

N A J W Y Ż S Z A I Z B A K O N T R O L I

Departament Gospodarki i Integracji Europejskiej

DGI/P-41003/96

Nr ewid. 221/97/P96052/DGI

INFORMACJA

**o wynikach kontroli funkcjonowania podmiotów gospodarczych
w sferze obrotu energią elektryczną
oraz obsługi indywidualnych odbiorców energii elektrycznej**

Warszawa

październik

1997 r.

SPIS TREŚCI

I. CZĘŚĆ OGÓLNA.....	3
1. Charakterystyka kontroli.....	3
2. Synteza ustaleń kontroli	4
3. Wnioski.....	13
II. CZĘŚĆ SZCZEGÓŁOWA	14
1. Charakterystyka stanu prawnego w zakresie kontrolowanej działalności.	14
2. Uwarunkowania ekonomiczno-organizacyjne	19
3. Istotne ustalenia kontroli.....	30
3.1. PODSEKTOR WYTWARZANIA.....	30
3.1.1. Charakterystyka produkcyjna.....	30
3.1.2. Przychody, koszty, wynik finansowy.....	33
3.1.3. Nabywanie akcji i udziałów w innych podmiotach	36
3.1.4. Działania restrukturyzacyjne.....	37
3.2. PODSEKTOR PRZESYŁU	40
3.2.1. Stanowienie cen energii elektrycznej w obrocie pomiędzy wytwórcami, Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. i dystrybutorami.	40
3.2.2. Umowy PSE S.A. z wytwórcami energii elektrycznej.....	48
3.2.2.1. Kontrakty długoterminowe.....	49
3.2.2.2. Umowy średnioterminowe.....	52
3.2.2.3. Ekonomiczny Rozdział Obciążeń (ERO)	54
3.2.3. Finansowanie rezerw paliw w elektrowniach i elektrociepłowniach	55
3.2.4. Umowy z przedsiębiorstwami dystrybucyjnymi	58
3.2.5. Hurtowy obrót energią elektryczną.....	62
3.2.6. Współpraca polskiego systemu elektroenergetycznego z systemami innych krajów.....	64
3.3. PODSEKTOR DYSTRYBUCJI	67
3.3.1. Struktura organizacyjno-prawna	67
3.3.2. Zakup energii	72
3.3.3. Zakup energii na rynkach lokalnych	74
3.3.4. Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom finalnym	74
3.3.5. Wierzytelności spółek dystrybucyjnych z tytułu dostarczonej energii elektrycznej	76
3.3.6. Przychody, koszty, wynik finansowy.....	78
3.3.7. Straty energii elektrycznej	79
3.3.8. Jakość dostaw energii elektrycznej i obsługa odbiorców	82
III. POSTĘPOWANIE KONTROLNE I DZIAŁANIA PODJĘTE PO ZAKOŃCZENIU KONTROLI.....	88

I. CZĘŚĆ OGÓLNA

1. Charakterystyka kontroli

Najwyższa Izba Kontroli z własnej inicjatywy przeprowadziła w okresie od września 1996 r. do lutego 1997 r. kontrolę funkcjonowania podmiotów gospodarczych w sferze obrotu energią elektryczną oraz obsługi indywidualnych odbiorców energii elektrycznej.

Celem kontroli była ocena - pod względem legalności, celowości, gospodarności i rzetelności - działalności podmiotów uczestniczących w obrocie energią elektryczną w okresie od stycznia 1994 do września 1996 r. W szczególności zostały poddane ocenie efektywność produkcji i warunki sprzedaży energii elektrycznej przez elektrownie i elektrociepłownie, warunki zakupu i sprzedaży energii elektrycznej przez zakłady energetyczne, działalność Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. (PSE S.A.) w obrocie hurtowym energią elektryczną i jakość obsługi odbiorców indywidualnych energii elektrycznej.

Kontrolę przeprowadzono w ośmiu przedsiębiorstwach wytwarzających energię elektryczną, dziesięciu zakładach energetycznych, Polskich Sieciach Elektroenergetycznych S.A. oraz w b. Ministerstwie Przemysłu i Handlu.¹

Wybrane do kontroli przedsiębiorstwa wytwórcze reprezentują wszystkie rodzaje elektrowni ciepłych (elektrownie na węglu brunatnym, elektrownie systemowe na węglu kamiennym, elektrociepłownie). Stanowią one 25 % ogólnej liczby elektrowni zawodowych w Polsce, a ich moc osiągalna stanowiła w 1995 r. 31 % łącznej mocy osiągalnej energetyki zawodowej.

W grupie przedsiębiorstw dystrybucyjnych do kontroli wybrano 10 podmiotów co stanowi 30 % ogólnej liczby przedsiębiorstw dystrybucyjnych w Polsce. W grupie wybranych jednostek znalazły się przedsiębiorstwa działające na terenach zurbanizowanych (np. Górnośląski Zakład Energetyczny) jak i na terenach o przewadze gospodarki rolnej (np. Rzeszowski Zakład Energetyczny). Wszystkie zakłady energetyczne są spółkami akcyjnymi i działają w oparciu o Kodeks Handlowy. Spośród przedsiębiorstw wytwarzających

¹ Wykaz skontrolowanych jednostek zawiera załącznik 1

energię 6 było spółkami akcyjnymi, a dwa przedsiębiorstwami państwowymi działającymi w oparciu o przepisy ustawy o przedsiębiorstwach państwowych.²

Jednostką koordynującą kontrolę był b. Departament Przemysłu i Handlu (obecnie Departament Gospodarki i Integracji Europejskiej). W przeprowadzeniu kontroli wzięły udział delegatury NIK w Białymstoku, Bydgoszczy, Katowicach, Kielcach, Krakowie, Lublinie, Łodzi, Rzeszowie, Olsztynie, Wrocławiu, Koszalinie i Warszawie.

2. Synteza ustaleń kontroli

Zasadniczym czynnikiem negatywnie wpływającym na funkcjonowanie podmiotów gospodarczych w sferze hurtowego obrotu energią elektryczną był źle zorganizowany system stanowienia cen, umożliwiający ukształtowanie się praktyki ich ustalania odbiegającej od określanych corocznie zasad. Wykorzystywanie w cenotwórstwie możliwości administracyjnego wpływania na wyniki finansowe poszczególnych podmiotów powodowało niestabilność warunków ich funkcjonowania.

Wdrażany model finansowania rozwoju przedsiębiorstw wytwórczych energetyki, oparty na kontraktach długoterminowych nie sprawdził się. Przede wszystkim możliwości ekonomiczne PSE S.A. nie pozwoliły na zastosowanie go w stosunku do wszystkich podmiotów, wskutek czego działają one w niejednakowych warunkach. Zagwarantowanie tylko niektórym wytwórcom cen pokrywających koszty stałe i zmienne, przy braku mechanizmów ograniczających wzrost tych kosztów, może powodować wywieranie nacisku przez pozostałych wytwórców na wzrost cen w celu zwiększenia przychodów.

PODSEKTOR WYTWARZANIA

1. W badanym okresie łączna moc zainstalowana w skontrolowanych przedsiębiorstwach stanowiła ok. 26 % ogólnej mocy zainstalowanej w energetyce polskiej i utrzymywała się na stabilnym poziomie. Moc osiągalna natomiast w kolejnych latach spadała - w 1995 r. o 1,5 % w stosunku do 1994 r. i o 3,1 % w ciągu 3 kwartałów 1996 r. w stosunku do analogicznego okresu 1995 r. Spadek

² ustawa z dnia 25 września 1981 r. o przedsiębiorstwach państwowych Dz.U. z 1991 r. Nr 18, poz. 80, Nr 75, poz. 329, Nr 101, poz. 444, Nr 107, poz. 464, z 1993 r. Nr 18, poz. 82, Nr 60, poz. 280, z 1994 r. Nr 1, poz. 3,

mocy osiągalnej był spowodowany prowadzeniem w elektrowniach prac remontowych i modernizacyjnych. [s. 29-30]

2. Kontrolowani producenci energii osiągalni w latach 1994 i 1995 r. wysoki przyrost przychodów (nominalnych). Indeks wzrostu w tym okresie wyniósł 26 %. Przychody za 3 kw. 1996 r. stanowiły ponad 84 % przychodów 1995 r. W nieco mniejszym stopniu wzrósł nominalny poziom kosztów. W 1995 r. przyrost ten wyniósł 24 % w stosunku do 1994 r. W ciągu 3 kwartałów 1996 r. koszty ogółem stanowiły ponad 83 % kosztów łącznych 1995 r. [s. 32-33]
3. W strukturze kosztów skontrolowanych przedsiębiorstw wytwórczych dominowały koszty zmienne będące kosztami produkcji energii elektrycznej (głównie zakup paliw i ich transport). W badanym okresie stanowiły one od 67% do 69% łącznych kosztów badanej grupy podmiotów. Pozostałość to koszty stałe, będące kosztami mocy elektrycznej, ponoszone przede wszystkim na remonty, amortyzację, utrzymanie wydziałów pomocniczych i wynagrodzenia pracowników [s. 32-35]
4. Kontrolowane przedsiębiorstwa wytwórcze w latach 1994-1995 wykazywały osiągnięcie zarówno zysku brutto jak i netto. Zysk brutto w 1995 r. wzrósł o 37,2 % w stosunku do 1994 r. W ciągu 3 kwartałów 1996 r. osiągnął poziom 90,3 % zysku brutto za 1995 r. Wykazany został także wzrost rentowności brutto z 11,7 % w 1994 r. do 12,7 % w 1995 r. i 13,6 % za 3 kw. 1996 r. Poziom zysku i rentowności przedsiębiorstw wytwórczych był w dużej mierze konsekwencją wzrostu przychodów wynikających ze sposobu kształtowania cen energii w obrocie hurtowym [s35]
5. Kontrola wykazała pozytywne zjawisko obniżania się wskaźnika jednostkowego zużycia paliw i energii na wsad produkcji energii elektrycznej (zwanego wskaźnikiem jednostkowego zużycia paliw) charakteryzującego sprawność elektrowni. Przykładowo dla badanej grupy elektrowni wskaźnik ten zmniejszył się ze średniego poziomu w 1994 roku 10886 kJ/ kWh do 10512 kJ/ kWh w 3 kwartałach 1996 r., tj. o 3,4 %. Było to wynikiem przeprowadzanych

modernizacji urządzeń, podnoszących ich indywidualną sprawność oraz spalania lepszego jakościowo węgla (głównie o większej kaloryczności). [s.32/

6. Proces komercjalizacji podmiotów wytwórczych energetyki realizowany był opieszale. Żaden ze zbadanych 8 podmiotów wytwórczych nie został przekształcony w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa w terminie wyznaczonym w „Harmonogramie działań w zakresie restrukturyzacji w podsektorach elektroenergetyki” przyjętym przez Radę Ministrów w 1992 r., tj. do 31 grudnia 1992 r. (elektrownie pracujące na węglu brunatnym) i 31 sierpnia 1993 r. (elektrownie spalające węgiel kamienny). Dwa spośród tych podmiotów (Elektrownia Turów i Zespół Elektrowni „Ostrołęka”) do czasu zakończenia kontroli miały nadal status przedsiębiorstw państwowych. W 3 skontrolowanych podmiotach nie prowadzono żadnych działań restrukturyzacyjnych zmierzających do wyodrębnienia ze struktur organizacyjnych działalności pomocniczej [s.39-39/].

