czy poprzez KDT wytwórcy uzyskują korzyści gospodarcze, których nie uzyskaliby na rynku.

(185) KDT zapewniają korzyści uprawnionym wytwórcom, jeżeli stawiają one beneficjentów tych umów w korzystniejszej sytuacji gospodarczej niż inne spółki.

(186) Nawet jeżeli poszczególne KDT mogą różnić się od siebie szczegółami, wszystkie KDT oparte są na zasadniczej, niezmiennej zasadzie: obowiązkowego zakupu 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.

(187) Polski regulator elektroenergetyczny URE zachowuje pośrednio prawo do weryfikacji, czy koszty, którymi obciążane jest PSE, są usprawiedliwione i zasadne, jednak w praktyce URE korzysta z tego uprawnienia wyłącznie dla sprawdzenia, czy koszty te miały faktycznie związek z wytwarzaniem energii elektrycznej. Ponadto kontrola URE ma charakter wyłącznie pośredni, ponieważ służy weryfikacji struktury kosztów PSE na potrzeby ustalenia dochodów uzyskiwanych przez PSE od stałych odbiorców. Jeżeli, co mało prawdopodobne, URE ustali, że niektóre koszty wynikające z KDT, którymi obciążono PSE są nieuzasadnione, URE może wyłącznie zakazać PSE przeliczenia tych kosztów dalej na stałych odbiorców. Może to utrudnić PSE wywiązywanie się ze zobowiązań z tytułu KDT, nie oznacza jednakże prawnego ich anulowania.

(188) Podstawowa opisana wyżej zasada znajduje zastosowanie w całym okresie obowiązywania KDT, który wynosi od 7 do 20 lat od rozpoczęcia eksploatacji elektrowni, czyli 10 do 31 lat od podpisania KDT, a w większości przypadków ponad 15 lat.

(189) Oznacza to, że w tym okresie ryzyko handlowe powiązane z eksploatacją elektrowni ponoszone jest przez nabywcę energii elektrycznej, czyli PSE. Obejmuje to ryzyko

związane z wahaniami kosztów wytwarzania energii elektrycznej, a w szczególności kosztów paliw, ryzyko związane z wahaniami cen energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego oraz ryzyko związane ze zmiennym zapotrzebowaniem odbiorców końcowych na energię elektryczną. Są to typowe rodzaje ryzyka, jakie każdy wytwórca energii bez KDT ponosiłby sam.

(190) Powoduje to więc, że elektrownie będące stronami KDT mają (pod warunkiem prawidłowego zarządzania elektrownią od strony technicznej) zagwarantowane zyski przez bardzo długi okres, odpowiadający typowemu przewidywalnemu okresowi eksploatacji danych aktywów lub okresowi ich amortyzacji. Im dłuższy jest ten okres, tym większą wartość ma gwarancja, ponieważ chroni ona przed ryzykiem, którego spełnienie jest coraz mniej przewidywalne.

(191) Komisja jest zdania, że ta gwarancja, która jest zasadniczym elementem KDT, stawia beneficjentów tych umów w korzystniejszej sytuacji gospodarczej niż inne spółki na rynku i stanowi w związku z tym korzyść uprawnionych elektrowni.

(192) Zdaniem polskich władz i zainteresowanych stron, banki zażądały podpisania KDT jako warunku udzielenia kredytów na finansowanie nabycia aktywów. Electrabel twierdzi, że „Instytucje finansowe nie były skłonne finansować nowych inwestycji w polskim sektorze energetycznym bez uzyskania specjalnej gwarancji, że kredytobiorca będzie osiągał określone obroty w okresie spłaty kredytu”⁽⁴⁵⁾. Z powyższego żądania banków wynika, że gwarancje udzielone w ramach KDT miały pozytywną wartość rynkową. KDT stanowią więc warunek, od którego zależała zgoda instytucji finansowych na finansowanie inwestycji.

(193) Z powyższych rozważań wynika, że KDT nie stanowią tradycyjnej formy gwarancji, lecz przewidują po prostu płatności należące do Skarbu Państwa i w pełni przez niego kontrolowanej PSE, w wysokości kosztów inwestycji oraz najbardziej istotnych (jeżeli nie całkowitych) kosztów operacyjnych elektrowni będących stronami tych umów. W praktyce „gwarancja” ta oznacza, że PSE, przez mniej więcej cały okres amortyzacji lub planowany okres eksploatacji elektrowni i niezależnie od jakichkolwiek zmian warunków rynkowych, kupuje stałą ilość energii elektrycznej po cenie, która musi zapewnić rentowność elektrowni.

(194) W celu stwierdzenia korzyści w następnych akapitach Komisja analizuje szereg innych aspektów.

⁽⁴⁵⁾ Uwaga Electrabelu na temat procedury, pkt 45, zdanie czwarte.

(195) Komisja zwraca przede wszystkim uwagę na fakt, że w Polsce KDT były zawierane wyłącznie z wybranymi wytwórcami. Już w czasie, kiedy były one zawierane, istnieli inni wytwórcy energii elektrycznej, którzy nie korzystali z zasad KDT. W późniejszych latach wybudowano kolejne zakłady, obecnie realizowane są także kolejne inwestycje bez wsparcia w formie KDT.

(196) W pierwszych latach funkcjonowania KDT wytwórcy, którzy nie zawarli KDT, mogli sprzedawać wytworzoną przez siebie energię elektryczną na warunkach cenowych kontrolowanych przez państwo za pośrednictwem URE. Od dnia 28 czerwca 2001 r. mechanizm ten zaczął być likwidowany i wytwórcy ci zaczęli sprzedawać wytworzoną przez siebie energię elektryczną po cenach wolnorynkowych.

(197) Jak wskazywały zainteresowane strony, żaden z tych mechanizmów (cena kontrolowana przez państwo ani cena wolnorynkowa) nie pozwalał wytwórcom, którzy nie zawarli KDT, na pokrycie całkowitych kosztów. Sprzedają oni wytworzoną przez siebie energię elektryczną po cenie odpowiadającej kosztom krańcowym, tzn. cenie która gwarantuje wyłącznie pokrycie ponoszonych przez nich kosztów zmiennych.

(198) Zainteresowane strony zasugerowały, że wytwarzanie energii elektrycznej przez wytwórców, którzy nie zawarli KDT, wiąże się z większymi szkodami dla środowiska naturalnego niż wytwarzanie tej energii przez beneficjentów KDT, co miałyby usprawiedliwiać niższe ceny uzyskiwane przez tych pierwszych za wytworzoną energię elektryczną. Komisja odrzuca ten argument. Po pierwsze, nie ma pewności, że wszystkie elektrownie, które nie zawarli KDT, wytwarzają „brudną” energię elektryczną. Najnowsze elektrownie w Polsce (bez udziału KDT) wytwarzają energię elektryczną za pomocą najnowocześniejszych technologii. Ponadto z punktu widzenia ekonomii brakuje powodu, dla którego energia elektryczna wytwarzana w sposób mniej przyjazny dla środowiska miałaby mieć mniejszą wartość rynkową od energii wytwarzanej w sposób bardziej przyjazny dla środowiska. Wyprodukowana energia jest w pełni zastępowalna (niekiedy nawet fizycznie niemożliwa do rozróżnienia), a jej wartość dla klienta jest identyczna⁽⁴⁶⁾.

(199) Polska Towarowa Giełda Energii rozpoczęła działalność w 1999 r. Od 2001 r. średnia cena energii elektrycznej na polskiej Towarowej Giełdzie Energii jest stabilna i waha się w przedziale od 110 do 125 PLN/MWh⁽⁴⁷⁾. W 2004 r. średnia cena na rynku wahała się około 115 PLN/MWh, w 2005 r. w przedziale 115–120 PLN/MWh, w 2006 r. była raczej stabilna na poziomie 125, a w 2007 r. (do dnia 31 lipca 2007 r.) wahała się przedziale 110–122 PLN/MWh. Dla porównania informacje przekazane przez Polskę pozwoliły Komisji na oszacowanie pełnych kosztów

⁽⁴⁶⁾ Pewnym wyjątkiem może być ekologiczna energia elektryczna, ponieważ niektórzy klienci są gotowi płacić więcej za dostawę energii z poświadczonym źródłem pochodzenia z odnawialnych źródeł energii. Jednak żadna z elektrowni będących beneficjentami UDT nie korzysta z takich źródeł energii.

⁽⁴⁷⁾ Źródło: dane statystyczne Towarowej Giełdy Energii S.A.

w 2005 r. elektrowni mających uzyskiwać rekompensaty na podstawie Ustawy na następującym poziomie:

Tabela 5

Szacunkowe całkowite koszty wytworzenia energii w elektrowniach, które zawarły KDT w 2005 r.

Wytwórca	Średnie koszty wytworzenia w 2005 r. (PLN/MWh)
Elektrownia Opole (część BOT)	[...] (*)
Elektrownia Turów (część BOT)	[...]
Południowy Koncern Energetyczny S. A.	[...]
Elektrownia Kozienice S.A.	[...]
Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A.	[...]
Pątnów II	[...]
Elektrociepłownia Kraków S.A.	[...]
Elektrociepłownia Rzeszów S.A.	[...]
Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.	[...]
Elektrociepłownia Lublin Wrotków Sp. z o.o.	[...]
Elektrociepłownia Chorzów „ELCHO” S.A.	[...]
Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.	[...]
Średnia cena na Towarowej Giełdzie Energii	115–120 PLN/MWh

(*) Informacja objęta tajemnicą zawodową.

Źródło: Szacunki Komisji na podstawie danych przekazanych przez Polskę. W przypadku elektrowni Pątnów II podano wartość na rok 2008, tj. pierwszy rok planowanej eksploatacji.

(200) Z powyższych danych zawartych w tabeli 5 wynika, jak bardzo nieprawdopodobne jest, by ceny rynkowe, to jest ceny, które otrzymują wytwórcy, którzy nie zawarli KDT za swoją energię elektryczną na rynku, wystarczą na zapewnienie takiej samej gwarancji zysku co gwarancja zapewniana przez KDT.

(201) Przykład Towarowej Giełdy Energii nie jest odosobniony. Także inne państwa członkowskie zliberalizowały swoje rynki energii elektrycznej, tworząc giełdy energii, na których nabywcy i sprzedawcy obracają energią elektryczną na zasadach rynkowych.

(202) W badaniu sektorowym rynków energii elektrycznej⁽⁴⁸⁾ Komisja szczegółowo przeanalizowała warunki obrotu energią elektryczną na europejskich rynkach hurtowych. Dane zebrane w ramach tego badania świadczą o tym, że

⁽⁴⁸⁾ http://ec.europa.eu/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/

żaden zliberalizowany rynek nie daje wytwórcom długoterminowej gwarancji pokrycia wszystkich ponoszonych kosztów. W rzeczywistości większość transakcji zawierana jest w perspektywie trzyletniej.

(203) Obrót energią elektryczną na giełdzie odbywa się zawsze na podstawie cen krańcowych, które gwarantują wyłącznie pokrycie krótkookresowych kosztów krańcowych⁽⁴⁹⁾. Ponadto kontrakty na tych rynkach zawierane są jak na razie na krótszy okres czasu niż KDT. Na przykład najdłuższe kontrakty zawierane na giełdach dotyczą okresu: 4 lata – NordPool (kraje skandynawskie), 3 lata – Powernext (Francja), 5 lat – UKPX (Zjednoczone Królestwo) i 6 lat – EEX (Niemcy). Na niektórych giełdach, takich jak OMEL w Hiszpanii, umowy terminowe w ogóle nie są zawierane. Od dnia 1 kwietnia 2006 r. umowy takie zniknęły także z polskiej Towarowej Giełdy Energii.

(204) Na zliberalizowanych rynkach energii obrót energią elektryczną może odbywać się także na podstawie umów dwustronnych („Over the Counter” lub rynek OTC). Badanie w sektorze energetycznym wykazało, że – z uwagi na możliwość zawierania transakcji arbitrażowych w zakresie obrotu energią elektryczną i umów dwustronnych – warunki obrotu (w szczególności cena i długość obowiązywania kontraktów) na rynku umów dwustronnych są podobne do tych, jakie dominują na giełdach energetycznych.

(205) PSE zobowiązało się w ramach KDT do zakupu od wytwórców określonej minimalnej ilości energii elektrycznej, po cenie pokrywającej całkowite koszty jej wytworzenia, w okresie do 2007 r., w przypadku najkrótszych KDT i do 2027 r., w przypadku KDT obowiązujących najdłużej.

(206) Decyzja ta została narzucona PSE przez polski rząd. Jak wskazuje ELCHO w swoich uwagach, „za pośrednictwem PSE polski Minister Przemysłu i Handlu realizował strategiczne cele zapewnienia bezpieczeństwa dostaw i poprawy standardów ochrony środowiska w zakresie wytwarzania energii elektrycznej”⁽⁵⁰⁾.

(207) Sam fakt, że to polski rząd zamiast PSE musiał zdecydować, że będą realizowane nowe inwestycje i że będą one korzystać z KDT, wyraźnie wskazuje na to, że przy podejmowaniu tych decyzji podstawową rolę odgrywały inne kryteria niż te, którymi kierowałby się inwestor prywatny.

(208) Istnieją dwa podstawowe powody, dla których PSE nie miałyby interesu gospodarczego w podejmowaniu takiej decyzji bez interwencji ze strony rządu.

(209) Po pierwsze, PSE zakupiło taką ilość energii, że już w momencie zakupu była świadoma, że może ona przekraczać jej zapotrzebowanie.