PODSEKTOR PRZESYŁU

7. W Ministerstwie Przemysłu i Handlu prace związane ze stanowieniem cen urzędowych w hurtowym obrocie energią elektryczną nie były należycie przygotowane pod względem organizacyjnym. Zespół Regulacji Elektroenergetyki, któremu powierzono to zadanie, nie miał możliwości samodzielnego wykonywania niezbędnych prac. W konsekwencji działania pracowników Ministerstwa sprowadzały się do parafowania treści decyzji cenowych i załączników przekazanych przez PSE S.A. W okresie objętym kontrolą Ministerstwo Przemysłu i Handlu nie prowadziło w podmiotach sektora elektroenergetyki żadnej kontroli dotyczącej problematyki stanowienia cen. NIK pozytywnie ocenia utworzenie Urzędu Regulacji Energetyki³, którego zadaniem m.in. jest zatwierdzanie i kontrolowanie taryf energii elektrycznej. [s.39-40/
8. W ocenie Najwyższej Izby Kontroli Minister Przemysłu i Handlu powierzył zbyt szeroki zakres zadań Radzie ds. Cen Transferowych która w założeniu miała być organem doradczym. Decyzja powołująca Radę była wewnętrznie sprzeczna,

albowiem - wg niej -z jednej strony Rada miała być organem opiniodawczym i doradczym, z drugiej natomiast przypisano jej obowiązki wykonawcze np. przygotowywanie projektów decyzji i projektów cen w hurtowym obrocie energią elektryczną. Faktyczne prace związane z kalkulacją cen i przygotowywaniem wniosków wykonywali pracownicy PSE S.A. Rola Rady ds. Cen Transferowych ograniczała się do zapoznawania się z przedłożonymi materiałami i wyrażania opinii w drodze podejmowania uchwał. [s. 40-42]

9. Naruszeniem ustawy o przedsiębiorstwach państwowych było podjęcie przez Ministra Przemysłu i Handlu decyzji nakładającej na podmioty uczestniczące w hurtowym obrocie energią elektryczną obowiązku podpisania wielostronnej umowy z Fundacją „Energetyka Polska” na świadczenie usług związanych m.in. z funkcjonowaniem Rady ds. Cen Transferowych. Polecenie zawarcia umowy, w której jedną ze stron ma być przedsiębiorstwo państwowe nie znajduje się w katalogu uprawnień władczych, jakie - zgodnie z ustawą o przedsiębiorstwach państwowych - posiada organ założycielski wobec przedsiębiorstwa państwowego. [s. 41]
10. W ocenie Najwyższej Izby Kontroli organizacja procesu kształtowania cen urzędowych w hurtowym obrocie energią elektryczną była nieprawidłowa. Zasadniczym kreatorem tych cen, zamiast Ministra Przemysłu i Handlu były PSE S.A., a więc bezpośredni uczestnik rynku ulokowany w najważniejszym miejscu systemu elektroenergetycznego. Praktyka stanowienia cen polegała na wieloetapowej weryfikacji cen w trakcie i po zakończeniu okresów obrachunkowych, co wymagało wydawania decyzji z mocą wsteczną. Weryfikacja ta miała często charakter uznaniowy, a zmiany cen prowadziły do wyrównania wyników ekonomiczno-finansowych podmiotów gorzej gospodarujących kosztem podmiotów efektywnych. [s. 42-46]
11. Z punktu widzenia kryterium legalności negatywnie ocenić należy fakt, iż decyzje cenowe wydawane przez b. Ministra Przemysłu i Handlu obarczone były wadą prawną, gdyż nie zawierały uzasadnienia faktycznego ani pouczenia o możliwości

³/ ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 . - Prawo energetyczne, Dz.U.Nr 54, poz. 348.

odwołania, które są obligatoryjnym elementem decyzji administracyjnej, zgodnie z art. 107 § 1 kodeksu postępowania administracyjnego. [s. 43]

12. Minister Przemysłu i Handlu naruszał postanowienia art. 24 ustawy z dnia 26 lutego 1982 r. o cenach⁴, ponieważ do dnia zakończenia kontroli nie przekazał do publikacji żadnego ze stanowionych przez siebie wykazów urzędowych cen i opłat. Zgodnie z powyższym przepisem ceny urzędowe ogłasza się w wydawanym przez Ministra Finansów Dzienniku Urzędowym. [s. 47]
13. Pod względem gospodarności negatywnie ocenić należy fakt wzrastania w badanym okresie udziału zobowiązań w przychodach PSE S.A. z tytułu zawartych kontraktów długoterminowych z niektórymi wytwórcami energii i to w sytuacji pogarszających się wyników ekonomicznych spółki. Udział ten w 1995 r. wyniósł 14,5% a plany na 1996 r. i 1997 r. przewidywały odpowiednio 21,9% oraz 32,7%. Udział zobowiązań w przychodach przedsiębiorstwa uznaje się za bezpieczny, gdy nie przekracza 25%. Konsekwencją zagrożenia stabilności ekonomicznej PSE S.A. było zaprzestanie podpisywania dalszych kontraktów. [s. 50]
14. Według stanu na 1 stycznia 1994 r. 23 elektrownie bądź elektrociepłownie sprzedawały energię elektryczną do PSE S.A. bez zawarcia jakiegokolwiek umowy, co naruszało postanowienia art. 24 ust. 1 ustawy o gospodarce energetycznej⁵. Pozostali wytwórcy prowadzili sprzedaż na mocy zawartych z PSE S.A. tzw. porozumień. Określały one tylko wielkość dostaw, a więc nie zawierały obligatoryjnych postanowień wymaganych w art. 24 ust. 2 ustawy o gospodarce energetycznej (jakość, niezawodność i terminowość dostawy i odbioru oraz odpowiedzialności stron za niedotrzymanie warunków umowy). Nie ustalono w nich również zasad rozliczeń finansowych. Do czasu zakończenia kontroli PSE S.A. podpisały ze wszystkimi wytwórcami umowy średnioterminowe o zakup energii, spełniające ww. wymogi. [s. 51]

⁴/Dz.U. Nr 27 z 1988 r. poz. 195, zm. Dz.U. 1990 Nr 34 poz. 198 (art. 28 ust. pkt 19), z 1991 Nr 100 poz. 442 (art. 48), z 1993 Nr 11 poz. 50 (art. 41), z 1994 Nr 111 poz. 536 (art. 2).

⁵/ Dz.U. 1984 Nr 21 poz. 96, zm. Dz.U. z 1987 Nr 33 poz. 80 (art. 13), z 1988 Nr 19 poz. 132 (art. 9), z 1989 Nr 35 poz. 192 (art. 61), z 1990 Nr 14 poz. 89 (art. 9 ust. 3), z 1990 Nr 34 poz. 198 (art. 31).

15. Pod względem celowości NIK negatywnie ocenia wprowadzenie od 1 maja 1995 r. giełdowych zasad zakupu przez PSE S.A. energii elektrycznej od przedsiębiorstw wytwórczych po cenach przez nie oferowanych. Zachodzi bowiem sprzeczność pomiędzy tymi zasadami, a zobowiązaniami PSE S.A. wynikającymi z umów średnio- i długoterminowych zakupu energii po ustalonej cenie. Cena ofertowa (giełdowa) innego wytwórcy może być bowiem niższa niż wynikająca z umowy, wskutek czego PSE S.A. zakupując energię po najniższej oferowanej cenie nie będą w stanie wywiązać się ze zobowiązań umownych wobec wytwórców objętych umowami. [s. 53-54]
16. W okresie objętym kontrolą wielkości sezonowych ponadnormatywnych zapasów węgla w przedsiębiorstwach wytwórczych energetyki były różne od wielkości ustalonych decyzjami Ministra Przemysłu i Handlu. Ponadto ujawniono różnice w sprawozdawczości dotyczącej wielkości zapasów paliw pomiędzy przedstawionymi przez Zarząd PSE S.A. i przez przedsiębiorstwa wytwórcze energetyki. [s. 54-56]
17. W latach 1994-1995 PSE S.A. naruszała postanowienia art. 24 ust. 1 ustawy o gospodarce energetycznej, sprzedając energię 5 spółkom dystrybucyjnym bez zawarcia jakiegokolwiek umowy. Pozostałym spółkom sprzedawano energię na podstawie tzw. porozumień lub umów przedwstępnych, nie spełniających wymogów określonych w art. 24 ust. 2 cyt. ustawy. Umowy średnioterminowe, które miały być zawierane od 1995 r., do 30 września 1996 r. podpisało tylko 8 spółek, a pozostałe odmówiły, ze względu na nie odpowiadające im szczegółowe postanowienia. [s. 57-60]
18. Dokumentowanie faktycznych dostaw i odbiorów energii elektrycznej, w obrocie pomiędzy PSE S.A. a spółkami dystrybucyjnymi było nierzetelne oraz pozbawione bieżącej kontroli statystyki tych obrotów. Różnice pomiędzy danymi dotyczącymi sprzedaży energii przez PSE S.A. spółkom (wykazywanymi przez PSE S.A.) a wielkością zakupu energii od PSE S.A. przez spółki (wykazywaną w sprawozdawczości statystycznej) sięgały od 6 % w 1994 r. do 25 % w 3 kwartałach 1996 r. [s. 62]

PODSEKTOR DYSTRYBUCJI

- 19.** Najwyższa Izba Kontroli ujawniła powierzchowność restrukturyzacji w zakładach energetycznych. Ograniczała się ona do przekształcenia byłych przedsiębiorstw państwowych w jednoosobowe spółki Skarbu Państwa. Spośród skontrolowanych 10 spółek dystrybucyjnych tylko w Górnośląskim Zakładzie Energetycznym dokonano gruntownej restrukturyzacji organizacyjnej. W jej wyniku Rejony Energetyczne przekształcono w spółki z o.o., w których gminy posiadały udziały od 5% do 15%. Jest to jedyny przykład współdziałania spółek dystrybucyjnych z władzami samorządowymi oparty na relacjach właścicielskich. [s. 66-69]
- 20.** Przyjmowane przez spółki do planów ilości zakupu i sprzedaży energii odbiegały nawet o kilkadziesiąt procent od rzeczywistego zapotrzebowania rynku na energię elektryczną. Zarówno prognozowane wielkości zakupu i sprzedaży energii w okresach dłuższych niż roczne jak i planowane na okresy roczne w strefach czasowych doby wykazywały duże odchylenia od faktycznych wielkości. Powyższe wskazuje na słabą znajomość rynku obsługiwanego przez spółki. Niedoszacowanie lub przeszacowanie popytu na rynku energii po stronie zapotrzebowania odbiorców wpływa w konsekwencji na podwyższenie kosztów sektora, a pośrednio na cenę energii dla odbiorców finalnych. [s. 70-72]
- 21.** Kontrolowane spółki dystrybucyjne wykazywały przyrost nominalnych przychodów - w 1995 r. o 32 % więcej niż w 1994 r., a w ciągu 3 kwartałów 1996 r. przychody wzrosły o 26 % w porównaniu z 1995 r. W nieco mniejszym stopniu przyrastały koszty działalności spółek. Indeks wzrostu 1995/1994 wyniósł 29 %, a w trzech kwartałach 1996 r. wzrósł o 26,3 % w stosunku do 1995 r. W połowie kontrolowanych spółek w 1995 r. odnotowano spadek kwoty zysku w stosunku do 1994 r. a 4 spółkach wzrost. W jednej spółce zysk utrzymał się na nie zmienionym poziomie. Wysoce zróżnicowane były wykazane indywidualne wskaźniki rentowności brutto. W 1994 r. wynosiły od 1,8 % do 10,7 %; w 1995 r. od 2,4 % do 9 % a w 3 kw. 1996 r. od 0,3 % do 11,4 %. Na wartość zysku i rentowność przedsiębiorstw dystrybucyjnych miały wpływ głównie urzędowe ceny energii detalicznej dla odbiorców oraz sposób kształtowania cen energii w obrocie hurtowym (zakupowanej od PSE S.A.). [s. 76-77]

22. We wszystkich kontrolowanych spółkach dystrybucyjnych stwierdzono dostarczanie odbiorcom energii o niewłaściwej jakości, tzn. o napięciu zaniżonym w stosunku do parametrów określonych w § 4 ust. 1 zarządzenia Ministra Energetyki i Energii Atomowej z dnia 3 maja 1978 r. (poniżej dopuszczalnych 198 V na terenach wiejskich i 209 V w miastach). Energię o niewłaściwej jakości otrzymywało w poszczególnych spółkach nawet prawie 10% ogólnej liczby odbiorców (Zakład Energetyczny Łódź Teren S.A. w 1995 r.). Podstawowymi przyczynami były przestarzałość technologiczna urządzeń i ich niewłaściwa eksploatacja, w tym zwłaszcza nierównomierne obciążenie poszczególnych faz (przewodów), możliwe do usunięcia w drodze bezinwestycyjnej, co odnotowano w Zakładzie Energetycznym Okręgu Radomsko-Kieleckiego S.A. Przyczyny te wpływały także na występowanie awarii powodujących przerwy w dostawach energii. Częstotliwość napięcia zasilania nie była przedmiotem badań. Ze względu na nadwyżkę mocy w systemie elektroenergetycznym nie ma podstaw do obniżania częstotliwości przez wytwórców by tym sposobem zwiększać moc dyspozycyjną. [s. 80-81]
23. Łączne straty energii w dystrybucji w skali kraju wzrosły w 1995 r. w porównaniu do 1990 r. o ponad 5,7 punkta procentowego. Wskaźnik strat w 1990 roku wyniósł 8,88 %, a w 1995 roku 14,65 %. Zmniejszenie strat energii w 1995 roku do wielkości z 1990 roku pozwoliłoby na zmniejszenie kosztów wytwarzania o ok. 435 mln zł. Przy sprzedaży nadwyżki straconej energii odbiorcom, energetyka uzyskałaby dodatkowe wpływy w wysokości 853 mln zł. Do przyczyn powyższego stanu zaliczyć należy zaniedbania eksploatacyjne sieci i urządzeń, mogące mieć wpływ na poziom strat technicznych, a także niepełne wykonywanie zaplanowanych zamierzeń remontowych i modernizacyjnych. [s. 77-80]
24. Kontrola wykazała, że część spółek o wysokiej koncentracji odbiorców osiągała niższe wskaźniki sprawności dystrybucyjnej niż te spółki, w których wyższy był udział w sprzedaży rozproszonych odbiorców. Wskazuje to, że spółki działające w niekorzystnych warunkach (rozproszony odbiór), a osiągające lepsze wskaźniki dystrybucyjne prowadzą bardziej efektywną gospodarkę a ich sposób prowadzenia systemu energetycznego jest zbliżony do optymalnych warunków technologicznych. [s. 73-74]

25. Rzetelność rozliczeń z odbiorcami z tytułu dostaw energii nie budziła zastrzeżeń. We wszystkich kontrolowanych spółkach do prowadzenia rozliczeń wykorzystywano systemy informatyczne i stosowano praktycznie takie same procedury postępowania, tj. miesięczne rozliczanie odbiorców wielkich i dwumiesięczne odbiorców drobnych za faktycznie zużytą energię. Systemy te umożliwiały osiągnięcie dużej dokładności w obliczaniu należności w przypadku zmiany ceny w trakcie okresu rozliczeniowego. Założeniem i praktyką stosowanych procedur jest wykonywanie czynności rozliczeniowych bezpośrednio u odbiorcy. [s. 81-83]
26. Rejony Energetyczne Górnośląskiego Zakładu Energetycznego S.A. nierzetelnie wykazywały w wewnętrznej sprawozdawczości wielkość posiadanych wierzytelności wobec odbiorców energii. Umożliwiał to wadliwy system komputerowej rejestracji zadłużenia odbiorców nie obejmujący części kwot z tego tytułu (np. rozłożonych na raty czy skierowanych do egzekucji). Czynnikiem sprzyjającym nierzetelności był brak wewnętrznych uregulowań odnośnie zasad sporządzania meldunków o zadłużeniu przy jednoczesnym przyjmowaniu danych sprawozdawczych w tym zakresie jako podstawy oceny pracy służb handlowych i elementu systemu premiowania członków zarządów spółek - Rejonów Energetycznych. Ujawniona nieprawidłowość nie miała wpływu na rzetelność sprawozdań statystycznych GUS. [s.75]
27. Negatywnie ocenić należy brak tendencji rozwojowych lokalnych rynków energii elektrycznej, pomimo korzystnej relacji cen. Średnia cena 1 MWh energii na tych rynkach była przeciętnie o 35% niższa niż płacona PSE S.A. Pomimo to w badanym okresie udział zakupów energii przez poszczególne spółki dystrybucyjne na rynku lokalnym w stosunku do ogólnej ilości zakupionej energii nie przekraczał 1,2%. W niektórych spółkach stanowił tylko ułamkową część procenta. [s. 72]
28. W kontrolowanych spółkach dystrybucyjnych nie było jednolitego sposobu postępowania z reklamacjami odbiorców dotyczącymi jakości i ciągłości dostaw energii. Rejestracja tych spraw i ich kwalifikowanie było na tyle zróżnicowane, że uzyskane w toku kontroli dane nie były w ogóle porównywalne. Przykładowo w 1995 r. w ewidencji zgłaszanych usterek w Rejonie Energetycznym Inowrocław

odnotowano prawie 8,5 tys. zgłoszeń podczas gdy w Rejonie Energetycznym w Ostrowcu Świętokrzyskim w całym badanym okresie zarejestrowano tylko 2 skargi. [s. 83-84]

3. Wnioski

Najwyższa Izba Kontroli uznaje za celową realizację przez Ministra Gospodarki wynikających z ustaleń kontroli wniosków dotyczących:

- precyzyjnego określenia uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, o których mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1 ustawy Prawo energetyczne, w tym poziomu dopuszczalnych strat sieciowych, przy określaniu szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf,
- wyeliminowania z zasad kształtowania cen na energię, obowiązujących do czasu nowego ich określenia, mechanizmów powodujących wydawanie decyzji cenowych z mocą wsteczną,
- ustalenia zadań i kompetencji Rady ds. Cen Transferowych w Elektroenergetyce w sposób nie naruszający kompetencji i obowiązków Prezesa Urzędu Regulacji Elektroenergetyki,
- spowodowania przeprowadzenia przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. analizy i weryfikacji zawartych kontraktów długoterminowych pod kątem zapewnienia ich zgodności z zasadami kształtowania cen na moc i energię wynikającymi z ustawy Prawo energetyczne oraz możliwościami ekonomicznymi spółki,
- określenia precyzyjnych zasad gromadzenia i metod kontroli stanu zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej,
- wykorzystania ustawowego upoważnienia (art. 9 ust. 4 ustawy Prawo energetyczne) w celu pobudzenia rozwoju lokalnych rynków energii elektrycznej i innych niż systemowe źródeł pozyskiwania tej energii przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną.

Niezależnie od powyższego Najwyższa Izba Kontroli wnosi do Ministra Skarbu o spowodowanie w ramach nadzoru właścicielskiego:

- przestrzegania przez podmioty gospodarcze elektroenergetyki rzetelności sporządzania sprawozdań statystycznych w zakresie obrotów energią elektryczną i poziomu strat energii elektrycznej,
- ujednolicenia trybu ewidencjonowania i załatwiania skarg odbiorców dotyczących dostaw energii elektrycznej,
- przeanalizowania pod kątem celowości i gospodarności inwestycji kapitałowych dokonanych przez podmioty sektora elektroenergetyki.

II. CZĘŚĆ SZCZEGÓŁOWA

1. Charakterystyka stanu prawnego w zakresie kontrolowanej działalności.

W okresie objętym kontrolą tj. od 1 stycznia 1994 r. do 30 września 1996 r., zgodnie z ustawą z dnia 28 czerwca 1991 r. o utworzeniu Urzędu Ministra Przemysłu i Handlu^{6/} nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych sprawował ten Minister. Był on organem założycielskim elektrowni będących przedsiębiorstwami państwowymi (art. 5 ust. 1 pkt. 1), przysługiwały mu uprawnienia i czynności Ministra Przekształceń Własnościowych określone w ustawie o prywatyzacji przedsiębiorstw państwowych w stosunku do jednoosobowych spółek Skarbu Państwa zajmujących się m.in. wytwarzaniem oraz przesyłem i zbytem energii elektrycznej^{7/}.

Minister Przemysłu i Handlu dysponował mocą urządzeń energetycznych przyłączonych do wspólnej sieci^{8/}, mógł jednak powierzyć wykonanie tego zadania powołanej

^{6/} Dz.U. Nr 66 poz. 286.

^{7/} Uprawnienia i czynności przysługują na podstawie art. 2 ust. 1 i 2 w zw. z art. 1 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia 5 lutego 1993 r. o przekształceniach własnościowych niektórych przedsiębiorstw państwowych o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa (Dz.U. Nr 16, poz. 69, z 1994 r. Nr 43, poz. 161).

^{8/} Upoważnienie to wynika z § 3 pkt 6 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 2 lipca 1990 r. w sprawie powierzenia wykonywania niektórych zadań oraz uprawnień Wspólnoty Węgla Kamiennego oraz Wspólnoty Energetyki i Węgla Brunatnego organom administracji państwowej (Dz.U. Nr 46, poz. 270).

w tym celu jednostce organizacyjnej^{9/}. Wykorzystując to upoważnienie Minister Przemysłu i Handlu utworzył we wrześniu 1990 r. spółkę akcyjną Polskie Sieci Elektroenergetyczne.

Ogólne zasady gospodarowania paliwami i energią, w tym energią elektryczną, określa ustawa z dnia 6 kwietnia 1984 r. o gospodarce energetycznej^{10/}. Ustawa wskazuje m.in. warunki dostarczania energii za pośrednictwem wspólnej sieci (art. 24), określa także organy upoważnione do wydawania przepisów w sprawie zasad eksploatacji urządzeń i instalacji elektrycznych (art. 30).