⁽⁴⁹⁾ Krótkookresowe koszty krańcowe to koszty, które wytwórca może wyeliminować, decydując się na zaprzestanie wytwarzania energii w krótkim okresie. Koszty te są w przybliżeniu równe kosztom zmiennym, ponieważ w obu przypadkach podstawowe znaczenie mają koszty paliwa.

⁽⁵⁰⁾ Uwagi ELCHO na temat procedury, pkt 1.4.1, zdanie trzecie.

(210) Zawierając KDT, PSE zobowiązały się zakupić określoną, znaczną ilość energii elektrycznej (blisko 50 % produkcji energii elektrycznej w Polsce w roku 2005⁽⁵¹⁾) i do 70 % w wyznaczonym okresie).

(211) Na samym początku (kilka pierwszych lat obowiązywania KDT) PSE było jedynym dostawcą w polskim systemie elektroenergetycznym, tak więc mogły sprzedawać całość energii elektrycznej swoim odbiorcom końcowym. Jednakże już od samego początku można było przewidzieć, że PSE wkrótce przestanie być jedynym dostawcą energii elektrycznej w Polsce. KDT zostały zawarte w latach 1996–1998, z wyjątkiem jednego z sześciu KDT zawartych przez PKE, który został podpisany 12 kwietnia 1995 r. W tym czasie było już jasne, że Polska prawdopodobnie przystąpi do Unii Europejskiej w trakcie obowiązywania większości, jeżeli nie wszystkich KDT (co ostatecznie nastąpiło nawet przed końcem obowiązywania najkrótszej i 23 lata przed końcem obowiązywania najdłuższej umowy). W szczególności w trakcie procesu przedakcesyjnego, w grudniu 1991 r., polski rząd podpisał Układ europejski ustanawiający partnerstwo między WE i Republiką Polską. Później, w 1994 r., Polska złożyła oficjalny wniosek o członkostwo w UE. Negocjacje akcesyjne rozpoczęły się w roku 1998 i zakończyły w roku 2002, gdy Rada Europejska w Kopenhadze uznała, że Polska spełniła warunki konieczne do przystąpienia do UE.

(212) W istocie, strony zainteresowane same zaznaczały, że jednym z celów KDT było zapewnienie zgodności polskich wytwórców z niektórymi dyrektywami UE dotyczącymi zanieczyszczenia powietrza, a w szczególności z dyrektywami w sprawie emisji przez duże obiekty energetycznego spalania⁽⁵²⁾, co stanowi kolejny dowód na to, że strony te były świadome bliskiego przystąpienia przez Polskę do UE.

(213) Wiadomo było, że przystąpienie Polski do Unii Europejskiej oznaczać będzie integrację z wewnętrznym rynkiem energii elektrycznej, którego liberalizacja rozpoczęła się wraz z przyjęciem dyrektywy 96/92/WE⁽⁵³⁾. Oznaczało to otwarcie rynku na innych dostawców konkurujących z PSE, a zatem PSE może ostatecznie nie potrzebować całej energii elektrycznej przewidzianej w ramach KDT ze względu na ewolucję rynku energii elektrycznej.

(214) Plany liberalizacji bardzo szybko zostały w Polsce zrealizowane – pierwsi odbiorcy mogli korzystać z otwarcia rynku w 1999 r. W tym samym roku otwarto także polską

⁽⁵¹⁾ Źródło: URE. Komunikat Prezesa Urzędu Regulacji Energii w sprawozdaniu rocznym za rok 2005. Akapit drugi. http://www.ure.gov.pl/index_eng.php?dzial=1&id=6.

⁽⁵²⁾ Ostatnia wersja tej dyrektywy jest dyrektywa 2001/80/WE (zob. przypis 34).

⁽⁵³⁾ Dyrektywa została przyjęta w dniu 19 grudnia 1996 r. i była wcześniej przedmiotem dyskusji od czasu przedstawienia przez Komisję projektu w dniu 14 marca 1992 r.

Towarową Giełdę Energii. Jeszcze dalsze zmiany wprowadziło przyjęcie w dniu 26 czerwca 2003 r. dyrektywy 2003/54/WE. Dyrektywa ta przewiduje liberalizację rynku dla wszystkich odbiorców przemysłowych do dnia 1 lipca 2004 r., a dla wszystkich odbiorców do dnia 1 lipca 2007 r., zmniejszając tym samym krok po kroku udział rynku zmonopolizowanego przez PSE do zera.

(215) Po drugie, nawet w odniesieniu do tej części energii elektrycznej, której PSE rzeczywiście potrzebowało, nieracjonalne było zobowiązanie się przez PSE jako nabywcy do pokrycia elektrowniom całkowitych kosztów wytwarzania energii elektrycznej i marży ustalonych z tak długim wyprzedzeniem, chociaż wiadomo było, że liberalizacja umożliwi wybór różnorodnych technologii po różnych cenach, w tym oferowanych przez nowe podmioty na rynku wykorzystujące bardziej efektywne technologie.

(216) Nabywcy mają interes w zawieraniu umów długoterminowych jedynie wówczas, gdy umowy te zapewniają im pewne zabezpieczenie przed skutkami wahań na rynku energii elektrycznej, a w szczególności przed zmianami związanymi z wahaniami ceny paliw. Z tego powodu nabywca mógłby mieć interes gospodarczy w takiej długoterminowej umowie, jedynie jeśli sprzedawca oferowałby, że poniesie część ryzyka związanego z wahaniami cen paliw, lub też, gdyby technologie wytwarzania zapewniały stabilne koszty paliw, jak ma to miejsce w przypadku elektrowni wodnych oraz, w pewnych warunkach, elektrowni jądrowych.

(217) Powyższe ekonomiczne wnioskowanie znajduje potwierdzenie w fakcie, że jak się wydaje, brakuje przykładów prywatnych nabywców, którzy – bez interwencji ze strony państwa – zawieraliby długoterminowe umowy z elektrowniami wykorzystującymi paliwa kopalne i pokrywałyby wszystkie koszty produkcji na tak długi okres co przyjęty w KDT (ponad 10 lat). Komisja nie znalazła w ramach swojego badania sektora energii żadnego odpowiedniego przykładu takiej umowy, nie przedstawiła takiego przykładu również żadna z zainteresowanych stron, mimo że twierdziły, że takie umowy zostały zawarte i mimo tego, że niektóre z zainteresowanych stron należą do bardzo dużych grup prowadzących działalność w wielu państwach.

(218) Jedyne przykłady przytoczone przez strony zainteresowane nie są adekwatne ze względów opisanych poniżej:

a) umowy w Portugalii pomiędzy Redes Energéticas Nacionais oraz Turbogás, Electricidade De Portugal i Pego były zawierane przez spółki państwowe (Redes Energéticas Nacionais). Warto przy tym zwrócić uwagę na fakt, że chociaż zainteresowane strony usiłowały dowieść, że umowy te są zgodne z zasadami pomocy państwa, Komisja reprezentuje odmienne stanowisko. Komisja wydała jedynie decyzję w sprawie ich zgodności z art. 81 Traktatu WE. W decyzji dotyczącej

pomocy państwa w sprawie obowiązkowego rozwiązania tych umów i przyznania rekompensat za ich rozwiązanie Komisja stwierdziła, że zapewniały one wytwórcom korzyści gospodarcze⁽⁵⁴⁾;

b) umowy zawarte przez Northern Ireland Electricity w Zjednoczonym Królestwie zostały zawarte na wniosek państwa, w momencie gdy Northern Ireland Electricity nadal była spółką państwową. Northern Ireland Electricity została następnie sprywatyzowana i rząd Wielkiej Brytanii musiał wprowadzić system pomocy, aby zrekompensować Northern Ireland Electricity pozagospodarcze obciążenia związane z tymi umowami;

c) umowa pomiędzy Electricité de France i Péchiney we Francji obejmuje jedynie zmienne koszty elektrowni jądrowych należących do Electricité de France. W latach 90. ubiegłego wieku we Francji zostało zawartych wiele innych umów tego rodzaju. Wszystkie one opierają się na zasadzie, że wytwórca zobowiązuje się dostarczać nabywcy energię elektryczną przez długi okres czasu po cenie pokrywającej jedynie jej koszty krańcowe.

(219) Wreszcie Komisja zwraca uwagę, że pomimo twierdzeń zainteresowanych stron, nie jest prawdą, że sam fakt, iż KDT zostały zawarte na podstawie konkursowej procedury, wystarcza do uznania, że nie stanowią one pomocy. Zasada ta obowiązuje w przypadku gdy państwo członkowskie zakupuje towary lub usługi na własny użytek. W tej sprawie konkursowa procedura miała służyć nie tyle nabyciu towarów i usług potrzebnych państwu, co raczej realizacji celów, takich jak wspieranie inwestycji zagranicznych w Polsce, ochrona środowiska naturalnego i poprawa bezpieczeństwa dostaw, będących celami politycznymi. W takim przypadku fakt zastosowania konkursowej procedury może prowadzić jedynie do wniosku, że pomoc ogranicza się do niezbędnego minimum, potrzebnego do osiągnięcia celów politycznych, nie wystarcza jednak do stwierdzenia, że pomoc państwa nie miała miejsca.

(220) Wytwórcy należący do prywatnych grup utrzymywali, że wszelka pomoc państwa w ramach KDT miała zostać wyeliminowana przez proces prywatyzacji, ponieważ cena płacona przez spółki, które nabyły elektrownie, miała uwzględniać wartość KDT.

(221) Komisja uważa, że argumenty te nie mają zastosowania do omawianego przypadku. W rzeczywistości bowiem prywatyzacja elektrowni miała tutaj formę nabycia akcji.

(222) Trybunał Sprawiedliwości badał już, w jaki sposób zmiana struktury własności spółki w związku z nabyciem akcji może wpłynąć na istnienie pomocy i na beneficjenta

⁽⁵⁴⁾ Decyzja Komisji w sprawie pomocy państwa nr 161/04 – Portugalia – Koszty osierocone w Portugalii (Dz.U. C 250 z 8.10.2005, s. 9).

niezgodnej z prawem pomocy, która została przyznana spółce. Trybunał Sprawiedliwości orzekł, że taka pomoc przyznana bezprawnie jest nadal wykorzystywana i pozostaje w spółce, która z niej skorzystała, pomimo zmiany struktury własności⁽⁵⁵⁾. Przekazanie udziałów po cenie rynkowej gwarantuje jedynie, że nabywca nie korzystał również z pomocy państwa.

(223) W rozpatrywanym przypadku oznacza to, że zmiana własności elektrowni, które korzystały z KDT, nie zmienia faktu, że KDT stanowią pomoc państwa dla tych elektrowni. W rzeczywistości korzyści zawarte w KDT zostały przyznane na rzecz działalności elektrowni, niezależnie od stosunków własnościowych.

(224) Wszystkie wyżej wymienione elementy korzyści gospodarczej, a także przedstawiona argumentacja, dotyczą czasu, w którym Polska przystąpiła do UE oraz pozostały aktualne do daty niniejszej decyzji (w przypadku KDT, które przestały obowiązywać przed datą niniejszej decyzji, do końca ich obowiązywania).

(225) W świetle powyższych uwag Komisja stwierdza, że KDT zapewniają korzyść gospodarczą ich beneficjentom.

7.1.2. Usługi świadczone w ogólnym interesie gospodarczym (UOIG)

(226) Zainteresowane strony dowodziły, że KDT należy traktować jako realizację usług UOIG na rzecz zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i ochrony środowiska naturalnego. Spełniają one jakoby kryteria zawarte w orzeczeniu w sprawie *Altmark*, dzięki czemu nie stanowią pomocy w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE.

(227) Komisja przeanalizowała powyższe argumenty dochodząc do wniosku, że nie może się z nimi zgodzić z powodów przedstawionych w poniższych motywach.

(228) Państwa członkowskie mają dużą swobodę w określaniu zakresu UOIG. Swoboda ta nie oznacza jednak, że każda interwencja ze strony państwa służąca realizacji prowadzonej polityki może zostać określona jako realizacja UOIG. Na przykład w orzeczeniu *Merci convenzionali porto di Genova*⁽⁵⁶⁾ Trybunał Sprawiedliwości odrzucił możliwość zastosowania art. 86 ust. 2 Traktatu WE, ponieważ „nie wydaje się [...] żeby prace wykonywane odpowiadały szczególnym cechom ogólnego interesu gospodarczego na tle ogólnego interesu gospodarczego występujące w przypadku innych rodzajów działalności gospodarczej”. Komisja jest także zdania, że szeroki zakres swobody decyzyjnej w zakresie ustalania zakresu usług UOIG podlega ograniczeniom w tych obszarach, w których obowiązuje prawodawstwo wspólnotowe.

(229) Zainteresowane strony twierdziły, że jedną z UOIG realizowanych w ramach KDT mają być działania na rzecz ochrony środowiska naturalnego. Mówiąc bardziej dokładnie, KDT miałyby wspierać inwestycje mające na celu umożliwienie polskim elektrowniom dostosowanie się do unijnych norm ochrony środowiska.

(230) Komisja uważa, że obowiązek spełnienia norm ochrony środowiska nie wyróżnia się w żaden szczególny sposób na tle innych ograniczeń, którym podlegają wszystkie przedsiębiorstwa działające w sektorze przemysłowym. Ponadto traktowanie spełniania norm ochrony środowiska naturalnego zasadniczo jako UOIG stanowiłoby bezpośrednie naruszenie zasady „zanieczyszczający płaci”, stanowiącej jedną z podstawowych zasad wspólnotowego prawa ochrony środowiska, zapisaną w prawie pierwotnym w art. 174 ust. 2 Traktatu WE.