Podstawowym warunkiem dostarczenia i odbioru paliw i energii za pośrednictwem wspólnej sieci jest zawarcie umowy (art. 24 ust. 1). Powinna ona w szczególności określać ilość, jakość, niezawodność i terminowość dostawy i odbioru oraz odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy (art. 24 ust. 2). Ustawa stanowi, iż dostawca paliw i energii ze wspólnej sieci, nie może odmówić zawarcia umowy, jeżeli odbiorca spełnia ustalone na podstawie przepisów warunki przyłączenia do wspólnej sieci, a istnieją techniczne warunki dostawy paliw i energii (art. 24 ust. 3).

Do wydania przepisów określających ogólne warunki umów o dostarczanie i odbiór paliw i energii za pośrednictwem wspólnej sieci ustawa upoważniła Ministra Przemysłu i Handlu (art. 24 ust. 4). Jednakże delegacja ta nie została dotychczas zrealizowana. Stosownie do przepisów przejściowych (art. 45 ust. 2), obowiązuje nadal zarządzenie Ministra Energetyki i Energii Atomowej z dnia 3 maja 1978 r. w sprawie warunków dostarczania energii elektrycznej^{11/}, wydane na podstawie obowiązującej do dnia 31 maja 1984 r. ustawy o gospodarce paliwowo-energetycznej^{12/}. Zarządzenie to ustala warunki dostarczania energii elektrycznej przez zakłady energetyczne (...) (§ 1), określa m.in. obowiązki stron i zasady rozliczeń. Z zarządzenia tego wynika, że dostarczanie energii elektrycznej następuje po zawarciu umowy na piśmie, według wzorów umów ustalonych przez Ministra Energetyki i Energii Atomowej (§ 2 ust. 1). Jednakże umowa może być zawarta dopiero po spełnieniu wymagań określonych w przepisach w sprawie zasad przyłączania do wspólnej sieci elektrycznej urządzeń do wytwarzania, przetwarzania, przesyłania, rozdzielania i odbioru

^{9/} § 4 ust. 1 rozporządzenia powołanego w przypisie 8.

^{10/} Dz.U. 1984 Nr 21 poz. 96, zm. Dz.U. z 1987 Nr 33 poz. 80 (art. 13), z 1988 Nr 19 poz. 132 (art. 9), z 1989 r. Nr 35 poz. 192 (art. 61), z 1990 Nr 14 poz. 89 (art. 9 ust. 3), z 1990 Nr 34 poz. 198 (art. 31).

^{11/} MP 1978 Nr 16 poz. 55, 1984 Nr 21 poz. 96 (art. 45 ust. 2)

energii elektrycznej (§ 2 ust. 2). Wymagania te zostały określone w zarządzeniu Ministra Górnictwa i Energetyki z dnia 24 sierpnia 1964 r. w sprawie zasad przyłączania do wspólnej sieci urządzeń do wytwarzania, przetwarzania, przesyłania, rozdzielania i odbioru energii elektrycznej i ciepłej oraz paliw gazowych^{13/}. Przepisy tego zarządzenia obowiązują nadal, bowiem również nie została wykonana delegacja art. 28 ustawy o gospodarce energetycznej do wydania przepisów w sprawie trybu przyłączenia urządzeń i instalacji energetycznych.

Wydane na podstawie art. 30 ust. 1 ustawy o gospodarce energetycznej zarządzenie Ministra Górnictwa i Energetyki z dnia 17 lipca 1987 r. w sprawie szczegółowych zasad eksploatacji sieci elektroenergetycznych^{14/} określa między innymi zasady opracowywania programów pracy, zakres i częstotliwość przeprowadzania oględzin i przeglądów, a także dokonywanie na ich podstawie ocen stanu technicznego sieci elektroenergetycznej. Zarządzenie to dodatkowo stanowi, iż remonty sieci elektroenergetycznej należy przeprowadzać w terminach i zakresach wynikających z oceny stanu technicznego (§ 17).

Ceny energii elektrycznej zarówno w obrocie pomiędzy przedsiębiorstwami wytwórczymi energetyki zawodowej, jednostką zajmującą się przesyłem i obrotem energią elektryczną oraz przedsiębiorstwami rozdziału i dostawy energii elektrycznej, jak i dla odbiorców finalnych są cenami urzędowymi.

Zgodnie z art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 26 lutego 1982 r. o cenach^{15/} ceny urzędowe ustala się m.in. na niektóre środki spożycia i usługi, mające znaczenie dla kosztów utrzymania oraz środki produkcji i usługi mające podstawowe znaczenie dla kosztów wytwarzania. Pierwsze ustalane są na podstawie uzasadnionych kosztów ponoszonych przy produkcji i sprzedaży oraz świadczeniem usług z uwzględnieniem zysku (art. 4 ust. 1). Natomiast ceny urzędowe środków produkcji i usług ustala się na podstawie przeciętnych cen uzyskiwanych lub płaconych w obrotach wolnodewizowych w handlu zagranicznym (art. 4 ust. 3). Ceny te ustala się na poziomie niższym od wynikającego z uzasadnionych kosztów produkcji oraz zysku, jeżeli z ważnych względów na podstawie odrębnych przepisów przyznana zostanie dotacja na pokrycie powstającej w ten sposób straty (art. 4 ust. 6).

^{12/} Ustawa z dnia 30 maja 1962 r. Dz.U. 1962 Nr 32 poz. 150, zm. Dz.U. 1971 Nr 12 poz. 112, z 1976 Nr 12 poz. 71, z 1978 Nr 26 poz. 11, z. 1981 Nr 17 poz. 83.

^{13/} MP 1964 Nr 62 poz. 286, zm. Dz.U. 1984 Nr 21 poz. 96 (art. 45 ust. 2).

^{14/} MP 1987 Nr 25 poz. 200.

W wydanym na podstawie art. 7 ust. 1 ustawy o cenach, rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 8 sierpnia 1995 r.^{16/} w sprawie określenia wykazu towaru i usług, na które ustala się ceny urzędowe, do środków spożycia i usług objętych cenami urzędowymi zaliczono m.in. energię elektryczną do użytku domowego i na cele produkcji rolnej (§ 1 ust. 1 pkt. 1 lit. b), a do środków produkcji m.in. energię elektryczną dostarczaną z sieci energetyki zawodowej (§ 1 ust. 1 pkt 2 lit. b).

Zgodnie z ustawą ceny urzędowe ustala Minister Finansów^{17/}, jednakże Rada Ministrów może upoważnić do ich ustalania inny organ^{18/}. Rada Ministrów rozporządzeniem z dnia 16 marca 1989 r. w sprawie upoważnienia organów administracji państwowej do określania zasad opracowania norm kosztorysowych, ich wydawania oraz ustalania niektórych cen urzędowych^{19/} upoważniła Ministra Przemysłu i Handlu do ustalania cen urzędowych na energię elektryczną w obrocie pomiędzy przedsiębiorstwami wytwórczymi energetyki zawodowej, jednostką zajmującą się przesyłem i obrotem energią elektryczną oraz przedsiębiorstwami rozdziału i dostawy energii elektrycznej. W zakresie ustalania urzędowych cen energii elektrycznej w obrocie między jednostkami elektroenergetyki zawodowej, w okresie objętym kontrolą, obowiązywały wprowadzane na kolejne lata przez Ministra Przemysłu i Handlu (nie publikowane) "Zasady rozliczeń..." (rok 1993 i 1994) lub "Zasady hurtowego obrotu energią elektryczną..." (rok 1995 i 1996).

Dla odbiorców finalnych (zaopatrzeniowych i bytowych) ceny energii elektrycznej ustala Minister Finansów. Są one publikowane w cennikach energii elektrycznej, zatwierdzanych odpowiednimi decyzjami lub w odniesieniu do obecnie obowiązujących - zarządzeniem Ministra Finansów. Informacje o wprowadzeniu cenników oraz ich zmianach publikowane są w Monitorze Polskim oraz Dzienniku Urzędowym Ministerstwa Finansów. Obowiązujące od 1 maja 1996 r. cenniki zostały wprowadzone zarządzeniem Ministra Finansów z dnia 9 kwietnia 1996 r. w sprawie zatwierdzania cenników energii elektrycznej^{20/}.

^{15/} Dz.U. Nr 27 z 1988 r. poz. 195, zm. Dz.U. 1990 Nr 34 poz. 198 (art. 28 ust. pkt 19), z 1991 Nr 100 poz. 442 (art. 48), z 1993 Nr 11 poz. 50 (art. 41), z 1994 Nr 111 poz. 536 (art. 2).

^{16/} Dz.U. Nr 100 poz. 492, zm. Dz.U. 1996 Nr 8 poz. 48.

^{17/} art. 18 ust. 1 ustawy o cenach - zob. przyp. 15.

^{18/} art. 18 ust. 2 ustawy o cenach - zob. przyp. 15.

^{19/} Dz.U. Nr 16, poz. 86, z 1990 Nr 46, poz. 272.

^{20/} M.P. Nr 84, poz. 740.

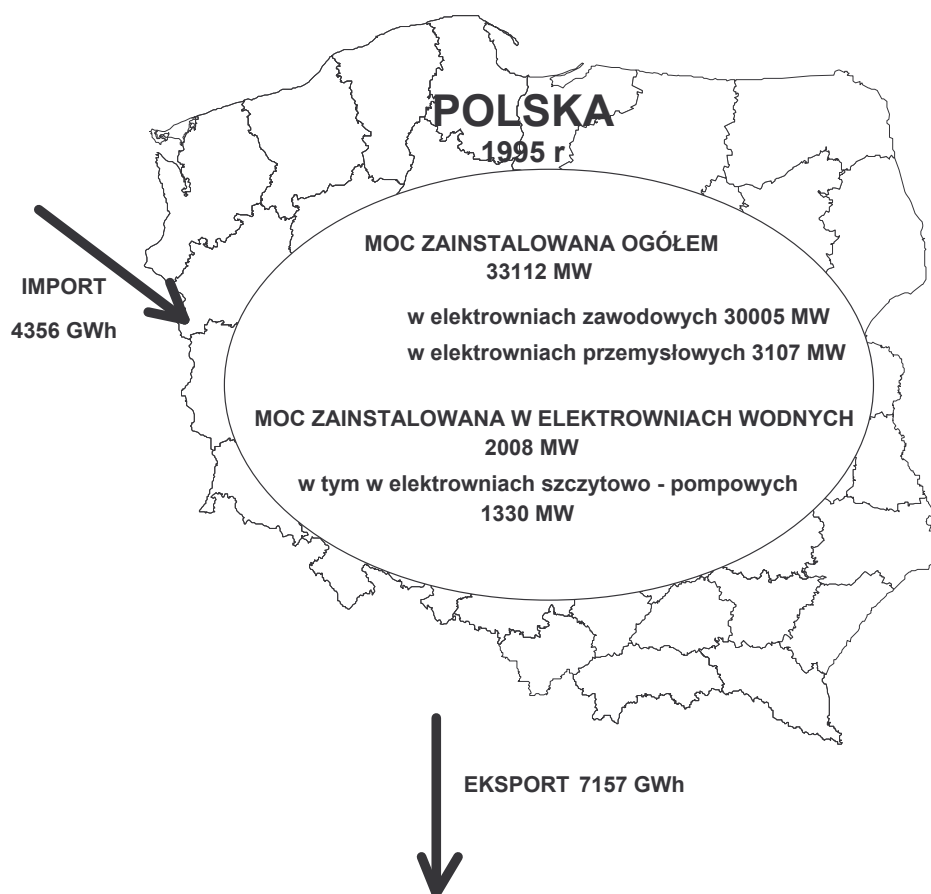
Działania restrukturyzacyjne w sektorze elektroenergetyki były prowadzone w oparciu o harmonogram działań w zakresie restrukturyzacji sektora energetycznego przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 19 maja 1992 r.

W dniu 4 czerwca 1997 r. weszła w życie ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne. Jednocześnie straciła moc ustawa z dnia 6 kwietnia 1984 r. o gospodarce energetycznej a przepisy wykonawcze wydane na podstawie tej ustawy tracą swą ważność w chwili zastąpienia ich przepisami wydanymi na podstawie ustawy Prawo energetyczne nie później jednak niż 6 miesięcy od daty wejścia w życie ustawy.

2. Uwarunkowania ekonomiczno-organizacyjne

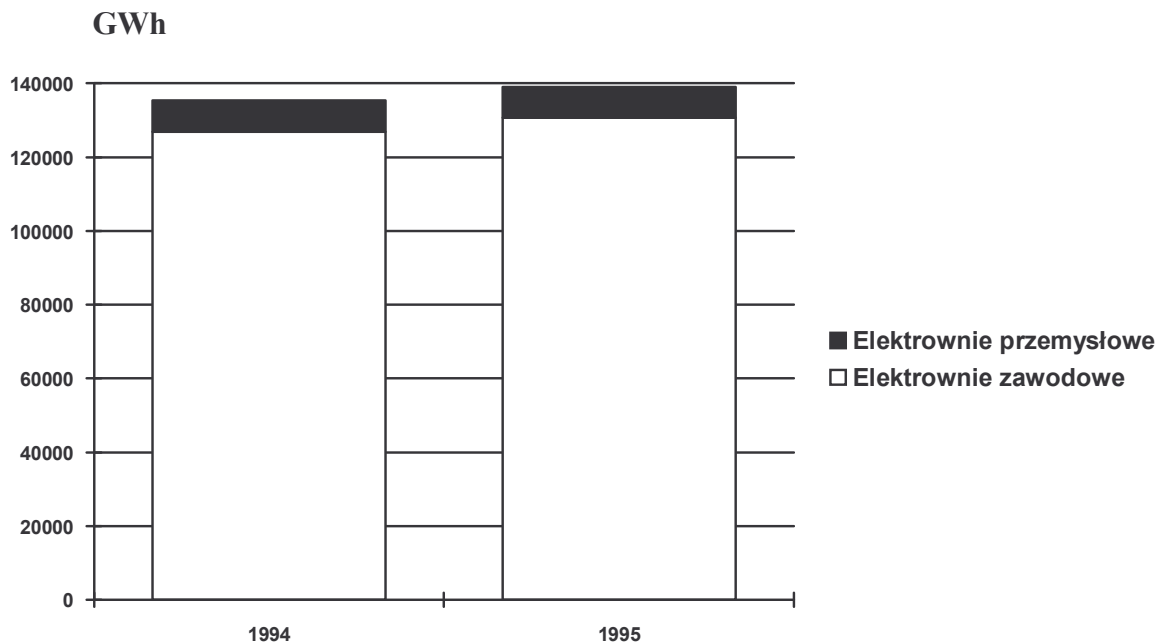
Podstawowe dane dotyczące systemu elektroenergetycznego w Polsce w 1995 r. przedstawione są na rysunkach 1 i 2.

Rysunek 1. Wielkość mocy zainstalowanej w krajowym systemie elektroenergetycznym w 1995 r.*)



*) Dane dotyczące wielkości eksportu i importu przytoczone za publikacją Centrum Informatyki Energetyki „Monitoring sytuacji finansowej przedsiębiorstw uczestniczących w hurtowym obrocie energią elektryczną” za styczeń-grudzień 1995 r.”. Obejmują one przekaz energii z-lub do innego kraju niezależnie od finansowego rozliczenia tego przekazu. Dane wymienione w pkt 3.2.6 obejmują natomiast rozliczenia handlowe z tytułu sprzedaży lub kupna energii na podstawie zawartych kontraktów.

Rysunek 2. Krajowa produkcja energii elektrycznej



Polski system elektroenergetyczny w Polsce to trzy podsystemy: wytwarzania, przesyłu i dystrybucji.

Podsystem wytwarzania stanowią producenci energii elektrycznej, a mianowicie elektrownie i elektrociepłownie. Na koniec 1995 r. łączna zainstalowana moc elektryczna^{21/} wynosiła 33 112 MW, w tym w energetyce zawodowej moc zainstalowana wynosiła 30005 MW, a w przemysłowej 3107 MW. Podstawowa ilość mocy 27442 MW (83 %) była zainstalowana w zawodowych elektrowniach ciepłych^{22/} i elektrociepłowniach^{23/}, z czego 9058 MW mocy zainstalowanej było w elektrowniach systemowych na węglu brunatnym, a 12925 MW elektrowniach systemowych na węglu kamiennym, 2037 MW w małych elektrowniach blokowych i 3422 MW w elektrociepłowniach. Dodatkowo w energetyce pracowały 123 elektrownie wodne o łącznej mocy zainstalowanej 2008 MW. Ponadto w kraju

^{21/} **Moc zainstalowana elektrowni** jest sumą mocy zainstalowanych turbozespołów lub bloków stanowiących wyposażenie elektrowni.

^{22/} **Elektrownie** są to obiekty zbudowane do wytwarzania wyłącznie energii elektrycznej. Elektrownie te mogą produkować energię cieplną, jednakże moc osiągalna cieplna w skojarzeniu nie przekracza 30 % mocy cieplnej kotłów energetycznych

^{23/} **Elektrociepłownie** są to obiekty zbudowane (lub powstałe po modernizacji elektrowni), dla potrzeb skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Moc osiągalna cieplna w skojarzeniu wynosi co najmniej 30% mocy osiągalnej kotłów energetycznych.

czynnych było ponad 200 elektrowni przemysłowych i tzw. niezależnych (samodzielne podmioty gospodarcze wydzielone z przedsiębiorstw przemysłowych) o łącznej mocy zainstalowanej 3107 MW oraz około 230 małych elektrowni wodnych stanowiących w większości własność prywatną obywateli. Ogółem w 1995 r. moc osiągalna^{24/} energetyki zawodowej wynosiła 27069 MW, natomiast moc dyspozycyjna szczytowa^{25/} 22 758 MW, co stanowiło 85 % mocy osiągalnej. W trzech kwartałach 1996 r. łączna moc osiągalna wynosiła 27 180 MW, a dyspozycyjna szczytowa 21 295 MW.

W okresie objętym kontrolą, w ramach działań restrukturyzacyjnych, przekształcono w spółki akcyjne wszystkie (12) elektrociepłownie, wszystkie (4) elektrownie szczytowo-pompowe, wszystkie (4) elektrownie kolektorowe i małe blokowe, 9 spośród 11 elektrowni systemowych opalanych węglem kamiennym oraz 1 spośród 3 elektrowni systemowych opalanych węglem brunatnym. Działania prywatyzacyjne prowadzone są w Elektrociepłowniach Warszawskich SA i w Zespole Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin SA.

Podsystem przesyłu energii elektrycznej składa się z sieci najwyższych napięć. Obejmuje on 114 km linii 750 kV, ok. 4,5 tys. km linii 400 kV, 8 tys. km linii 220 kV oraz 85 wielkich stacji elektroenergetycznych. Ruch, utrzymanie i rozwój tego podsystemu prowadzony jest przez jednoosobową spółkę Skarbu Państwa - Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE S.A.). W 1995 r. PSE S.A. posiadały ok. 10 % majątku polskiej energetyki, którego wartość odtworzeniowa brutto wynosiła 90 mld zł.

Podsystem dystrybucji energii elektrycznej stanowi sieć rozdzielcza (dostawcza), składająca się z ok. 32 tys. km linii wysokiego napięcia (110 kV), 270 tys. km linii średnich napięć (głównie 15 i 20 kV) i 373 tys. km linii niskiego napięcia (0,4 kV). Właścicielami i użytkownikami sieci rozdzielczej są 33 zakłady energetyczne, które mają status jednoosobowych spółek Skarbu Państwa (spółki dystrybucyjne). Do zadań tych spółek należy dostarczanie energii elektrycznej finalnym odbiorcom oraz techniczna i handlowa obsługa tych odbiorców.

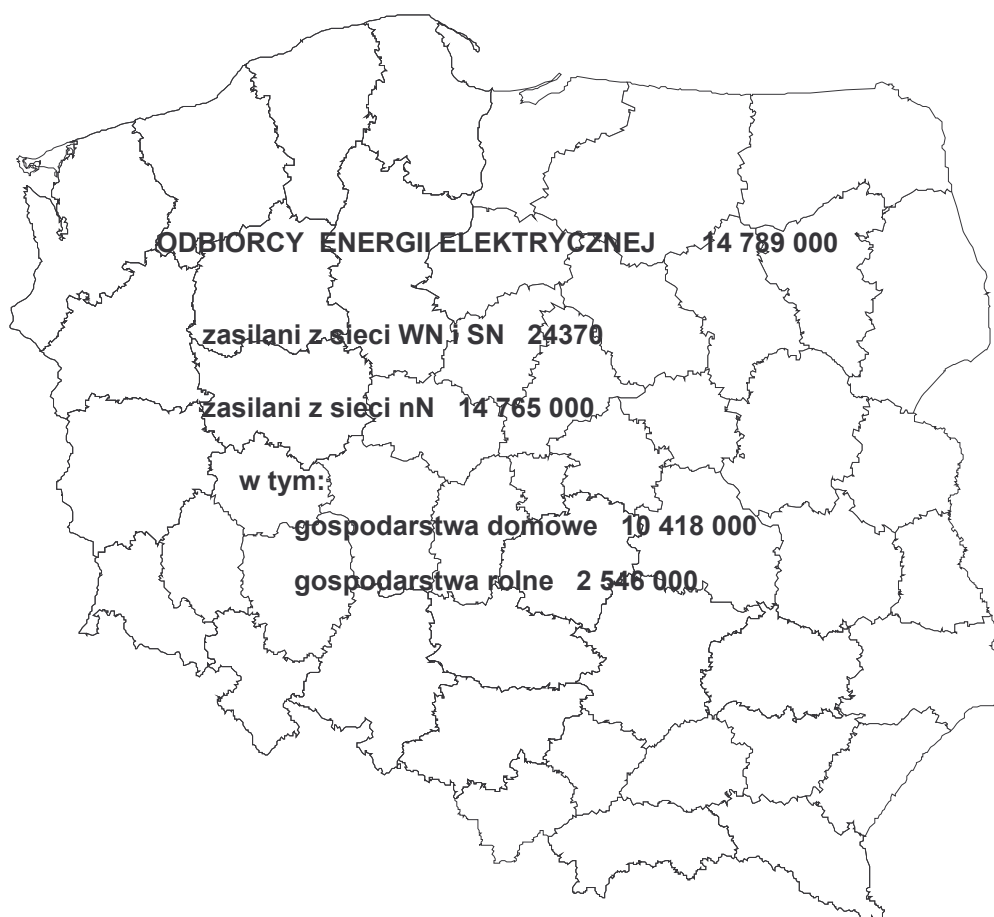
^{24/} **Moc osiągalna elektryczna elektrowni cieplnej** jest to maksymalna trwała moc, jaką elektrownia może wytwarzać w sposób ciągły w czasie co najmniej 15 godzin przy dobrym stanie urządzeń i normalnych warunkach pracy

^{25/} **Moc dyspozycyjna elektrowni** jest to maksymalna moc elektryczna, która może być wytwarzana w określonym czasie w rzeczywistych warunkach eksploatacji. Moc dyspozycyjną otrzymuje się odejmując od mocy osiągalnej ubytki mocy, czyli okresowe obniżenia mocy

Pracą całego systemu elektroenergetycznego sterują Krajowa Dyspozycja Mocy i 5 obszarowych dyspozycji mocy (działają w ramach PSE S.A.) oraz 33 zakładowe dyspozycje ruchu i ponad 230 rejonowych dyspozycji ruchu (działające w strukturach organizacyjnych zakładów energetycznych).