(231) Komisja odnotowuje argument zainteresowanych stron, że ochrona środowiska naturalnego została wymieniona w art. 3 dyrektywy 96/92/WE jako jeden z możliwych obszarów obowiązków użyteczności publicznej. Zdaniem Komisji nie podważa to jednak stanowiska przedstawionego powyżej. W rzeczywistości fakt, iż dyrektywa stanowi, że mogą istnieć obowiązki użyteczności publicznej w obszarze ochrony środowiska naturalnego, nie oznacza, że te zobowiązania z tytułu świadczenia usług publicznych mogą mieć dowolną treść. W szczególności nie zmienia to faktu, że obowiązki te muszą wyróżniać się na tle normalnych warunków działalności przedsiębiorstw w danym sektorze i nie mogą sprzeciwiać się zasadom stanowiącym fundament wspólnotowej polityki ochrony środowiska naturalnego (np. zasadzie „zanieczyszczający płaci”).

(232) Komisja zwraca również uwagę na fakt, że cztery z elektrowni będących przedmiotem KDT (w Turowie, Pątnowie, Bełchatowie i Jaworznie) znajdują się na liście WWF, zawierającej trzydzieści najbardziej zanieczyszczających elektrowni w Europie⁽⁵⁷⁾, co tym bardziej przeczy twierdzeniom, że realizują one UOIG w zakresie ochrony środowiska naturalnego.

(233) Zainteresowane strony wskazują również na bezpieczeństwo dostaw jako na jedną z UOIG, których realizacji służą KDT.

(234) W swoich dotychczasowych decyzjach⁽⁵⁸⁾ Komisja uznawała, że bezpieczeństwo dostaw rzeczywiście mogłoby stanowić usługę UOIG, z zastrzeżeniem przewidzianych w art. 8 ust. 4 dyrektywy 96/92/WE (który odpowiada art. 11 ust. 4 dyrektywy 2003/54/WE), to znaczy pod warunkiem, że dani wytwórcy wykorzystują do wytwarzania energii rodzime pierwotne źródła paliw i że

⁽⁵⁷⁾ <http://assets.panda.org/downloads/dirty30rankingfinal260905.pdf>.

⁽⁵⁸⁾ Zob. decyzje Komisji w sprawach nr N 34/99 (Dz.U. C 5 z 8.1.2002, s. 2), NN 49/99 (Dz.U. C 268 z 22.9.2001, s. 7), N 6/A/01 (Dz.U. C 77 z 28.3.2002, s. 26) i C 7/05 (dotychczas nieopublikowana w Dzienniku Urzędowym).

⁽⁵⁵⁾ Połączone sprawy C-328/99 i C-399/00, *Włochy i SIM 2 Multimedia przeciwko Komisji* Rec. [2003] s. I-4035, motyw 83.

⁽⁵⁶⁾ Orzeczenie Trybunału z dnia 10 grudnia 1991 r. w sprawie C-179/90, motyw 27.

całkowita ilość energii nie przekracza w roku kalendarzowym 15 % całej ilości energii pierwotnej niezbędnej do wytworzenia energii elektrycznej zużywanej w tym państwie członkowskim.

- (235) W rozpatrywanym przypadku KDT dotyczą ilości energii znacznie przekraczających 15 %, o których mowa w motywie 234. Ponadto ich podmiotem nie są wyłącznie wytwórcy wykorzystujący rodzime pierwotne źródła paliw do wytwarzania energii.
- (236) Komisja zauważa, że elektrownie objęte KDT nie posiadają żadnych szczególnych właściwości pozwalających uznać je za szczególnie użyteczne w realizacji celów związanych z bezpieczeństwem dostaw. Są one w rzeczywistości tylko zwykłymi zakładami podłączonymi do sieci i tym samym przyczyniają się do ogólnego bezpieczeństwa dostaw w Polsce w takim samym stopniu, jak każda inna elektrownia w sektorze.
- (237) W świetle powyższych okoliczności Komisja uważa, że nie ma powodu, aby odstępować od swojej stałej praktyki w tym zakresie. Musi zatem odrzucić twierdzenie, że KDT pozwalają realizować UOIG na rzecz bezpieczeństwa dostaw. Poza tym jak dotąd w żadnym przypadku nie określono w Polsce UOIG w tym kontekście.
- (238) W związku z tym Komisja stwierdza, że nie ma możliwości zastosowania do KDT postanowień Traktatu WE dotyczących usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym.
- (239) Ponadto Komisja zwraca uwagę na fakt, że KDT nie spełniłyby wszystkich kryteriów określonych w orzeczeniu *Altmark*.
- (240) Po pierwsze, orzeczenie *Altmark* przewiduje wymóg, aby przedsiębiorstwo będące beneficjentem było faktycznie zobowiązane do wypełniania obowiązków użyteczności publicznej i, aby obowiązki te zostały jasno zdefiniowane.
- (241) W rozpatrywanej sprawie rzekome obowiązki użyteczności publicznej nie zostały jasno określone. Zainteresowane strony wymieniają tutaj obowiązki ochrony środowiska naturalnego i zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, ale są to bardzo ogólne cele. Poza tym można uznać, że do ich realizacji przyczynia się w pewnym stopniu każdy wytwórca sektora energetycznego. Zainteresowane strony nie przedstawiły żadnych dokumentów określających w sposób bardziej konkretny rodzaj UOIG powierzonych poszczególnym wytwórcom, nie mówiąc już o akcie prawnym, w którym takie obowiązki zostałyby na nich nałożone.
- (242) Przywołany również został art. 1 ust. 2 polskiej ustawy Prawo energetyczne⁽⁵⁹⁾. Stanowi on, że państwo musi zapewnić stałe i nieprzerwane dostawy energii odbiorcom
- końcowym, w sposób racjonalny pod względem technicznym i ekonomicznym oraz z uwzględnieniem wymogów ochrony środowiska naturalnego. Jednakże powyższy artykuł ustawy nie nakłada na żadne konkretne przedsiębiorstwo obowiązków użyteczności publicznej. Obowiązkami obciążane jest jedynie państwo.
- (243) Zainteresowane strony podnoszą na koniec, że KDT są aktami, które powierzają wytwórcom świadczenie UOIG. Jednak KDT nie zawierają żadnych konkretnych definicji UOIG, nie odnoszą się ani do tych obowiązków, ani też do przepisów prawnych mogących stanowić podstawę powierzenia im przez państwo świadczenia UOIG.
- (244) Po drugie, wskaźniki, na podstawie których wyliczana jest rekompensata, musiałyby zostać ustalone wcześniej w obiektywny i przejrzysty sposób, a sama rekompensata nie powinna przekraczać kwoty niezbędnej do pokrycia całości lub części kosztów poniesionych w związku z wykonywaniem obowiązków świadczenia usług użyteczności publicznej, biorąc pod uwagę związane z tym przychody oraz odpowiedni zysk z tytułu wykonywania tych obowiązków⁽⁶⁰⁾.
- (245) Wobec braku jasnej definicji, jakie usługi UOIG powinny być świadczone, w szczególności takiej, która pozwalałaby wyraźnie odróżnić usługi UOIG od zwyczajnej działalności gospodarczej elektrowni, nie można ustalić wskaźników rekompensaty ani sprawdzić, czy rekompensata nie przekracza kwoty potrzebnej do pokrycia kosztów poniesionych przy wywiązywaniu się z omawianych obowiązków. Nie można nawet dokładnie określić, czym jest rekompensata.
- (246) Fakt, że przewidziano określone wskaźniki dla ustalenia cen w ramach KDT, nie jest równoznaczny z występowaniem dokładnych wskaźników obliczania rekompensaty za UOIG, ponieważ cena nie jest tożsama z rekompensatą. Ponadto fakt, że cena obejmuje jedynie koszt wytwarzania energii plus marżę zysku, nie oznacza również, że nie obejmuje ona żadnej nadmiernej rekompensaty, jako że wiele kosztów wytwarzania energii elektrycznej może być zwykłymi kosztami, które musiałby ponieść każdy zwyczajny wytwórca energii elektrycznej, w przeciwieństwie do nadzwyczajnych kosztów związanych ze świadczeniem UOIG.
- (247) Po trzecie, jeżeli przedsiębiorstwo nie zostało wybrane w ramach postępowania o udzielenie zamówienia publicznego, wysokość koniecznej rekompensaty musi zostać ustalona na podstawie analizy kosztów, które w związku z wykonywaniem tych obowiązków poniosłoby przeciętne przedsiębiorstwo, dobrze zarządzane i odpowiednio wyposażone, aby spełnić stawiane wymogi publicznoprawne, biorąc pod uwagę związane z tym przychody oraz odpowiedni zysk z tytułu wykonywania tych obowiązków.

⁽⁵⁹⁾ Dz.U. 1997 nr 54, poz. 348, z późn. zm.

⁽⁶⁰⁾ Są to faktycznie kryteria drugie i trzecie z orzeczenia *Altmark*.

(248) Zainteresowane strony podnoszą, że kryteria te powinny być traktowane jako automatycznie spełnione, ponieważ zawarcie KDT zostało poprzedzone przejrzystą i niedyskryminującą procedurą przetargową. Komisja zwraca jednak uwagę na fakt, że w procedurze przetargowej zastosowano liczne kryteria, nie tylko takie, jak cena czy też kryterium związane z celami politycznymi wskazanymi powyżej (ochrona środowiska naturalnego, bezpieczeństwo dostaw). Komisja uważa, że zastosowanie innych kryteriów, niepowiązanych z ceną ani wskazanymi celami politycznymi, uniemożliwia automatyczne przyjęcie, że rekompensata została ustalona na właściwym poziomie. Poza tym fakt, że przy ocenie ofert zastosowano łącznie wiele rodzajów kryteriów, nie ustalając przy tym żadnego konkretnego celu w zakresie UOIG, stanowi dodatkowy dowód na to, jak trudno jest w ogóle ocenić, czy rzekome UOIG są faktycznie realizowane. Na przykład wymieszanie kryterium ceny i kryteriów dotyczących ochrony środowiska naturalnego prowadzi do tego, że oferent proponujący wytworzenie energii elektrycznej po bardzo niskiej cenie, ale przy zapewnieniu mniejszej ochrony środowiska naturalnego, mógłby zostać wybrany zamiast oferenta proponującego wytworzenie energii elektrycznej o wyższej jakości w kategoriach ochrony środowiska naturalnego, lecz po wyższej cenie. Fakt ten nasuwa wątpliwości, czy wytwórcy rzeczywiście realizowali UOIG, a w każdym razie utrudnia ustalenie konkretnego zakresu zrealizowanych usług UOIG.

(249) Ponadto ani polskie władze, ani zainteresowane strony nie przedłożyły analizy kosztów zainteresowanych wytwórców, które potwierdzałyby fakt, że odpowiadają one kosztom ponoszonym przez przeciętne przedsiębiorstwo. W rzeczywistości szacunki przedstawione przez Polskę w ramach Ustawy na potrzeby obliczenia rekompensaty przysługującej poszczególnym wytwórcom pokazują, że ponoszone przez nich koszty wyraźnie przewyższają koszty ponoszone przez przeciętne wytwórcę rozporządzającego działalnością w Polsce.

(250) Wreszcie Komisja podkreśla, że w przypadku KDT zawartego z EC Kraków nie przeprowadzono postępowania przetargowego.

(251) Zainteresowane strony argumentowały, że art. 86 ust. 2 Traktatu WE może mieć zastosowanie do KDT, nawet gdyby nie odpowiadały one kryteriom zawartym w orzeczeniu w sprawie *Altmark*.

(252) Komisja uważa, że uwagi przedstawione powyżej prowadzą do wniosku, że art. 86 ust. 2 nie może mieć zastosowania do KDT.

(253) W szczególności, art. 86 ust. 2 może być zastosowany jedynie w przypadku przedsiębiorstw zobowiązanych do świadczenia rzeczywistych UOIG, który to warunek, jak dowiedziono w motywach 228–238, nie został w tym przypadku spełniony. Jeżeli usługi UOIG mają być w ogóle

świadczone, muszą zostać powierzone konkretnym przedsiębiorstwom, co, jak wykazano w motywach 240–243, nie miało miejsca. Wreszcie, rekompensaty za realizację usług UOIG muszą być proporcjonalne do poniesionych ciężarów, co oznacza, że konieczne jest zapewnienie możliwości konkretnej oceny zakresu usług UOIG, tak aby móc ustalić związane z nimi koszty. Jak wykazano w motywach 245 i 246, w omawianym przypadku warunek ten nie został spełniony.

Selektywność

(254) KDT mają ewidentnie charakter selektywny, ponieważ zostały zawarte tylko z ograniczoną liczbą spółek. Już w momencie ich podpisywania w sektorze energii elektrycznej istniały spółki, które nie korzystały z KDT.

(255) Powołanie się przez zainteresowane strony na konieczność określenia właściwych rynków nie jest poprawne. Koncepcja selektywności obejmuje środki, które stanowią korzyść dla całego sektora, nawet jeżeli stanowią one korzyść dla wszystkich spółek danego sektora (co nie miało miejsca w odniesieniu do badanego środka, gdyż niektóre spółki w obrębie sektora nie korzystały z KDT).

(256) W odniesieniu do przywołanego orzeczenia w sprawie *Van der Kooy* Komisja przypomina, że orzeczeniu tym Trybunał Sprawiedliwości nie kwestionował selektywności środka pomocy. Ocena, na którą powołują się zainteresowane strony w swoim komentarzu, dotyczy kwestii istnienia korzyści, nie pozwala jednak stwierdzić, czy Trybunał Sprawiedliwości uznał lub uznałby środek za niespełniający kryterium selektywności.