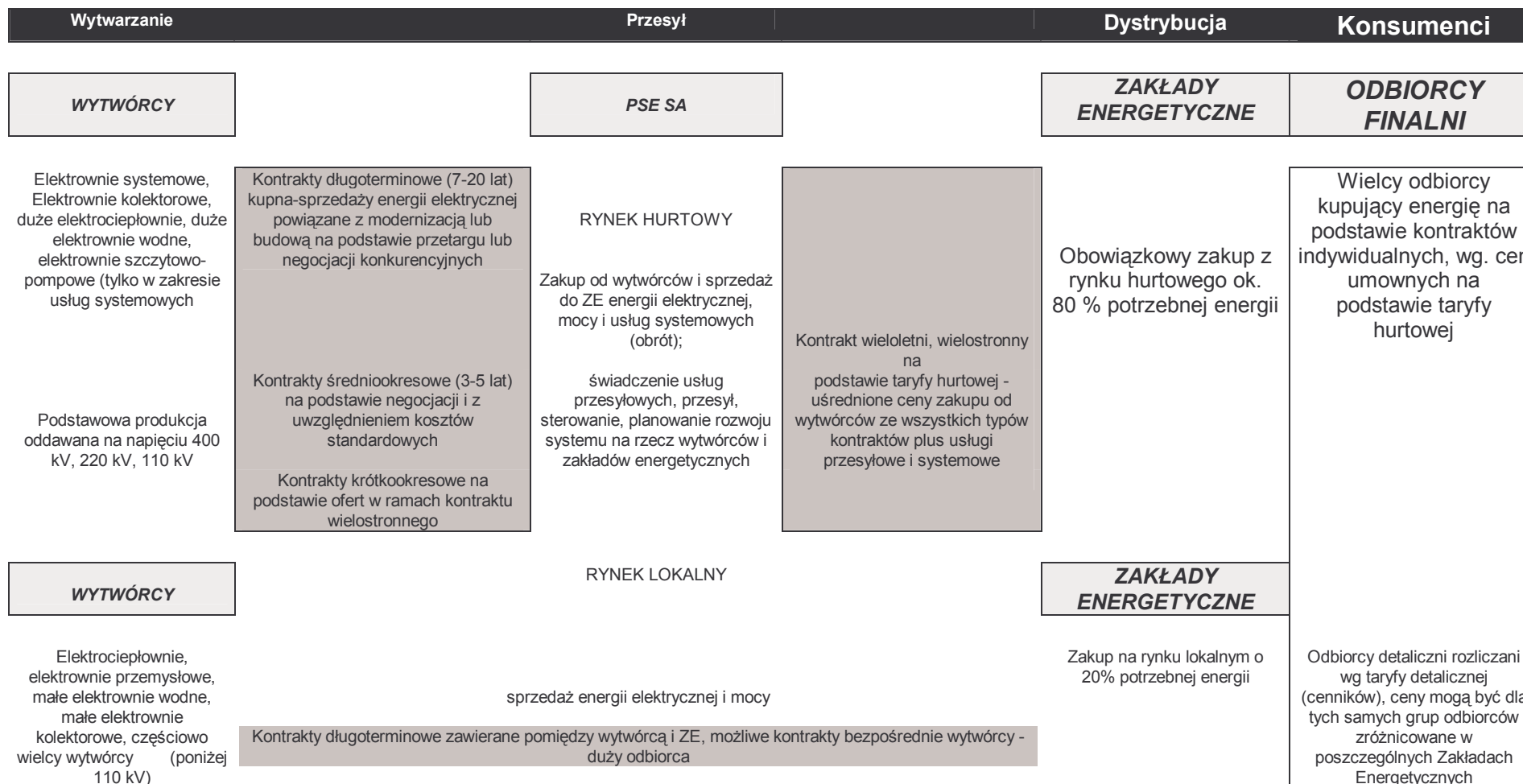
Podstawowe dane charakteryzujące rynek energii elektrycznej przedstawiono na rysunku 3.

Rysunek 3. Rynek energii elektrycznej (stan na 31 grudnia 1995 r.)



Rynek dla polskiej elektroenergetyki zawodowej stanowi ogółem około 14,8 mln odbiorców. Ponad 30 % energii zakupuje 370 dużych odbiorców przemysłowych zasilanych z sieci wysokiego napięcia. Z sieci średnich napięć korzysta 24 tys. odbiorców (przemysł, trakcja kolejowa, duże przedsiębiorstwa komunalne). Główną natomiast grupę (14.765 tys.) stanowią odbiorcy zasilani z sieci niskiego napięcia (41,3 % sprzedaży energii).

Schemat funkcjonowania rynku krajowego i rynków lokalnych energii elektrycznej przedstawia się następująco:



Bilans energii elektrycznej w latach 1994 - 1996 przedstawiony jest w tablicy 1.

Tablica 1. Krajowy Bilans Energii Elektrycznej [w GWh] ^{*)}

Wyszczególnienie	rok		9 miesięcy	
	1994	1995	1995	1996
PRZYCHÓD	139914	143337	102494	107760
produkcja ogółem	135351	138981	99306	103562
z tego:				
elektrownie użyteczności publicznej	126702	130270	93358	97442
elektrownie niezależne	214	367	282	569
elektrownie przemysłowe	8435	8344	5666	5551
Import	4563	4356	3188	4198
ROZCHÓD	139914	143337	102494	107760
Zużycie krajowe	132672	136180	97841	102112
z tego				
na potrzeby energetyczne elektrowni	15573	15577	11093	11630
sprzedaż z sieci przedsiębiorstw				
dystrybucyjnych	93378	96036	70908	73395
sprzedaż bezpośrednio z elektrowni	184	170	113	379
zużycie z własnej produkcji elektrowni				
przemysłowych	6041	6070	4134	3974
straty i różnice bilansowe	17496	18327	11593	12734
Eksport	7242	7157	4653	5648

W roku 1995 nastąpił wzrost produkcji energii elektrycznej o 2,7 % w stosunku do roku 1994. W trzech kwartałach 1996 r. odnotowano dalszy wzrost produkcji energii o 4,3 % w porównaniu do analogicznego okresu 1995 r. Ponad 90 % energii jest wytwarzane w elektrowniach użyteczności publicznej, 5 % energii pochodzi z elektrowni przemysłowych, 0,5 % ze źródeł niezależnych, a 4 % z importu. Struktura ta nie ulegała znaczącym zmianom w ciągu badanego okresu.

Tablica 2. Struktura sprzedaży z sieci przedsiębiorstw dystrybucyjnych [w GWh]

Wyszczególnienie	rok		9 miesięcy	
	1994	1995	1995	1996
Odbiorcy na wysokim napięciu WN	27968	29787	22263	22127
Odbiorcy na średnim napięciu SN	25869	26655	19455	20260
Odbiorcy na niskim napięciu nN	39541	39594	29190	31008
w tym:				
gospodarstwa domowe	18207	18692	13874	14763
gospodarstwa rolne rodzinne	5453	5089	3818	3742
Razem	93378	96036	70908	73395

W 1995 r. sprzedaż energii z sieci przedsiębiorstw dystrybucyjnych wzrosła o 2,8 % z 93378 GWh do 96036 GWh. W ciągu 9 miesięcy 1996 r. sprzedaż była natomiast wyższa o 3,5 % od poziomu w analogicznym okresie roku poprzedniego. W latach 1994-3 kw. 1996 wzrastała sprzedaż dla wszystkich grup odbiorców prócz gospodarstw rolnych rodzinnych. W tej ostatniej grupie zaobserwowano spadek sprzedaży energii w 1995 r. o 6,6 % w stosunku do roku 1994, a w 9 miesiącach 1996 r. o dalsze 2 %.

Z powyższych danych za 1996 r. wynika, iż 30 % energii z sieci przedsiębiorstw dystrybucyjnych sprzedawano odbiorcom na wysokim napięciu. Są to wielcy odbiorcy, u których moc zainstalowanych urządzeń wynosi dziesiątki, a nawet setki megawatów (kopalnie, huty, rafinerie itp). Następną grupę stanowili odbiorcy na średnim napięciu (SN), zużywający 28 % ogółu energii z sieci przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Odbiorcy na średnim napięciu to odbiorcy, u których moc zainstalowanych urządzeń jest niższa niż u odbiorców na wysokim napięciu, ale liczona w megawatach (zakłady średniej wielkości). Odbiorcy na niskim napięciu (nN) pobierali ogółem 17 % energii z sieci dystrybucyjnej. Są to odbiorcy u których moc zainstalowanych urządzeń jest większa niż 40 kW (piekarnie, warsztaty). Wymienieni wyżej odbiorcy na wysokim, średnim i niskim napięciu zaliczani są do tzw. wielkiego odbioru. Wszyscy pozostali odbiorcy zaliczani są do drobnych odbiorców (DO), zużywających 25% ogółu energii z sieci przedsiębiorstw dystrybucyjnych.

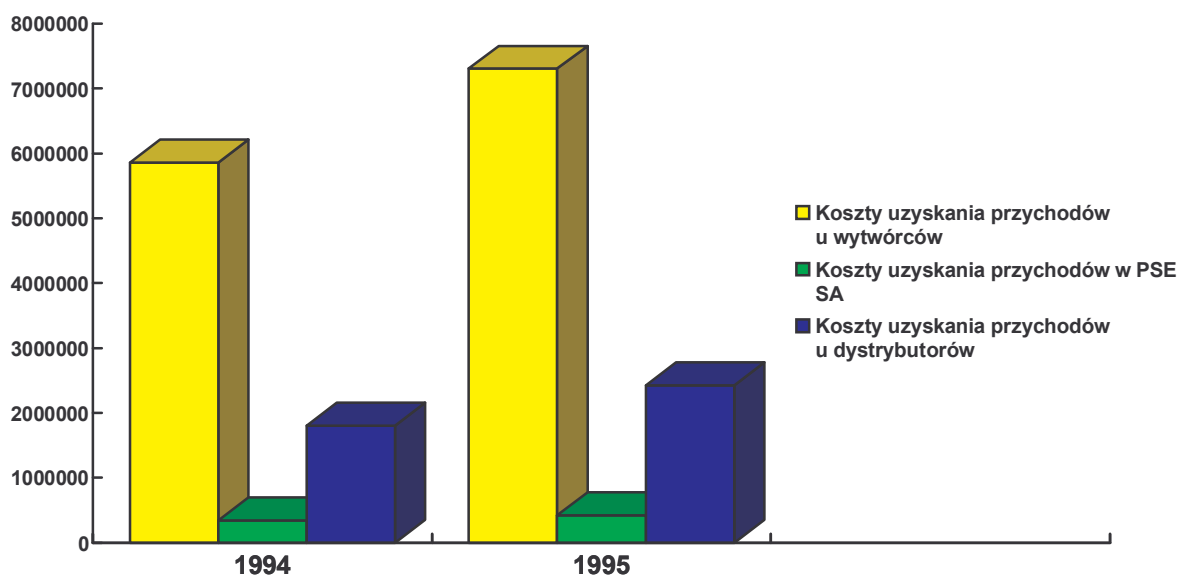
*) patrz przypis na str. 18.