(257) Poza tym, w odpowiedzi na argumenty zainteresowanych stron, według których w przypadku środków, które nie są przedmiotem decyzji państwa, kryterium selektywności powinno zostać zastąpione testem inwestora prywatnego, Komisja stwierdza, że test inwestora prywatnego służy weryfikacji elementu korzyści, a nie selektywności.

Zakłócenie konkurencji i wpływ na wymianę handlową

(258) Zainteresowane strony podnoszą, że Komisja powinna była zbadać, czy w momencie ich zawierania KDT stanowiły zakłócenie konkurencji albo czy wpływały na wymianę handlową między państwami członkowskimi. Jak to zostało wyjaśnione, Komisja jest zdania, że kwestia, czy KDT stanowiły pomoc w momencie ich zawarcia, nie ma wpływu na wynik niniejszego postępowania. Z uwagi na przystąpienie do UE Polska otworzyła swój rynek na wczesnym etapie: pierwsi odbiorcy otrzymali prawo do zmiany dostawcy energii w 1999 r., w tym samym roku została otwarta polska Towarowa Giełda Energii. Ponadto w dniu 1 maja 2004 r. Polska stała się częścią

zliberalizowanego rynku wewnętrznego. Istnienie długoterminowych umów z należącym do Skarbu Państwa PSE, włącznie z udzielonymi przez niego gwarancjami zakupu energii od elektrowni po cenach pokrywających koszty elektrowni wraz z marżą zysku, potencjalnie może zakłócić konkurencję.

(259) Środki, które stawiają w korzystniejszej sytuacji spółki sektora energetycznego w jednych państwach członkowskich, mogą ograniczyć możliwości wywozu energii do tych państw przez spółki z innych państw członkowskich lub też sprzyjać wywozowi energii elektrycznej do tych innych państw. W szczególności odnosi się to do Polski, która jest położona centralnie w Europie i jest połączona lub też ma możliwość łatwego połączenia z poszczególnymi obecnymi i przyszłymi państwami członkowskimi.

(260) Rynek energii elektrycznej w Polsce (polska Towarowa Giełda Energii) został otwarty w 1999 r.; w tym samym roku PSE stało się członkiem UCTE ⁽⁶¹⁾.

(261) Ponadto w momencie podpisywania KDT jednoznacznie dochodziło do obrotu energią elektryczną pomiędzy Polską i państwami sąsiednimi. Zdolności przesyłowe połączeń międzysystemowych nie były wielkie (zdaniem zainteresowanych stron około 2 000 MW), jednakże wykorzystywane były w całości, w większości na potrzeby wywozu.

(262) W 2005 r. polski wywóz energii elektrycznej wyniósł 14,3 TWh, a przywóz 3,1 TWh, przy zużyciu krajowym na poziomie 144,8 TWh ⁽⁶²⁾, zaś większość obrotów miała miejsce z Republiką Czeską, Niemcami i Słowacją (połączenia międzysystemowe z Ukrainą i Białorusią mają bardzo niewielkie zdolności przesyłowe albo nie działają).

(263) Wynika z tego, że KDT potencjalnie mogły zakłócać konkurencję nawet przed przystąpieniem Polski do UE. Jednak kryterium wpływu na wymianę handlową między państwami członkowskim może być z definicji spełnione jedynie po przystąpieniu. Ponieważ data przystąpienia do UE i data liberalizacji polskiego sektora energetycznego przypadają na ten sam dzień (1 maja 2004 r.), Komisja stwierdza, że najpóźniej w dniu przystąpienia Polski do UE korzyści wynikające z KDT mogły potencjalnie zakłócać konkurencję oraz wpływać na wymianę handlową między państwami członkowskimi i posiadały ten potencjał przez cały czas obowiązywania KDT.

(264) Na tej podstawie Komisja uznaje, że KDT stanowią pomoc państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE.

⁽⁶¹⁾ Unia ds. Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej, związek operatorów systemów przesyłowych współpracujących w ramach sieci w Europie kontynentalnej.

⁽⁶²⁾ Sprawozdanie roczne PSE 2005 dostępne na: http://www.pse-operator.pl/uploads/kontener/Annual_Report_2005.pdf.

7.1.3. KDT jako „nowa pomoc” w przeciwieństwie do „istniejącej pomocy”. Niezgodność pomocy z prawem

W przedmiocie zastosowania Traktatu o przystąpieniu wobec KDT zawartych przed przystąpieniem i nadal stosowanych po przystąpieniu

(265) Zgodnie z załącznikiem IV, rozdział 3 Traktatu o przystąpieniu Komisja była uprawniona do kontroli środków (zarówno pomocy indywidualnej jak i programów pomocowych) wprowadzonych w życie przed przystąpieniem do UE i nadal stosowanych po tej dacie, stanowiących pomoc państwa.

(266) Po pierwsze, ponieważ KDT zostały podpisane w okresie pomiędzy 1994 a 1998 r., to jest przed przystąpieniem Polski do UE, spełniają warunek „wprowadzenia w życie przed przystąpieniem”. W odniesieniu do tej kwestii Komisja podkreśla, że niniejsza decyzja dotyczy jedynie tych KDT, które obowiązywały w dniu przystąpienia Polski do UE (1 maja 2004 r.). Nie obejmuje ona żadnych KDT, które zostały rozwiązane przed tą datą.

(267) Po drugie, KDT są stosowane po przystąpieniu. Wygasają w latach 2006–2027, a więc po przystąpieniu. W dniu przystąpienia nie znano dokładnego poziomu zaangażowania państwa w związku z zawarciem KDT.

(268) W tym kontekście Komisja zasadniczo uważa, że za obowiązujące po przystąpieniu i stanowiące nową pomoc można uznać następujące środki ⁽⁶³⁾:

a) wszystkie programy pomocowe, które zostały wprowadzone w życie przed datą przystąpienia, na podstawie których po przystąpieniu można przyznać pomoc indywidualną, bez potrzeby przyjęcia dalszych środków wykonawczych, na rzecz przedsiębiorstw określonych w ustawie w sposób ogólny i abstrakcyjny;

b) pomoc, która nie jest powiązana z żadnym konkretnym projektem i która została przyznana przed przystąpieniem jednemu lub kilku przedsiębiorstwom na czas nieokreślony i/lub w nieokreślonej wysokości;

c) pomoc indywidualna, w przypadku której dokładny poziom zaangażowania finansowego państwa nie był znany w dniu przyznania pomocy.

„Dokładny poziom zaangażowania ekonomicznego państwa”

(269) KDT służyły jako gwarancja rentowności elektrowni. Nie jest to jednak gwarancja w klasycznej postaci: KDT przewidują przyszłościowy zwrot kosztów z inwestycji oraz rentowność dzięki gwarantowanemu zakupowi energii po gwarantowanej (choć zmiennej) cenie przez gwarantowany okres, niezależnie od warunków rynkowych.

⁽⁶³⁾ Zob. np. decyzja Komisji z 28 stycznia 2004 r. Pomoc państwa CZ 14/2003 – Republika Czeska „Česka spořitelna, a.s.”.

- (270) Maksymalny poziom zaangażowania finansowego państwa w ramach KDT nie został ustalony do maksymalnej kwoty przed przystąpieniem; także pomoc dla wytwórców nie została im ostatecznie i bezwarunkowo przyznana w określonej kwocie przed tą datą.
- (271) Wprost przeciwnie, zaangażowanie *ekonomiczne* państwa w związku z KDT zależy od wskaźników, których przyszłość była w dniu przystąpienia nieznana. Ponadto KDT gwarantowały wytwórcom ochronę przed zmianami kosztów, które nie odnoszą się do transakcji ani zdarzeń sprzed przystąpienia, ale do zmian mogących nastąpić w przyszłości, a więc nieznanych w dniu przystąpienia.
- (272) Mówiąc bardziej szczegółowo, o tym, że poziom zaangażowania państwa w ramach KDT nie był znany w dniu przystąpienia, a tym samym, że państwo pozostało zaangażowane także po przystąpieniu, świadczą poniższe elementy.
- (273) Po pierwsze, ceny energii, po których wytwórcy sprzedają PSE energię elektryczną, nie zostały określone w poszczególnych KDT. Ceny są wynikiem obliczeń dokonanych przy pomocy wzoru, który zawiera szereg wskaźników podlegających nieprzewidywalnym wahaniom.
- (274) Na przykład we wzorach tych występują takie wskaźniki, jak indeksy cen towarów i usług w Polsce albo w USA, ceny ropy albo węgla na rynkach światowych, średnie wynagrodzenie w Polsce albo kurs wymiany PLN i USD. Oczywiście zmiany tych wszystkich wskaźników uzależnione są nie tylko od zdarzeń, które miały miejsce przed przystąpieniem. Obliczenia cen, a niekiedy także same wzory, podlegają ciągłym zmianom na mocy szeregu aneksów dodawanych do KDT, w niektórych przypadkach co roku lub nawet częściej.
- (275) Na tej podstawie Komisja uważa, że istnienie wzoru określającego cenę nie jest wystarczającym czynnikiem ograniczającym poziom zaangażowania *ekonomicznego* państwa. Sam fakt, że wzór składa się z wielu zmieniających się wskaźników, uniemożliwia wystarczająco dokładne określenie potencjalnego poziomu zaangażowania państwa.
- (276) Ponadto w przeciwieństwie do klasycznej gwarancji, KDT 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.
- (277) Komisja bierze również pod uwagę fakt, że z uwagi na dużą liczbę wskaźników znajdujących się we wzorach na ceny nie można wykluczyć, że sam beneficjent pomocy może wpłynąć na cenę ostateczną (za pomocą niektórych elementów kosztów operacyjnych, jak np. wynagrodzenia pracowników i kadry zarządzającej).
- (278) Wreszcie jako argument pomocniczy może posłużyć fakt, że zaangażowanie finansowe PSE wynikające z KDT zależy

w dużym stopniu również od popytu. Jest ono równe różnicy między ceną zakupu zgodną z KDT a przychodem, jaki PSE może uzyskać ze sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym. Ceny, po której PSE sprzedaje swoją energię elektryczną odbiorcom końcowym, nie można z góry przewidzieć. Cena energii elektrycznej sprzedawanej na rynku zmonopolizowanym określana jest corocznie przez państwo, natomiast na wolnym rynku ceny te zmieniają się w sposób nieprzewidywalny. Czynniki te dodatkowo zwiększa nieprzewidywalność zaangażowania państwa w ramach KDT. Może się nawet zdarzyć, że wyznaczona minimalna ilość energii zakupionej obowiązkowo zgodnie z KDT będzie przewyższać rzeczywiste zapotrzebowanie PSE, szczególnie po zakończeniu liberalizacji rynku energii w roku 2007. Nadmiar energii elektrycznej może nawet prowadzić do jeszcze wyższych nieznanych kosztów, które jeszcze bardziej zwiększą nieprzewidywalność zaangażowania państwa w ramach KDT.

- (279) Z tego względu płatności dokonane przez PSE na rzecz wytwórców po przystąpieniu nie stanowią zwyczajnego rozdziału wcześniej przyznaczonych kwot z ogólnej puli ustalonej przed przystąpieniem. Ponadto KDT były wielokrotnie zmieniane kolejnymi aneksami od czasu podpisania pierwotnych kontraktów.
- (280) Komisja zwraca uwagę, że – w odpowiednich przypadkach – podczas sporządzania oceny zgodności środków ze wspólnym rynkiem należy uwzględnić pomoc, udzieloną przed przystąpieniem państwa członkowskiego do UE i stosowaną po przystąpieniu.

Status KDT jako nowej pomocy

- (281) Zgodnie z wyżej przywołanymi postanowieniami Traktatu o przystąpieniu wszystkie środki, które weszły w życie przed przystąpieniem i są nadal stosowane po tej dacie, stanowiące pomoc państwa i nienależące do jednej z poniższych kategorii, od daty przystąpienia uznawane są za nową pomoc w rozumieniu art. 88 ust. 3 Traktatu WE.
- (282) Trzy kategorie istniejącej pomocy, o której mowa w Traktacie o przystąpieniu, obejmują:
1. środki pomocy, które zostały wprowadzone w życie w Polsce przed dniem 10 grudnia 1994 r.
- W tym kontekście należy odnotować, że z wyjątkiem KDT z wytwórcą Turów SA ⁽⁶⁴⁾, KDT zostały podpisane po dniu 10 grudnia 1994 r., a więc nie stanowią istniejącej pomocy w rozumieniu art. 88 ust. 1 Traktatu WE.
2. środki pomocy, które zostały ujęte w wykazie istniejących środków pomocy załączonym do Traktatu o przystąpieniu.

⁽⁶⁴⁾ Z którym, jak wskazał BOT w swoich uwagach na temat procedury, podpisano KTD dnia 26 sierpnia 1994 r.

W tym kontekście należy odnotować, że ani program obejmujący KDT, ani żaden poszczególny KDT nie został zgłoszony Komisji w celu ujęcia go w wykazie istniejącej pomocy dołączonym do Traktatu o przystąpieniu i nie są one zamieszczone w dodatku do załącznika IV do Traktatu o przystąpieniu, o którym mowa w pkt 1 lit. b), rozdział 3, załącznik IV, zawierającego wykaz istniejących środków pomocy, i tym samym nie stanowią one istniejącej pomocy w rozumieniu art. 88 ust. 1 Traktatu WE.

3. środki pomocy, które przed dniem przystąpienia zostały poddane ocenie przeprowadzonej przez polski organ ds. pomocy państwa i zostały uznane za zgodne ze wspólnotowym dorobkiem prawnym oraz wobec których Komisja nie zgłosiła sprzeciwu w związku z istnieniem poważnych wątpliwości co do zgodności tych środków ze wspólnym rynkiem zgodnie z procedurą określoną w Traktacie o przystąpieniu, tzw. „procedurą przejściową” (zob. pkt 2, rozdział 3 załącznik IV do Traktatu o przystąpieniu).

W tym kontekście należy zauważyć, że ponieważ w ramach tak zwanej procedury przejściowej nie zgłoszono Komisji żadnego KDT, nie stanowią one istniejącej pomocy w rozumieniu art. 88 ust. 1 Traktatu WE.

(283) W związku z tym, że poszczególne KDT nie należą do żadnej z kategorii istniejącej pomocy, o której mowa w Traktacie o przystąpieniu, od dnia przystąpienia stanowią one nową pomoc.

(284) Komisja zwraca uwagę, że takie zakwalifikowanie KDT jest również zgodne z przepisami art. 1 lit. b) ppkt (v) ostatnie zdanie rozporządzenia (WE) nr 659/1999. Artykuł ten przewiduje, że w przypadku gdy środki stają się pomocą po liberalizacji na mocy prawa wspólnotowego (w tym przypadku liberalizacji rynku energii na podstawie dyrektywy 96/92/WE, która weszła w Polskę w życie w momencie jej przystąpienia do Unii Europejskiej), środków takich nie uznaje się za istniejącą pomoc po przyjętym terminie liberalizacji, co oznacza, że są one traktowane jako nowa pomoc.

(285) W odniesieniu do uwag zainteresowanych stron, o których mowa w motywie 71, Komisja zwraca uwagę, że z przyczyn wyjaśnionych w motywie 31 traktuje KDT jako program pomocy. Uwzględnia również fakt, że wspólnym mianownikiem wszystkich KDT jest decyzja podjęta przez państwo dotycząca zaferowania inwestorom długoterminowych umów sprzedaży mocy i energii, gwarantujących ich rentowność w okresie obowiązywania umów.

(286) Zainteresowane strony przywołują argument, że KDT nie stanowiły pomocy państwa w momencie ich zawierania, nie można ich zatem uznać za nową pomoc. Powołują się na orzeczenie w sprawie *Alzetta Mauro*⁽⁶⁵⁾, twierdząc, że pomoc, którą przyznano na rynku początkowo

zamkniętym dla konkurencji przed jego liberalizacją, należy uważać za istniejącą pomoc od daty liberalizacji. Bez względu na to art. 1 lit. (b) ppkt (v) rozporządzenia WE nr 659/1999 dotyczy zarówno programów, jak i indywidualnych środków pomocy.

(287) Komisja odrzuca powyższy argument. Wykazano, że w dniu przystąpienia Polski do UE spełnione były wszystkie kryteria istnienia pomocy państwa. W szczególności wykazano, że w tym czasie Polska handlowała już energią z sąsiadującymi krajami oraz że od 1999 r. funkcjonowała Towarowa Giełda Energii. W każdym razie nie było wątpliwości co do tego, że z dniem przystąpienia Polska natychmiast dołączy do sektora otwartego dla konkurencji. Zdaniem Komisji celem postanowień Traktatu o przystąpieniu dotyczących pomocy państwa było właśnie zapewnienie przeglądu środków, które mogłyby zakłócić konkurencję między państwami członkowskimi w dniu przystąpienia. W przeciwieństwie do traktatów o przystąpieniu sprzed 1 maja 2004 r., Traktat o przystąpieniu, podpisany przez Polskę i dziewięć innych państw, dąży do ograniczenia środków uznawanych za istniejącą pomoc do trzech, opisanych powyżej, konkretnych przypadków. Orzeczenie w sprawie *Alzetta Mauro* nie dotyczy środka wchodzącego w zakres Traktatu o przystąpieniu, nie można go zatem w tym kontekście odnieść do ocenianych KDT. Wreszcie Komisja zauważ również, że orzeczenie w sprawie *Alzetta Mauro* dotyczy faktycznej sytuacji opisanej w decyzji Komisji datowanej przed wprowadzeniem w życie rozporządzenia (WE) nr 659/1999.

(288) W związku z tym i na podstawie postanowień Traktatu o przystąpieniu Komisja uznaje KDT za nową pomoc.

W odniesieniu do pomocy przyznanej bezprawnie

(289) W związku z tym, że KDT nie zostały zgłoszone Komisji zgodnie z zasadami proceduralnymi w sprawie pomocy państwa, Komisja uznaje je za pomoc przyznaną bezprawnie.

7.1.4. Właściwe postanowienia Traktatu

(290) Zainteresowane strony utrzymywały, że Komisja powinna była przeanalizować KDT w kontekście mechanizmu przejściowego przewidzianego w Traktacie o przystąpieniu, w połączeniu ze sprawą dotyczącą pomocy państwa nr PL 1/03⁽⁶⁶⁾.

(291) Komisja nie zgadza się z tym twierdzeniem.

(292) W ramach mechanizmu przejściowego, przewidzianego w Traktacie o przystąpieniu, kompetencje Komisji ograniczały się do potwierdzenia lub wyrażenia sprzeciwu wobec decyzji podjętej przez organy ochrony konkurencji w państwach przystępujących dotyczących środków, które weszły w życie i po przystąpieniu są nadal stosowane. Sprawa

⁽⁶⁵⁾ Zob. przypis 16.

⁽⁶⁶⁾ PL 1/03 – Koszty osieroczone – Polska, zob. przypis 37.

nr PL 1/03 dotyczyła decyzji polskiego organu ochrony konkurencji o projekcie ustawy w sprawie rekompensat od państwa za rozwiązanie KDT. Nie dotyczyła ona pomocy udzielanej w ramach samych KDT, polskie władze nie zgłosiły KDT w ramach procedury przejściowej, a decyzja UOKiK-u nie obejmowała indywidualnych KDT. Komisja nie dysponowała kompetencjami pozwalającymi jej samodzielnie zdecydować o rozszerzeniu zakresu tej sprawy na podstawie procedury przejściowej.

(293) Ponadto nawet gdyby Komisja mogła samodzielnie rozszerzać zakres podobnych spraw, nie byłoby to możliwe w tym konkretnym przypadku, ponieważ badana w ramach procedury przejściowej ustawa przewidywała obowiązki rozwiązania wszystkich KDT przed przystąpieniem Polski do UE. Ponieważ przedmiotem badania Komisji mogły być wyłącznie problemy dotyczące pomocy państwa stosowane nadal po przystąpieniu, nie mogła ona objąć KDT zakresem swojej analizy.

(294) Jeśli chodzi o inne traktaty dwustronne lub Kartę energetyczną, Komisja zauważa, że nie zabraniają one rozwiązywania takich kontraktów, lecz zalecają odpowiednią rekompensatę, która nie odbiera KDT ich charakteru pomocy państwa. Celem takich traktatów jest zapewnienie równowagi między celami liberalizacji a obowiązkiem utrzymania inwestycji. Odnosząc się do uwag zainteresowanych stron dotyczących pozbawienia praw, Komisja uważa, że gdyby KDT stanowiły pomoc przyznaną bezprawnie i niezgodną ze wspólnym rynkiem, byłyby nielegalne. Ich rozwiązania nie można zatem uznać za pozbawienie praw. W przypadku uznania ich za pozbawienie praw Komisja stoi na stanowisku, że może zostać przyznana rekompensata, a warunki określone w metodologii kosztów osieroconych gwarantują, że będzie to rekompensata słuszna.

7.1.5. Ocena zgodności

(295) Artykuł 87 ust. 1 Traktatu WE przewiduje ogólny zakaz udzielania pomocy państwa na terytorium Wspólnoty.

(296) W art. 87 ust. 2 i 3 Traktatu WE przewidziano wyjątki od zasady ogólnej niezgodności takiej pomocy z zasadami wspólnego rynku, określonej w art. 87 ust. 1 Traktatu WE.

(297) Wyłączenia przewidziane w art. 87 ust. 2 Traktatu WE nie mają zastosowania do omawianej sprawy, ponieważ środek ten nie ma ani charakteru socjalnego, ani nie jest udzielony indywidualnym konsumentom, nie ma na celu naprawienia szkód spowodowanych przez klęski żywiołowe lub inne zdarzenia nadzwyczajne, ani też nie jest przyznany gospodarce niektórych regionów Republiki Federalnej Niemiec dotkniętych podziałem tego kraju.

(298) Dalsze wyłączenia ustanowiono w art. 87 ust. 3 Traktatu WE.

(299) Artykuł 87 ust. 3 lit. a) stanowi, że uznana za zgodną ze wspólnym rynkiem może zostać „pomoc przeznaczona na sprzyjanie rozwojowi gospodarczemu regionów, w których poziom życia jest nienormalnie niski lub regionów, w których istnieje poważny stan niedostatecznego zatrudnienia”. Większość, jeśli nie całość, terytorium Polski może zostać uznana za taki obszar.

(300) Komisja przyjęła wytyczne dotyczące oceny takich środków pomocy. W momencie przystąpienia Polski do UE obowiązywały Wytyczne w sprawie krajowej pomocy regionalnej⁽⁶⁷⁾ (dalej zwane „Wytycznymi regionalnymi”). Wytyczne te regulowały również ocenę pomocy regionalnej w świetle art. 87 ust. 3 lit. c) Traktatu WE.

(301) Zgodnie z Wytycznymi regionalnymi na akceptację mogła liczyć zasadniczo wyłącznie pomoc państwa na pokrycie kosztów inwestycji. Pomoc operacyjna była zasadniczo zakazana (pkt 4.15 Wytycznych regionalnych), istniała jednak możliwość zatwierdzenia takiej pomocy dla specyficznych regionów, pod warunkiem że była ona ograniczona w czasie i stopniowo zmniejszana⁽⁶⁸⁾.

(302) Pomoc nie może zostać uznana za pomoc inwestycyjną. Pomoc inwestycyjna została zdefiniowana w oparciu o wykaz potencjalnych kwalifikowalnych kosztów, wyszczególnionych w pkt 4.5 i 3.6 Wytycznych regionalnych. Płatności dokonane na podstawie KDT pokrywają ewidentnie także inne koszty. Najbardziej uderzającym przykładem jest tutaj gwarancja pokrycia kosztów paliwa potrzebnego do działania elektrowni. KDT przewidują również pokrycie kosztów personelu. Kosztów tych nie można oczywiście zaliczyć do wykazu kosztów kwalifikujących się do pomocy inwestycyjnej. Przeciwnie, odpowiadają one bieżącym wydatkom operatora i dlatego muszą być zaliczone do kosztów operacyjnych określonych w pkt 4.15 Wytycznych regionalnych.

(303) Pomocy udzielanej na podstawie KDT nie ujęto w żadne racjonalne ramy czasowe. KDT mają obowiązywać przez bardzo długi okres, zbliżony do planowego okresu eksploatacji przeciętnej elektrowni. Ponadto KDT nie zawierają żadnych postanowień, które przewidywałyby stopniowe zmniejszanie kwoty pomocy. Gwarantowane ilości nabywanej energii nie zmniejszają się, ceny zaś są indeksowane, co zazwyczaj oznacza, że wzrastają, a nie podlegają jakimkolwiek obniżkom. Niezależnie od wpływu czasu nie zmniejsza się również gwarancja zysku ani jej zakres.

⁽⁶⁷⁾ Dz.U. C 74 z 10.3.1998, s. 9.

⁽⁶⁸⁾ Punkt 4.16 Wytycznych regionalnych przewiduje wyjątek od tej zasady, jednak tylko dla regionów peryferyjnych i regionów o niskim zaludnieniu, co wyklucza regiony, w których zlokalizowani są wytwórcy korzystający z KDT.