Tablica 3. Wynik na sprzedaży energii elektrycznej w sektorze elektroenergetycznym
[w tys. zł]

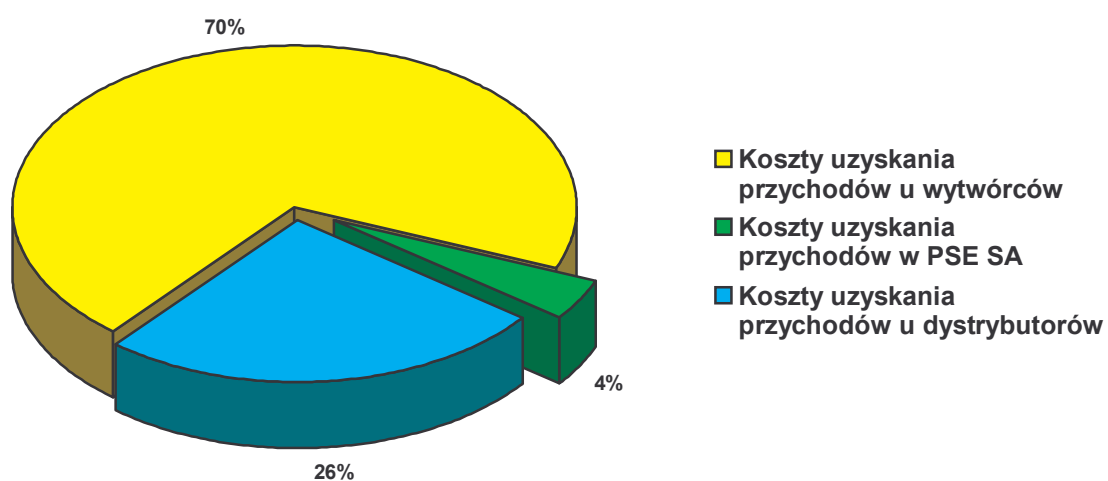
Wyszczególnienie	rok		9 miesięcy	
	1994	1995	1995	1996
Przychody ze sprzedaży ogółem	9190585	11684809	8411719	10009401
z tego:				
odbiorcy krajowi	8993329	11427757	8277400	9813266
eksport	197256	257052	134318	196117
Koszty uzyskania przychodów u wytwórców	5861396	7308548	5283880	6117270
w tym:				
koszt wytworzenia energii sprzedanej	5683620	7058986	5130713	5936159
Koszty uzyskania przychodów w PSE SA	346438	425771	354904	347859
w tym:				
koszty przesyłania	315222	351898	302230	308148
import	2361	3670	3588	125
pozostałe koszty PSE SA	28855	70203	49086	39586
Koszty uzyskania przychodów u dystrybutorów	1804503	2423557	1690075	2239969
w tym				
koszty dystrybucji	1391187	2033355	1432181	1902229
Razem koszty uzyskania przychodów *	8012337	10157876	7328860	8705097
Wynik na sprzedaży	1178248	1526933	1082859	1304304
Zyskowność sprzedaży	12,82 %	13,07 %	12,87 %	13,03 %

* bez kosztów finansowych

Rysunek 4. Koszty uzyskania energii elektrycznej w 1994 i 1995 r. [w tys. zł]



Rysunek 5. Struktura kosztów uzyskania energii elektrycznej w 3 kw. 1996 r.



Podział kosztów uzyskania energii na poszczególne podsystemy w trzech kwartałach 1996 r. został przedstawiony na rysunku 5. Udział kosztów podsektora wytwarzania w ogólnym koszcie uzyskania energii elektrycznej nieznacznie się zmniejsza. W 1994 r. koszty wytwarzania stanowiły 73 % kosztów ogółem, w 1995 r. zmniejszyły się o 1 punkt procentowy do 72 %, natomiast w 3 kwartałach 1996 r. o kolejne 2 punkty do 70 %. Udział kosztów przesyłu utrzymywał się w badanym okresie na stałym poziomie i wynosił w kontrolowanym okresie ok. 4 %. Wzrastał natomiast udział kosztów podsektora dystrybucji. Z 22,5 % w 1994 r. do 24 % w 1995 r. , aby w 3 kwartałach 1996 r. wzrosnąć o kolejne 2 punkty procentowe do 26 %.

Spółki dystrybucyjne - oprócz kosztów zakupu energii elektrycznej według taryfy hurtowej - ponoszą koszty przesyłania energii od wytwórcy do własnej sieci rozdzielczej za pośrednictwem sieci najwyższych napięć, będących własnością PSE S.A. Spółki te ponoszą również koszty związane z rozdziałem energii sieciami dystrybucyjnymi, kosztami technicznej i handlowej obsługi odbiorców. Z punktu widzenia finalnego odbiorcy są to koszty przepływu energii elektrycznej przez jeden lub kilka stopni napięć. Na przykład, gospodarstwo domowe, zasilane z sieci niskiego napięcia ponosi koszty przesyłania i transformacji energii sieciami wysokiego, średniego i niskiego napięcia.

Ceny sprzedaży energii elektrycznej finalnym odbiorcom są cenami urzędowymi ustalonymi przez Ministra Finansów. Do 30 kwietnia 1996 r. były to ceny jednolite w kraju. Od 1 maja 1996 r. wprowadzono natomiast regionalne (dla obszaru działania danej spółki dystrybucyjnej) zróżnicowanie cen zaopatrzeniowych^{26/} dla finalnych odbiorców. Zróżnicowanie cen wynikało z faktu, że koszty dostarczania energii zależą m.in. od odległości od źródeł wytwarzania (elektrowni), gęstości występowania i wielkości odbiorców oraz od infrastruktury sieci przesyłowej.

Ceny energii elektrycznej oraz koszty jej produkcji, przesyłu i dystrybucji mają główny wpływ na sytuację ekonomiczną krajowej elektroenergetyki. Według danych Centrum Informatyki Energetyki w strukturze kosztów uzyskania przychodów krajowej elektroenergetyki w 1995 r. dominowały koszty podsystemu wytwarzania (76 %). Pozostała część kosztów przypadała na podsystem przesyłu (4 %) i podsystem dystrybucji (20 %). W ujęciu rodzajowym największy udział w kosztach uzyskania przychodów systemu elektroenergetycznego miały koszty paliwa (ok.

40 %), które w podsystemie wytwórczym stanowiły prawie 53 % kosztów ogółem. W kosztach podsystemów przesyłania oraz dystrybucji energii elektrycznej główną pozycję stanowiła zaś amortyzacja (odpowiednio 36 % i 28 %).

Przeciętny koszt wytworzenia 1 MW w 1995 r. w elektrowniach ciepłych wynosił 64,18 zł i wahał się od 51,22 zł w elektrowniach systemowych na węglu brunatnym do ponad 90 zł w elektrociepłowniach o mocy poniżej 100 MW. Najwyższy jednostkowy koszt energii elektrycznej osiągnął zespół Elektrowni Jaworzno - ponad 100 zł, najniższy w elektrowniach wodnych - prawie 30 zł. W obrocie hurtowym elektrownie te uzyskiwały za 1 MWh łączną cenę (za moc i energię) w wysokości 70,5 zł, w tym elektrownie na węglu brunatnym 61 zł, zaś elektrociepłownie o mocy poniżej 100 MW - 83,8 zł. Nie we wszystkich jednak elektrowniach otrzymywane w obrocie hurtowym ceny pokrywały jednostkowe koszty. Ujemna różnica między ceną a kosztem jednostkowym wystąpiła prawie w co trzecim przedsiębiorstwie^{27/}.

Spółki dystrybucyjne (zakłady energetyczne) płaciły w 1995 r. za 1 MWh średnio 73,3 zł PSE S.A., 58,1 zł elektrociepłowniom przemysłowym i 120,2 zł małym elektrowniom wodnym. W strukturze ilości energii elektrycznej zakupionej przez te zakłady dominowały jednak zakupy w PSE S.A. (99,7 %). Średnia cena energii sprzedanej przez zakłady energetyczne wynosiła w 1995 r. 118,8 zł za 1 MWh przy jednostkowym koszcie energii sprzedanej prawie 114 zł. W trzech zakładach przeciętne ceny sprzedaży energii były mniejsze od jednostkowych kosztów.

Należy podkreślić, że istotnym czynnikiem wpływającym na sytuację finansową elektroenergetyki zawodowej są techniczne i handlowe straty energii. Straty i różnice bilansowe w ilości energii wprowadzonej do wspólnej sieci w 1995 r. wynosiły 18191 GWh, tj. 14,6 % łącznej ilości. Zatem zmniejszenie tych strat o 1 % oznaczałoby dla elektroenergetyki dodatkowe wpływy w wysokości ok. 21,6 mln zł^{28/}. Analiza strat i różnic bilansowych poszczególnych zakładów energetycznych wskazuje na znaczne zróżnicowanie tych strat. W 1995 r. kształtowały się one w granicach od 5,3 % do 22,9 %.

^{26/} Podobnym zróżnicowaniem regionalnym mają zostać objęte także ceny dla odbiorców bytowych.

^{27/} Przeciętna różnica między ceną a kosztem 1 MWh wynosiła 6,8 zł.

^{28/} Przy średniej cenie dla odbiorców krajowych 118,8 zł/MWh.

3. Istotne ustalenia kontroli

3.1. PODSEKTOR WYTWARZANIA

3.1.1. Charakterystyka produkcyjna

W latach 1994-1995 łączna moc zainstalowana w skontrolowanych przedsiębiorstwach wytwórczych energetyki wynosiła 8586 MW, co stanowiło prawie 26 % ogólnej mocy zainstalowanej w energetyce polskiej, wg stanu na koniec 1995 r. (33.112 MW). Do końca września 1996 r. moc zainstalowana w tych podmiotach wzrosła o 50 MW, tj. o 0,6 %, do poziomu 8636 MW. Było to wynikiem modernizacji turbiny w Elektrowni „Kozienice” oraz modernizacji bloku w Elektrowni „Rybnik”, w obu przypadkach zwiększających moc zainstalowaną o 25 MW. Skala zróżnicowania wielkości mocy zainstalowanej u kontrolowanych wytwórców w III kw. 1996 r. była znaczna. Wynosiła w elektrociepłowniach od 173 MW (Białystok) do 920,5 MW w Warszawie, a w elektrowniach od 200 MW (Halemba) do 2625 MW (Kozienice).