- (304) W świetle powyższych uwag Komisja stwierdza, że pomoc nie może korzystać ze zwolnienia przewidzianego art. 87 ust. 3 lit. a) Traktatu WE.
- (305) Artykuł 87 ust. 3 lit. b) Traktatu WE stanowi, że uznana za zgodną ze wspólnym rynkiem może zostać „pomoc przeznaczona na wspieranie realizacji ważnych projektów stanowiących przedmiot wspólnego europejskiego zainteresowania lub mająca na celu zaradzenie poważnym zaburzeniom w gospodarce państwa członkowskiego”.
- (306) Komisja zwraca uwagę na fakt, że omawiana pomoc nie ma na celu wsparcia realizacji ważnego projektu stanowiącego przedmiot wspólnego europejskiego zainteresowania.
- (307) Zdaniem Komisji nic nie wskazuje również na to, by służyła ona zaradzeniu poważnym zaburzeniom w polskiej gospodarce. Komisja uznaje fakt, że energia elektryczna jest produktem ważnym dla gospodarki każdego państwa członkowskiego i że w latach 90. zachodziła potrzeba modernizacji tego sektora w Polsce.
- (308) Jednakże zdaniem Komisji pojęcie „poważnych zaburzeń w gospodarce państwa członkowskiego” obejmuje przypadki o dużo poważniejszym charakterze. Zwykle odniesienie się do potencjalnych skutków dla gospodarki państwa członkowskiego, jak to czynią zainteresowane strony, nie jest wystarczające, aby uznać, że w przypadku danego środka można zastosować powyższe postanowienie Traktatu. W tym celu istnieje co najmniej potrzeba bardziej konkretnego opisu i analizy prawdopodobieństwa wystąpienia takich zaburzeń, a także skali ich konsekwencji.
- (309) Na koniec Komisja zwraca uwagę na fakt, że w podobnych sytuacjach zachodzi potrzeba szybkiego działania, której nie daje się pogodzić z długim cyklem procedur przetargowych i negocjowania KDT.
- (310) W tym świetle Komisja stwierdza, że pomoc nie może skorzystać ze zwolnienia z art. 87 ust. 3 lit. b) Traktatu WE.
- (311) Artykuł 87 ust. 3 lit. d) Traktatu WE stanowi, że za pomoc zgodną z Traktatem WE może zostać uznana pomoc przeznaczona na wspieranie kultury i zachowanie dziedzictwa kulturowego, o ile nie zmienia warunków wymiany handlowej i konkurencji we Wspólnocie w zakresie sprzecznym ze wspólnym interesem. Postanowienie to w oczywisty sposób nie znajduje zastosowania do KDT.
- (312) Artykuł 87 ust. 3 lit. c) zezwala na pomoc państwa przeznaczoną na ułatwianie rozwoju niektórych działań gospodarczych lub niektórych regionów gospodarczych, o ile nie zmienia warunków wymiany handlowej w zakresie sprzecznym ze wspólnym interesem. Komisja opracowała szereg wytycznych i komunikatów wyjaśniających, w jaki sposób będzie stosować derogację zawartą w tym artykule.
- (313) Zainteresowane strony wspomniały o zastosowaniu Wytycznych regionalnych i Wytycznych dotyczących pomocy państwa na rzecz ochrony środowiska naturalnego („Wytyczne dotyczące ochrony środowiska”).
- (314) W motywach 300–304 opisano przyczyny, dla których pomoc nie może zostać uznana za zgodną ze wspólnym rynkiem przy zastosowaniu Wytycznych regionalnych⁽⁶⁹⁾.
- (315) W odniesieniu do Wytycznych dotyczących ochrony środowiska Komisja zwraca uwagę na fakt, że podobnie jak w przypadku Wytycznych regionalnych zezwalają one przede wszystkim na pomoc inwestycyjną. Pomoc operacyjna ogranicza się do specyficznych celów. Pierwszy z nich to pomoc na rzecz gospodarki odpadami i oszczędności energii (pkt E.3.1), która może być udzielana maksymalnie przez 5 lat. Drugi to pomoc w formie obniżenia podatku lub zwolnienia z podatku (punkt E.3.2). Trzeci to pomoc na odnawialne źródła energii (punkt E.3.3). Oczywiście żaden z tych przypadków nie ma zastosowania w omawianej sprawie.
- (316) Czwarty i ostatni rodzaj pomocy operacyjnej, która może zostać zatwierdzona, to pomoc na skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła (punkt E.3.4). Niektórzy z przedmiotowych wytwórców wytwarzali ciepło i energię. Jednakże ani polskie władze, ani żaden z wytwórców nie wykazali, że ich zakłady spełniają w pełni kryteria efektywności wymagane w Wytycznych dotyczących ochrony środowiska. Co więcej, Polska przedstawiła Komisji dane ukazujące, że tylko ograniczona część badanej produkcji kwalifikuje się od uznania za zgodną z tymi kryteriami efektywności. W opinii Komisji niemożliwia to zatwierdzenie na podstawie omawianych postanowień pomocy, która obejmuje całość produkcji przedmiotowych zakładów.
- (317) Jedyne dokumenty spośród wskazanych w motywie 312, który mogłyby znaleźć zastosowanie w niniejszej sprawie, to metodologia kosztów osieroconych. Metodologia kosztów osieroconych dotyczy pomocy udzielonej podmiotom obecnym na rynku, które zbudowały elektrownie w okresie przed liberalizacją sektora energii elektrycznej i które mogłyby mieć trudności z ich eksploatacją na zliberalizowanym rynku.
- (318) W decyzji o wszczęciu postępowania Komisja wskazała na szereg okoliczności podających w wątpliwość możliwość zatwierdzenia KDT na podstawie metodologii kosztów osieroconych.
- (319) Jedną z nich dotyczyła tego, że metodologia kosztów osieroconych przewiduje, iż Komisja wyjątkowo podejrzliwie podchodzi do pomocy, która ma na celu zabezpieczenie całości albo części dochodów uzyskiwanych w okresie przed wejściem w życie dyrektywy 96/26/WE bez dokładnego uwzględnienia kwalifikowanych kosztów osieroconych, które mogą wynikać z wprowadzenia konkurencji⁽⁷⁰⁾.

⁽⁶⁹⁾ Wytyczne regionalne opierają się zarówno na art. 87 ust. 3 lit. a), jak i na art. 87 ust. 3 lit. c) Traktatu WE. Przewidują one ten sam rodzaj oceny w zakresie obu powyższych postanowień. Różnica w stosowaniu tych dwóch postanowień wiąże się z obszarami zastosowania oraz wielkością dopuszczalnej pomocy.

⁽⁷⁰⁾ Punkt 4.8 metodologii kosztów osieroconych.

(320) KDT miały na celu właśnie zabezpieczenie większości dochodów z okresu sprzed wejścia w życie dyrektywy 96/26/WE uzyskiwanych przez danych wytwórców i zakłady. Ponadto dotyczyło to zakładów mających bardzo istotny udział w rynku i bardzo długiego okresu, znacznie przekraczającego czas konieczny do racjonalnego przystosowania do zasad rynkowych.

(321) W świetle powyższych uwag Komisja stwierdza, że KDT są sprzeczne z kryteriami zawartymi w metodologii kosztów osieroconych. Zaprzeczają one podstawowym założeniem tej metodologii, która miała umożliwić stopniowe, ale równocześnie rzeczywiste dostosowanie do zasad rynkowych.

(322) Zainteresowane strony utrzymywały, że KDT mogłyby zostać zatwierdzone bezpośrednio na mocy postanowień art. 87 ust. 3 Traktatu WE. Wspomniały one, że KDT ułatwiły rozwój polskiego sektora energetycznego, przyciągając inwestycje zagraniczne w nowoczesne, nieszkodliwe dla środowiska naturalnego zakłady wytwarzania energii elektrycznej. KDT miałyby zatem służyć „ułatwieniu rozwoju niektórych działań gospodarczych”.

(323) Komisja zwraca uwagę na fakt, że oba cele polityczne wskazane powyżej: przyciągnięcie inwestycji i wspieranie budowy zakładów nieszkodzących środowisku naturalnemu, są dokładnie tymi samymi celami politycznymi, które są przedmiotem Wytocznych regionalnych i Wytocznych dotyczące ochrony środowiska. Komisja przeanalizowała już KDT w świetle obu Wytocznych i doszła do wniosku, że nie były one zgodne z tymi zasadami. Komisja uważa, że to wyczerpuje możliwość zastosowania art. 87 ust. 3 lit. c) w celu zatwierdzenia KDT.

(324) W tej sytuacji Komisja stwierdza, że KDT są niezgodne ze wspólnym rynkiem.

7.1.6. Szczególny przypadek Żarnowieckiej Elektrowni Gazowej Sp. z o.o.

(325) KDT z Żarnowiecką Elektrownią Gazową Sp. z o.o. została rozwiązana przez PSE dnia 17 maja 2006 r.⁽⁷¹⁾, zanim budowa elektrowni wkroczyła w zaawansowaną fazę. W związku z tym, że elektrownia nie prowadziła wtedy żadnej działalności, spółka nie miała możliwości uzyskania korzyści z KDT. Nie korzystała zatem z pomocy państwa.

(326) W związku z tym Komisja jest zdania, że KDT nie zapewnił Żarnowieckiej Elektrowni Gazowej Sp. z o.o. żadnej pomocy.

⁽⁷¹⁾ Pismo władz polskich z dnia 6 czerwca 2007 r.

7.2. W odniesieniu do Ustawy

(327) Komisja poddaje analizie cztery kumulatywne kryteria na istnienie pomocy państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE.

Środki państwowe i możliwość ich przypisania państwu

(328) Komisja poddała analizie kwestię pochodzenia zasobów, z których dokonywane będą płatności przewidziane w Ustawie Komisja ustaliła, że będą one pochodzić z parafiskalnej opłaty ustanowionej w tej samej Ustawie.

(329) Ustawa nakłada tę opłatę na wszystkich odbiorców (art. 8 Ustawy), a jej wysokość zależy od mocy i właściwości podłączenia do sieci (art. 10 i 11 Ustawy). Wysokość opłaty ustalana jest przez URE (art. 12 Ustawy). Wpływy z opłat pobrane przez dostawców przekazywane są na rachunek bankowy Zarządcy Rozliczeń SA Jest to spółka celowa, należąca w pełni do Skarbu Państwa i przez niego kontrolowana, utworzona na podstawie rozdziału 7 Ustawy. Zarządca Rozliczeń SA wykorzystuje te środki na płatności przekazywane wytwórcom będącym beneficjentami Ustawy, zgodnie z przepisami rozdziału 4 Ustawy, pod nadzorem administracyjnym URE.

(330) Komisja poddała analizie właściwości tej opłaty w świetle swojej praktyki decyzyjnej⁽⁷²⁾ oraz orzecznictwa Trybunału Sprawiedliwości w tym zakresie⁽⁷³⁾. Komisja poczyniła tutaj następujące uwagi.

(331) Po pierwsze, opłata jest świadczeniem obowiązkowym, narzuconym przez państwo wszystkim odbiorcom.

(332) Po drugie, wpływy z opłaty są przelewane na rachunek należący do państwowej spółki Zarządca Rozliczeń SA. Jest to spółka należąca w całości do państwa. Spośród 7 członków rady nadzorczej Zarządcy Rozliczeń SA czterech, w tym prezes, powoływanych jest przez ministrów, dwóch przez prezesów organów administracji publicznej (URE i Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów), a jeden jest wybierany przez walne zgromadzenie akcjonariuszy, to znaczy państwowego PSE Operator SA Komisja stwierdza, że Zarządca Rozliczeń SA jest spółką pozostającą w całości pod kontrolą państwa. Przemawia za tym także fakt, że Zarządca Rozliczeń SA działa pod kontrolą URE, które jest agencją państwową. Wpływy z opłat są więc zarządzane przez organ, który w całości kontrolowany jest przez państwo.

⁽⁷²⁾ Zob. na przykład sprawa N 161/04 – Portugalia (Dz.U. C 250 z 8.10.2005, s. 9).

⁽⁷³⁾ Zob. na przykład orzeczenie z dnia 2 lipca 1974 r. w sprawie C-173/73, *Włochy przeciwko Komisji* oraz orzeczenie z dnia 22 marca 1997 r. w sprawie C-78/79, *Steinike & Weinlig przeciwko Niemcom*.

(333) Po trzecie, Zarządca Rozliczeń SA wykorzystuje zgromadzone środki na płatności przekazywane na korzyść niektórych wytwórców, zgodnie z przepisami przyjętymi przez państwo w Ustawie. Zgodnie z Ustawą Zarządca Rozliczeń SA wypłaca wytwórcy środki na pokrycie kosztów osieroconych w formie zaliczki na poczet tych kosztów za dany rok oraz w formie korekt rocznych.

(334) Na podstawie powyższych trzech uwag Komisja stwierdza, że wpływ z opłaty stanowią zasoby państwowe.

Korzyść gospodarcza

(335) Ustawa przewiduje dokonanie płatności na rzecz elektrowni, które zdecydują się na zastosowanie przewidzianego w niej mechanizmu. Elektrownie te w zamian za płatności rozwiążą swoje KDT zawarte z PSE.

(336) Płatności na podstawie Ustawy pozwolą uprawnionym elektrowniom złagodzić ciężar ponoszonych kosztów. Wzór obliczania takich płatności zakłada w szczególności pokrycie przez państwo strat wynikających z określonych rodzajów kosztów, wraz z kosztami amortyzacji i kosztami paliwa, jeśli dochody uzyskane na rynku okażą się niewystarczające do ich pokrycia, pod pewnymi warunkami, których spełnienie jest bardzo prawdopodobne w normalnej sytuacji gospodarczej. Oznacza to, że zgodnie z tymi warunkami płatności dokonywane przez państwo pokryją opłaty, które wytwórcy musieliby normalnie ponieść w zwykłych warunkach rynkowych. Płatności te zapewniają zatem korzyść gospodarczą.

(337) Zainteresowane strony podnoszą, że płatności nie zapewniają takiej korzyści, ponieważ mają być wyłącznie słuszną rekompensatą za rozwiązanie KDT. Rozumowanie to opiera się na założeniu, że KDT jako takie nie zapewniają korzyści gospodarczej, co, jak wyjaśniono w pkt 7.1.1, nie jest prawdą.

Selektywność

(338) Ponieważ beneficjentami Ustawy są te same elektrownie, które są beneficjentami KDT, należy tutaj przyjąć tę samą argumentację, co w motywach 254–257.

Zakłócenie konkurencji i wpływ na wymianę handlową

(339) Ustawa zapewnia korzyść wielu spółkom działającym na rynku produkcji energii. Rynek ten jest w UE rynkiem zliberalizowanym. Środki, które stawiają w korzystniejszej sytuacji spółki sektora energetycznego w jednych państwach członkowskich, mogą ograniczyć możliwości wywozu energii do tych państw przez spółki z innych państw członkowskich lub też sprzyjać wywozowi energii elektrycznej do tych drugich państw. W szczególności

odnosi się to do Polski, która jest położona centralnie w Europie i jest połączona lub też ma możliwość łatwego połączenia z kilkoma państwami członkowskimi.

(340) Korzyść konkurencyjna płynąca z Ustawy może zakłócić konkurencję i wpłynąć na handel między państwami członkowskimi.

(341) W związku z powyższym Komisja uznaje, że system rekompensat przewidziany w Ustawie stanowi pomoc państwa.

7.2.1. Przyznanie pomocy zgodnie z prawem

(342) Ustawa weszła w życie z dniem 4 sierpnia 2007 r. W tym kontekście Komisja zauważa, że zgodnie z art. 6 ust. 1 Ustawy wytwórca, który zdecyduje się na skorzystanie z programu, otrzymuje środki na pokrycie kosztów osieroconych dopiero po zawarciu umowy rozwiązującej. Ponadto w oparciu o art. 22 ust. 4 Ustawy pierwszą ratę zaliczki na poczet kosztów osieroconych wypłaca się kwalifikującym się wytwórcom w terminie do 5. dnia miesiąca następującego po upływie 120 dni od dnia, w którym nastąpiło przedterminowe rozwiązanie umów długoterminowych na mocy umów rozwiązujących. W związku z powyższym daty wejścia Ustawy w życie nie można uznać za datę przyznania pomocy wytwórcom, tj. daty, z którą beneficjent uzyskał prawnie wiążące uprawnienie do pomocy. Komisja nie uważa zatem, że wejście Ustawy w życie przed przyjęciem niniejszej decyzji stanowi naruszenie zobowiązania, o którym mowa w art. 88 ust. 3 Traktatu WE.

7.2.2. Ocena zgodności

(343) Artykuł 87 ust. 1 Traktatu WE przewiduje ogólny zakaz udzielania pomocy państwa na terytorium Wspólnoty.

(344) Artykuł 87 ust. 3 lit. c) przewiduje możliwość uzyskania zgody na pomoc państwa przeznaczoną na ułatwianie rozwoju niektórych sektorów gospodarki, o ile nie zmienia ona warunków wymiany handlowej w zakresie sprzecznym ze wspólnym interesem. Komisja opracowała szereg wytycznych i komunikatów wyjaśniających, w jaki sposób będzie stosować derogację zawartą w tym artykule.

(345) Metodologia kosztów osieroconych ma na celu poddanie analizie pomocy, która została udzielona podmiotom obecnym w sektorze energoelektrycznym, w kontekście faktu, że niektóre decyzje podjęte przez te podmioty przed liberalizacją straciły gospodarczy sens po wprowadzeniu liberalizacji.

(346) W ust. 3 akapit pierwszy metodologii kosztów osieroconych znajduje się wyjaśnienie, że koszty osierocone „mogą

w praktyce przybierać różne formy: długoterminowych kontraktów na zakup, inwestycji podejmowanych z domniemaną lub sprecyzowaną gwarancją sprzedaży, inwestycji podejmowanych poza zakresem normalnej działalności itd.". W analizowanym przypadku pomoc przeznaczona jest na inwestycje polegające na modernizacji lub rozbudowie elektrowni, w których KDT pełni rolę bezpośredniej gwarancji sprzedaży. Metodologia ta odnosi się również do konsekwencji długoterminowych kontraktów zakupu gazu zawartych przez wytwórców opalających gazem. Na tej podstawie Komisja uważa, że pomoc dokładnie mieści się w zakresie metodologii kosztów osieroconych. Komisja poddała pomoc analizie w świetle treści tej metodologii.

(347) Metodologia kosztów osieroconych przewiduje dwuetapową ocenę pomocy przeznaczonej na rekompensatę kosztów osieroconych. Pierwszy etap, omówiony w sekcji 3 metodologii, dotyczy definicji kosztów kwalifikowanych, z czym wiąże się w szczególności obliczanie maksymalnej wielkości rekompensaty, jaka może zostać przyznana. Etap drugi, ujęty w sekcji 4 metodologii, dotyczy mechanizmu obliczania rzeczywistej rekompensaty, która ma zostać wypłacona na poczet kosztów osieroconych, przy uwzględnieniu faktycznego rozwoju konkurencji na rynku.

(348) Komisja na początek zbadła, czy pomoc spełnia warunki pkt 3.1–3.12 metodologii kosztów osieroconych.

(349) Zgodnie z pkt 3.1 metodologii kosztów osieroconych przy wypłacie maksymalnej rekompensaty uwzględniono jedynie inwestycje, które zakończono przed datą wejścia w życie dyrektywy 96/92/WE w Polsce, to jest dniem przystąpienia Polski do UE, a także ilość gazu zamówionego przed tą datą zgodnie z zasadą „bierz albo płać”. W wyjątkowych przypadkach brane pod uwagę były również inwestycje podejmowane przed datą przystąpienia Polski do UE, ale niezakończone w momencie przystąpienia, jednak jedynie w zakresie, w jakim Polska mogła udowodnić Komisji, że ukończenie tych inwestycji oraz dochody uzyskiwane z wykorzystania ich rezultatów doprowadziłyby do zmniejszenia kwoty kosztów osieroconych w szerszym stopniu niż wstrzymanie prac.

(350) Zgodnie z pkt 3.2 metodologii kosztów osieroconych u istnienie i ważność gwarancji działania udzielonych wytwórcom jest bezdyskusyjne, ponieważ są one wprost wskazane w KDT.

(351) Zgodnie z pkt 3.3 metodologii kosztów osieroconych wspomniane inwestycje są bardzo znaczące i mogą spowodować bardzo duże straty. Dotyczy to również kontraktów długoterminowych typu „bierz albo płać”. Komisja uważa, że jeśli straty te nie zostałyby w jakiś sposób zrekompensowane, mogłyby, ze względu na swój rozmiar, zagrozić dalszemu funkcjonowaniu zainteresowanych przedsiębiorstw. Dowodzi tego również reakcja instytucji finansujących inwestycje, które wskazały Komisji, że brak odpowiedniej rekompensaty może zostać uznany

za przypadek naruszenia umów w sprawie finansowania, ze względu na duże ryzyko bankructwa danego przedsiębiorstwa.

(352) Komisja uwzględniła również fakt, że wpływ kosztów osieroconych ocenia się na poziomie grup skonsolidowanych. Pozwala to na odpowiednie uwzględnienie wszystkich skutków liberalizacji dla grupy, zarówno pozytywnych, jak i negatywnych. Mechanizm ten doprowadzi do wykluczenia nowych inwestycji, o ile nie mają one ewidentnie charakteru inwestycji zastępczych. Co więcej, Komisja uważa, że nowe inwestycje w sektorze mają podstawowe znaczenie dla dobrego funkcjonowania rynku i nie mogą być wstrzymywane ze względu na rekompensaty za koszty osierocone.

(353) Zgodnie z pkt 3.4 metodologii kosztów osieroconych kwoty przeznaczone przez beneficjentów na podjęte inwestycje nie mogą zostać wycofane. Nie ma żadnej innej możliwości odzyskania kosztów inwestycji w elektrownię niż poprzez jej eksploatację albo sprzedanie po cenie, która nie może być wyższa niż dochód, jaki dana elektrownia może osiągnąć, sprzedając swoją energię elektryczną na rynku. Również kontrakty typu „bierz albo płać” nie mogą zostać jednostronnie anulowane przez wytwórców.

(354) Zgodnie z pkt 3.5 metodologii koszty osierocone powiązane z inwestycjami w elektrownie nie są związane z umowami dwustronnymi. W związku z tym sprawdzanie, czy koszty te wynikają z gwarancji wiążących dwie spółki należące do tej samej grupy do niczego nie prowadzi. Koszty osierocone powiązane z kontraktami typu „bierz albo płać” nie wiążą spółek należących do jednej i tej samej grupy.

(355) Zgodnie z pkt 3.6 metodologii kosztów osieroconych polskie władze przedstawiły Komisji wykaz kosztów, które mają zostać pokryte za pomocą rekompensat, w sytuacji, gdy dochody elektrowni nie wystarczają na ich pokrycie. Po przeanalizowaniu tych kategorii kosztów Komisja doszła do wniosku, że rekompensaty nie będą przekraczać kwot koniecznych do pokrycia niedostatecznej kwoty zwrotu z inwestycji przez okres eksploatacji nowych aktywów, w razie potrzeby wraz z rozsądną marżą zysku. Przy obliczaniu maksymalnej wysokości rekompensaty przyjęto wiele założeń ekonomicznych, w tym w szczególności bazową cenę rynkową odpowiadającą cenie, jaką gotowy byłby zaoferować podmiot wchodzący na polski rynek. Przyjęto przy tym hipotezę, że podmiot ten jako podstawowe źródło energii będzie wykorzystywał węgiel. Komisja sprawdziła zgodność tego założenia w zakresie źródeł energii z obecnymi tendencjami w zakresie nowych inwestycji w tym sektorze w Polsce, a także sprawdziła, czy zapasy węgla w Polsce są wystarczające, by tendencja ta mogła się utrzymać w przyszłości. Jeśli rzeczywista cena rynkowa będzie niższa niż przewidywana bazowa cena rynkowa, przy obliczaniu rekompensaty uwzględniona

zostanie bazowa cena rynkowa. Komisja uważa, że ten sposób obliczania rekompensat za koszty osierocone, który jest identyczny ze sposobem stale przez nią stale stosowanym⁽⁷⁴⁾, uwzględnia koszty gospodarcze, które odpowiadają faktycznie zainwestowanym. Rekompensaty za kontrakty typu „bierz albo płac” obliczone zostały przy uwzględnieniu wielkości rzeczywiście zakontraktowanych oraz najlepszych szacunków w zakresie zmian cen w kontraktach.

- (356) Zgodnie z pkt 3.7 metodologii kosztów osieroconych, w metodzie obliczania rekompensat uwzględniono dochody uzyskiwane dzięki przedmiotowym aktywom. Istotnie, maksymalna kwota rekompensaty to kwota po potrąceniu dochodów uzyskiwanych w przeszłości dzięki aktywom i dostępnych do pokrycia kosztów inwestycji, jak również przepływów pieniężnych elektrowni od 2007 r. do daty wygaśnięcia KDT, dostępnych do pokrycia kosztów inwestycji. Wszystkie te dochody uwzględnia się od dnia zawarcia KDT, a cała pomoc państwa otrzymana od dnia 1 maja 2004 r. jest z konieczności ujęta w odjętych kwotach.
- (357) Zgodnie z pkt 3.8 metodologii kosztów osieroconych wartość pomocy udzielonej w przeszłości na dane aktywa, a w szczególności pomoc inwestycyjna, została odliczona od maksymalnych rekompensat.
- (358) Zgodnie z pkt 3.9 metodologii kosztów osieroconych w metodzie obliczania kosztów osieroconych należy uwzględnić faktyczne zmiany cen energii elektrycznej. Okresowe korekty kwoty rekompensat będą uwzględniać różnice pomiędzy przewidywaną ceną energii elektrycznej stosowaną do celów obliczania maksymalnej kwoty rekompensat i rzeczywistą ceną energii elektrycznej. Przy obliczaniu faktycznej kwoty płatności z tytułu rekompensat za kontrakty typu „bierz albo płac” uwzględnione zostanie faktyczne zużycie gazu i rzeczywiste ceny tego surowca, ale także rzeczywista cena, po której spółki sprzedały wytworzoną energię elektryczną.
- (359) Zgodnie z pkt 3.10 metodologii kosztów osieroconych przy obliczaniu maksymalnej rekompensaty bierze się pod uwagę koszty zamortyzowane przed wejściem w życie dyrektywy 96/26/WE w Polsce.
- (360) Zgodnie z pkt 3.11 metodologii kosztów osieroconych rekompensaty zostały obliczone przy uwzględnieniu rozwiązania najmniej obciążającego pod względem gospodarczym dla państwa W odniesieniu do aktywów, których budowa została rozpoczęta przed przystąpieniem Polski do UE, lecz nie została zakończona do daty przystąpienia, Polska wykazała, że kwotę maksymalnych rekompensat obliczono na podstawie tańszego z dwóch ewentualnych scenariuszy: zakończenie budowy i eksploatacja nowych aktywów w celu uzyskania dochodów, albo wstrzymanie prac budowlanych. Również mechanizm rekompensaty kosztów osieroconych związanych z kontraktami typu „bierz albo płac” został opracowany w taki sposób, aby zachęcić wytwórców raczej do rzeczywistej eksploatacji

elektrowni w celu zmniejszenia ogólnej kwoty kosztów osieroconych, niż do zaprzestania wytwarzania i zapłaty całości kar, co skutkowałoby dużo wyższymi kosztami osieroconymi. Komisja przeanalizowała szereg scenariuszy przedstawionych przez Polskę w celu oceny, na ile omawiany mechanizm przyczyni się do zmniejszenia ogólnej kwoty rekompensat. Wreszcie, jeśli wielkość gazu zamówionego na zasadzie „bierz albo płac” zostanie w trakcie funkcjonowania programu rekompensat renegotjowana i zmniejszona, dojdzie do odpowiedniego zmniejszenia faktycznej kwoty płatności stanowiących rekompensatę.

- (361) Zgodnie z pkt 3.12 metodologii kosztów osieroconych okres płatności rekompensat rozciąga się aż do 2027 r. W pkt 3.12 metodologii kosztów osieroconych stwierdzono, że „koszty, jakie niektóre przedsiębiorstwa mogą być zmuszone do ponoszenia w ramach czasowych wskazanych w art. 26 dyrektywy (18 lutego 2006 r.) nie mogą, jako zasada, stanowić kwalifikowanych kosztów osieroconych w rozumieniu niniejszej metodologii”. Jednakże w przypisie 5 do metodologii kosztów osieroconych Komisja stwierdza, że „należy zrozumieć, że inwestycje, których koszty nie mogą zostać odzyskane, albo które stały się nieracjonalne gospodarczo w wyniku liberalizacji wewnętrznego rynku energii elektrycznej mogą stanowić koszty osierocone w rozumieniu niniejszej metodologii, w tym także w tych przypadkach, w których mają być one zasadniczo ponoszone również po roku 2006. Ponadto zobowiązania lub gwarancje, które bezwzględnie wymagają dalszego uznawania po dniu 18 lutego 2006 r., gdyż w przeciwnym razie mogłyby powstać poważne zagrożenia w zakresie ochrony środowiska, bezpieczeństwa publicznego, ochrony socjalnej pracowników lub bezpieczeństwa sieci elektrycznej, mogą – należyte uzasadnione – stanowić kwalifikowane koszty osierocone w rozumieniu niniejszej metodologii”.
- (362) Koszty osierocone, o których mowa w Ustawie, są ściśle powiązane z inwestycjami w elektrownie, które nie mogą zostać odzyskane ze względu na liberalizację wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Dotyczy to również kontraktów typu „bierz albo płac”, które w szczególności zostały zawarte, aby zapewnić dostawy elektrowniom korzystającym z KDT w zakresie zgodnym z ilością energii elektrycznej objętej KDT. Z uwagi na wspomniany powyżej przepis 5 Komisja może zatwierdzić przedłużenie rekompensat poza przewidywany termin jeśli uzna, że uzasadniają to okoliczności danego przypadku.
- (363) Komisja zwraca uwagę na fakt, że rozważane inwestycje to inwestycje w elektrownie. Są to inwestycje wyjątkowo długofalowe (od 15 do nawet 30 lat), w których bardzo istotną rolę odgrywają zmiany w cenach energii elektrycznej, a te trudno przewidzieć, w szczególności w okresie przechodzenia na w pełni zliberalizowany rynek. Kosztów takich inwestycji nie można odzyskać, jeśli ceny elektryczności są niższe, niż ceny przewidywane w momencie budowy elektrowni.

⁽⁷⁴⁾ Zob. w szczególności sprawa NN 49/99 – Koszty osierocone w Hiszpanii. Dz.U. (Dz.U. C 268 z 22.9.2001, s. 7).

- (364) W tych okolicznościach Komisja jest zdania, że tak jak miało to miejsce w poprzednich sprawach dotyczących Grecji⁽⁷⁵⁾ i Portugalii⁽⁷⁶⁾, przypis 5 do metodologii kosztów osieroconych ma zastosowanie do tych konkretnych kosztów osieroconych i uzasadnia przyznawanie rekompensaty w okresie po 2006 r., do zakończenia czasu obowiązywania pierwotnych KPD.
- (365) W świetle powyższych uwag Komisja stwierdza, że Ustawa odpowiada kryteriom określonym w pkt 3.1–3.12 metodologii kosztów osieroconych. Maksymalne rekompensaty z tytułu kosztów osieroconych nie przekraczają poziomu, na jaki zezwala ta metodologia. Tym samym w świetle jej postanowień należy uznać je za kwalifikowane.
- (366) Komisja przeanalizowała, czy pomoc spełniła warunki przewidziane pkt 4.1–4.6 metodologii kosztów osieroconych.
- (367) Zgodnie z pkt 4.1 metodologii kosztów osieroconych maksymalne kwoty rekompensat zostały obliczone dla wyraźnie określonych i pojedynczych elektrowni i kontraktów typu „bierz albo płac”. Rekompensaty rzeczywiście wypłacone nie będą przekraczać takich maksymalnych kwot.
- (368) Zgodnie z pkt 4.2 metodologii kosztów osieroconych kwota faktycznie wypłaconych rekompensat uwzględniać będzie rzeczywiste zmiany w bazowych danych gospodarczych, w szczególności ceny energii elektrycznej i ilości gazu zakupionego w ramach kontraktów typu „bierz albo płac”. Na przykład, jeśli rzeczywiste ceny energii elektrycznej będą się różnić od bazowej ceny rynkowej, o której jest mowa w motywie 355, kwota rzeczywistych rekompensat zostanie odpowiednio zmieniona. Również kwoty rzeczywistych rekompensat z tytułu kontraktów typu „bierz albo płac” będą uwzględniać faktyczne warunki, na jakich dani wytwórcy zakupią gaz i sprzedadzą na rynku energię elektryczną.
- (369) Zgodnie z pkt 4.3 metodologii kosztów osieroconych polskie władze zobowiązały się przedstawiać Komisji coroczne sprawozdanie z wdrażania Ustawy.
- (370) Zgodnie z pkt 4.4 metodologii kosztów osieroconych bazowa cena rynkowa uwzględniona w motywie 355 z czasem znacznie wzrasta, prowadząc do sytuacji, w której kwota wypłacanych rekompensat będzie podlegać pewnym obniżeniom, co Komisja uważa za korzystne.
- (371) Zgodnie z pkt 4.5 metodologii kosztów osieroconych maksymalna kwota rekompensat, która ma zostać wypłacona na rzecz konkretnego przedsiębiorstwa, określona jest z wyprzedzeniem. Uwzględnia ona przyszłe zyski beneficjentów wynikające ze zwiększenia produktywności.
- W zgłoszeniu określono w szczególności, w jaki sposób przy obliczaniu kosztów osieroconych uwzględnione zostaną zmiany różnych uwzględnionych czynników gospodarczych (takich jak ceny, udział w rynku lub inne odpowiednie czynniki wskazane przez państwa członkowskie, które są wymienione w metodologii).
- (372) Zgodnie z pkt 4.6 metodologii kosztów osieroconych polskie władze zobowiązały się na przyszłość nie przyznawać żadnej pomocy na ratowanie lub na restrukturyzację spółek będących beneficjentami w świetle Ustawy przez okres wynoszący do dziesięciu lat od ostatniej wypłaty na rzecz uwzględnionych spółek. Tak ustalony okres, który w odniesieniu do niektórych spółek sięga 2037 r., został ustalony zgodnie z zasadą „pierwszy i ostatni raz”, zgodnej z wykładnią Komisji przedstawioną w pkt 73 Wytycznych wspólnotowych dotyczących pomocy państwa w celu ratowania i restrukturyzacji zagrożonych przedsiębiorstw⁽⁷⁷⁾. Zdaniem Komisji rozwiązanie to w dostateczny sposób zabezpiecza również przed możliwością wystąpienia nienależytej kumulacji pomocy w ramach metodologii kosztów osieroconych.
- (373) W świetle powyższych uwag Komisja stwierdza, że Ustawa odpowiada kryteriom określonym w pkt 4.1–4.6 metodologii kosztów osieroconych. Tym samym metoda wydatkowania faktycznych kwot płatności z tytułu kosztów osieroconych jest zgodna z metodologią kosztów osieroconych.
- (374) W tych okolicznościach Komisja stwierdza, że Ustawa jest zgodna z metodologią kosztów osieroconych. Pomoc przeznaczona na zrekompensowanie kwalifikowanych kosztów osieroconych spełnia kryteria zawarte w metodologii kosztów osieroconych i w związku z tym można ją uznać za zgodną ze wspólnym rynkiem.
- (375) Wytwórcy energii, będący beneficjentami Ustawy, byłiby uprawnieni do otrzymywania pomocy państwa zgodnie z metodologią kosztów osieroconych począwszy od 1 maja 2004 r. Ustawa przewiduje system przyszłych rekompensat, ale przy obliczaniu maksymalnych kwot rekompensat uwzględnia również kwoty pomocy otrzymanej przez wytwórców w przeszłości. Maksymalna kwota rekompensaty zgodnie z załącznikiem 2 do Ustawy to kwota po potrąceniu dochodów uzyskiwanych w przeszłości dzięki aktywom oraz dostępnych do pokrycia kosztów inwestycji. Jak wspomniano w motywie 356, cała pomoc państwa otrzymana z dniem 1 maja 2004 r. jest ujęta w odjętych dochodach. Uznając Ustawę za zgodną ze wspólnym rynkiem, Komisja uznaje za zgodne ze wspólnym rynkiem również kwoty pomocy otrzymanej przez beneficjentów od 1 maja 2004 r.

⁽⁷⁵⁾ Sprawa dotycząca pomocy państwa nr N 133/2001 – Koszty osierocone w Grecji (Dz.U. C 9 z 15.1.2003, s. 6).

⁽⁷⁶⁾ Zob. przypis 72.

⁽⁷⁷⁾ Dz.U. C 244 z 1.10.2004, s. 2.

7.2.3. Szczególny przypadek spółek Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni SA i Electrabel Połaniec S.A.

(376) Dwa KDT, zawarte z Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni SA i Electrabel Połaniec SA, wygasły w dniu 31 grudnia 2006 r. Z tego względu elektrownie te nie są objęte Ustawą. Jako że oba te KDT jako jedyne nie są objęte Ustawą, nieobjęte są także zakresem niniejszej decyzji i Komisja wyda osobną decyzję w sprawie tych dwóch spółek.

8. WNIOSK

(377) Komisja stwierdza, że:

- a) KDT stanowią pomoc państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE, z wyjątkiem KDT zawartego z Żarnowiecką Elektrownią Gazową Sp. z o.o., a taka pomoc państwa jest niezgodna ze wspólnym rynkiem;
- b) Ustawa stanowi pomoc państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE, i taka pomoc państwa jest zgodna ze wspólnym rynkiem na podstawie art. 87 ust. 3 lit. c) Traktatu WE.

(378) Jak wyjaśniono w pkt 7.1.1, pomoc państwa przewidziana w KDT polega głównie na tym, że KDT gwarantują zakup pewnej ilości energii elektrycznej przez PSE po cenie obejmującej wszystkie koszty jej wytworzenia.

(379) Ponieważ taka pomoc państwa jest niezgodna z Traktatem WE, należy zaprzestać jej udzielania. Jako że postanowienia dotyczące gwarantowanego poboru i gwarancji pokrycia kosztów stanowią podstawową część KDT Komisja stwierdza, że zaprzestanie udzielania pomocy państwa może nastąpić jedynie poprzez rozwiązanie KDT.

(380) Komisja uważa, że rozwiązanie KDT będzie wymagało od stron dużego nakładu pracy, w szczególności w zakresie uzgodnienia warunków rozwiązania KDT. Komisja jest zdania, że w celu zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną oraz aby przejście do w pełni zliberalizowanego rynku odbyło się w Polsce w dobrych warunkach, konieczne jest przyznanie rozsądnego terminu na realizację tego procesu. Wspomniane cele leżą również w interesie Wspólnoty.

(381) Podczas przygotowywania Ustawy w ramach krajowej procedury legislacyjnej Polska konsultowała się ze wszystkimi zainteresowanymi stronami odnośnie do kwestii technicznych związanych z dobrowolnym rozwiązaniem KDT. W rezultacie przewidziany w ustawie termin na zawarcie umów o rozwiązanie KDT wynosi 150 dni od daty wejścia w życie ustawy, tj. 1 stycznia 2008 r. Komisja uważa, że termin ten jest odpowiedni także do celów rozwiązania KDT wymaganego niniejszą decyzją. Komisja zauważa, że zgodnie z art. 5 ustawy faktyczne rozwiązanie

umów długoterminowych nastąpi w pierwszym dniu miesiąca następującego po upływie 210 dni od dnia wejścia w życie ustawy (tj. 1 kwietnia 2008 r.).

(382) Zgodnie z tym, co podniesiono w motywach 356 i 375, kwoty pomocy otrzymanej od dnia 1 maja 2004 r. są objęte Ustawą i tym samym uznane za zgodne ze wspólnym rynkiem.

(383) W szczególnym przypadku Żarnowieckiej Elektrowni Gazowej Sp. z o.o. Komisja uznaje, że elektrownia nie korzystała z pomocy państwa w ramach KDT.

(384) KDT zawarte z Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni SA i Electrabel Połaniec SA nie są objęte zakresem niniejszej decyzji. Komisja wyda osobną decyzję w sprawie tych dwóch spółek,

PRZYJMUJE NINIEJSZĄ DECYZJĘ:

Artykuł 1

1. Kontrakty długoterminowe sprzedaży mocy i energii elektrycznej zawarte między Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi SA i spółkami wymienionymi w załączniku 1 do Ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (dalej „Ustawa”), stanowią, od daty przystąpienia Polski do Unii Europejskiej, pomoc państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE na rzecz wytwórców energii elektrycznej.

2. Pomoc państwa, o której mowa w ust. 1, stanowi pomoc przyznaną bezprawnie oraz niezgodną ze wspólnym rynkiem.

Artykuł 2

1. Polska rozwiązuje umowy długoterminowe sprzedaży mocy i energii elektrycznej, o których mowa w art. 1.

2. Umowy rozwiązujące umowy długoterminowe sprzedaży mocy i energii elektrycznej zostają zawarte do dnia 1 stycznia 2008 r. i wchodzi w życie nie później niż dnia 1 kwietnia 2008 r.

Artykuł 3

Umowa długoterminowa sprzedaży mocy i energii elektrycznej zawarta między Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi SA i Żarnowiecką Elektrownią Gazową sp. z o.o. nie stanowi pomocy państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE.

Artykuł 4

1. Rekompensaty przewidziane w ustawie stanowią pomoc państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE udzielaną na rzecz wytwórców wymienionych w załączniku 2 do tej Ustawy.

2. Pomoc państwa, o której mowa w ust. 1, jest zgodna ze wspólnym rynkiem zgodnie z metodologią kosztów osieroconych.

3. Maksymalna kwota rekompensaty przewidziana w Ustawie to kwota, po potrąceniu całkowitego dochodu uzyskiwanego dzięki aktywom w ramach umów długoterminowych i dostępnego do pokrycia kosztów inwestycji.

Artykuł 5

1. Do dnia 31 stycznia 2008 r. polskie władze informują Komisję o środkach podjętych przez Polskę w celu wykonania niniejszej decyzji.

2. Polskie władze przedkładają Komisji coroczne sprawozdania z wprowadzania w życie ustawy.

Artykuł 6

Niniejsza decyzja skierowana jest do Rzeczypospolitej Polskiej.

Sporządzono w Brukseli dnia 25 września 2007 r.

W imieniu Komisji

Neelie KROES

Członek Komisji