O ile moc zainstalowana w badanych podmiotach wytwórczych utrzymywała się praktycznie na stabilnym poziomie, to moc osiągalna spadła z 8584 MW w 1994 r. do 8462 MW w 1995 r. (o 1,5 %) i do 8281 MW w ciągu 3 kwartałów 1996 r. (o 3,1 % mniej w stosunku do analogicznego okresu roku 1995). Było to wynikiem odstawiania (wyłączenia z ruchu) do modernizacji dwóch bloków energetycznych w Elektrowni „Turów”, wskutek czego moc osiągalna elektrowni spadła w 1995 r. o 8 % w stosunku do 1994 r. (z 2030 MW do 1868 MW) a w ciągu 3 kwartałów 1996 r. o 15,5 % w stosunku do porównywalnego okresu 1995 r. (z 1944 MW do 1643 MW). W kolejnych 5 podmiotach moc osiągalna w badanym okresie nie zmieniła się, a w 2 wzrosła. Były to Elektrownie: „Rybnik” z 1600 MW w latach 1994-1995 do 1625 MW na koniec września 1996 r., tj. o 1,6 % oraz „Kozienice” z 2600 MW w 1994 r. do 2660 MW po 3 kwartałach 1996 r. (o 2,3 %).

W Elektrowni „Turów” stwierdzono nieścisłości w podawaniu zmian w poziomie potencjału produkcyjnego.

I tak:

- wyłączenie w 1995 r. dwóch bloków energetycznych nie zostało odzwierciedlone w sprawozdawczości statystycznej o symbolach G-10.1 i G-10.2 za 1995 r. i 1996 r. Nie wykazano w nich bowiem, że wskutek wyłączenia bloków zmianie uległa także moc zainstalowana z 2000 MW do odpowiednio 1800 MW i 1600 MW, a nie tylko moc osiągalna. Także w pismach informujących PSE S.A. o zmianach mocy w Elektrowni (z dnia 21 czerwca 1995 r. i 8 sierpnia 1995 r.) nie wykazano zmian w poziomie mocy zainstalowanej.

Na brak konsekwencji w wykazywaniu przez podmioty wytwórcze poziomów mocy zainstalowanej wskazują także inne ustalenia, poczynione w Elektrociepłowniach Warszawskich, Elektrowni „Turów” i Elektrowni „Kozienice”. Stwierdzono tam bowiem, że moc osiągalna jest trwale wyższa od wykazywanej mocy zainstalowanej.

I tak:

- w Elektrociepłowniach Warszawskich w poszczególnych latach badanego okresu nadwyżka mocy osiągalnej nad zainstalowaną wynosiła stale 37 MW;
- w Elektrowni „Turów” nadwyżka ta wynosiła w 1994 r. 30 MW, w końcu 1995 r. - 42 MW i na koniec III kw. 1996 r. - 43 MW;
- w Elektrowni „Kozienice” wielkość ta w 1995 r. wynosiła 40 MW, a we wrześniu 1996 r. - 35 MW.

Przyczyną powstania takiej relacji było przeprowadzenie modernizacji urządzeń wytwórczych w wyniku których podwyższeniu uległa ich faktyczna moc znamionowa. Ze względu na brak zmian w dokumentacji techniczno-ruchowej i tabliczek znamionowych, do obliczeń mocy zainstalowanej przyjmowane były wielkości pierwotne, tj. sprzed modernizacji.

Suma mocy dyspozycyjnych w kontrolowanych podmiotach wytwórczych podlegała w badanym okresie wahaniom - z 6681 MW w 1994 r. do 6444 w 1995 r. (o 3,6 % mniej) i do 6470 MW w końcu III kw. 1996 r. (o 0,5 % więcej niż we wrześniu 1995 r., lecz o 3,2 % mniej niż w 1994 r.). Największy wzrost mocy dyspozycyjnej odnotowano w Zespole Elektrociepłowni „Ostrołęka” - o 24 % w całym kontrolowanym okresie (z 436 MW w 1994 r. do 543 MW we wrześniu 1996 r.) natomiast największy spadek wystąpił w Elektrowni „Turów” - o 18 % (odpowiednio z 1587 MW do 1302 MW). Łącznie moc dyspozycyjna w latach 1994 r. - III kw. 1996 r. wzrosła w 4 przedsiębiorstwach i w 4 zmalała. Poziom mocy dyspozycyjnej związany jest bezpośrednio z tzw. ubytkami mocy, liczonymi jako różnica między mocą osiągalną a dyspozycyjną. Na ich wielkość wpływa szereg czynników, z których najważniejsze to remonty, poziom awaryjności oraz ciągłość zaopatrzenia i jakość paliwa.

Łączna wielkość ubytków mocy w kontrolowanych podmiotach wytwórczych wynosiła w 1994 r. 1887 MW (21,9 % mocy osiągalnej w tym roku), w 1995 r. - 1961 MW (23,1 %), a w III kw. 1996 r. - 1747 MW (21,1 %).

Analiza porównawcza indywidualnych wskaźników ubytków mocy uwzględniać musi rozdzielenie grupy badanych podmiotów wytwórczych na elektrociepłownie i elektrownie, ze względu na odmienności metodologii obliczania ubytków. W elektrociepłowniach poziom ubytków mocy był wyższy od przeciętnego dla całej grupy badanych podmiotów (ok. 22 %) i wynosił np. dla Elektrociepłowni Warszawskich w 1994 r. - 39,6 %, w 1995 r. - 43,2 % i w III kw. 1996 r. - 47,9 %. Dla Elektrociepłowni Wrocław wskaźniki te osiągnęły poziom odpowiednio 32 %, 35,5 % oraz 35,2 %. Ubytki spowodowane zostały przede wszystkim postojami z tytułu remontów lub awarii (jest to również w elektrowniach zasadnicza przyczyna ubytków mocy), ale także odstawianiem do rezerwy urządzeń ze względu na zmniejszone zapotrzebowanie odbiorców na energię ciepłą w okresie letnim (tzw. ubytek ciepłowniczy, nie występujący w elektrowniach). Ubytki mocy w kontrolowanych elektrowniach były natomiast niższe od średniej i przykładowo wynosiły dla elektrowni w Rybniku - odpowiednio 13,6 %, 11,6 % oraz 11,5 %, a dla Elektrowni „Halemba” - 11,5 %, 11 % i 11 %.

Ogółem w kontrolowanych elektrowniach i elektrociepłowniach wyprodukowano w 1994 r. 35.474,3 tys. MWh energii elektrycznej brutto. W 1995 r. ilość ta spadła o 1 % do poziomu 35.003,3 MWh, a w ciągu 3 kwartałów 1996 r. wytworzono 26.660,1 tys. MWh, tj. o 5 % więcej niż w analogicznym okresie 1995 r. W grupie tej największymi producentami były Elektrownie „Turów”, „Kozienice” i „Rybnik”, z których każda produkowała powyżej 7 tys. MWh rocznie. Na potrzeby własne badane przedsiębiorstwa wytwórcze zużyły ogółem w 1994 r. 3.151,5 tys. MWh (8,8 % łącznej produkcji), w 1995 r. - 3.087,4 tys. MWh (również 8,8 %), a w ciągu 3 kwartałów 1996 r. 2.353,7 tys. MWh (także 8,8 %). Skala zużycia własnego energii w poszczególnych podmiotach wytwórczych była zróżnicowana. Największe odnotowano w elektrociepłowniach, gdzie energię elektryczną zużywano także na produkcję energii cieplnej. Wynosiło ono przykładowo w 1995 r. od 14,9 % w Zespole Elektrociepłowni we Wrocławiu do 17,8 % w Elektrociepłowni „Białystok”, a w ciągu III kw. 1996 r. od 15,2 % we Wrocławiu do 17,6 % w Elektrociepłowniach Warszawskich.

Najniższe wskaźniki zużycia w 1995 r. i 1996 r. (3 kwartały) odnotowano w Elektrowniach „Kozienice” - 6,4 % i 6,2 % oraz „Rybnik” po 6,9 % w obydwu okresach.

Praktycznie całą wyprodukowaną energię elektryczną netto (tj. po odliczeniu zużycia na potrzeby własne) przedsiębiorstwa wytwórcze sprzedawały do sieci PSE S.A. Sprzedaż innym odbiorcom była marginalna i w całym kontrolowanym okresie wynosiła przeciętnie 0,01 %-0,03 %.

Jednym z podstawowych wskaźników charakteryzujących sprawność elektrowni i elektrociepłowni jest wskaźnik jednostkowego zużycia paliw i energii na wsad produkcji energii elektrycznej, zwany w uproszczeniu wskaźnikiem jednostkowego zużycia paliw. Określa on w przybliżeniu jednostkowe zużycie energii chemicznej, zawartej w paliwach na wyprodukowanie jednostki energii elektrycznej i wyrażony jest w kJ/kWh (kilodżulach na kilowatogodzinę). Wyniki kontroli wykazały występowanie w badanej grupie wytwórców pozytywnej tendencji zmniejszania się wartości tego wskaźnika. Dla badanych elektrowni w 1994 r. wynosił on średnio 10886 kJ/kWh i do końca III kwartału 1996 r. systematycznie obniżał się do poziomu 10512 kJ/kWh (o 3,4 %). Podobnie w kontrolowanych elektrociepłowniach wskaźnik ten obniżył się w III kw. 1996 r. w stosunku do 1994 r. o 4,1 % (7574 kJ/kWh wobec 7894 kJ/kWh).

W grupie elektrowni najkorzystniejsze wskaźniki w końcu badanego okresu odnotowano w Elektrowni „Kozienice” - 9625 kJ/kWh, a najmniej korzystny w Elektrowni „Halemba” 11704 kJ/kWh. Zróżnicowanie wśród elektrociepłowni wynosiło w tym samym okresie od 5942 kJ/kWh w Warszawie do 9044,5 kJ/kWh w Ostrołęce.

Zmniejszenie się wskaźnika jednostkowego zużycia paliwa zdeterminowane było przede wszystkim przeprowadzanymi modernizacjami urządzeń energetycznych, podnoszącymi ich indywidualną sprawność oraz polepszeniem jakości (głównie kaloryczności) spalane go węgla. Przykładowo w Elektrowni „Kozienice” osiągającej najkorzystniejszy wskaźnik w grupie elektrowni średnia wartość opałowa węgla w 1994 r. wyniosła 21.694 kJ/kg, a w 1996 r. - 22.131 kJ/kg (wzrost o 2 %). W Elektrociepłowni Białystok wzrost ten wynosił 12,9 % (z 20458 kJ/kg do 23.113 kJ/kg).

3.1.2. Przychody, koszty, wynik finansowy

Suma łącznych nominalnych przychodów kontrolowanych producentów energii wykazywała w latach 1994-1995 wysoką dynamikę wzrostu. W 1995 r. wyniosła ona 26 % (3.668

mln zł wobec 2.900,4 mln zł w 1994 r.). W ciągu 3 kwartałów 1996 r. przychody osiągnęły poziom 3.086,4 mln zł, co stanowiło 84,1 % przychodów roku 1995.

Nieco mniejszą wartość osiągnął w tym okresie wskaźnik dynamiki wzrostu kosztów ponoszonych przez kontrolowanych wytwórców. W stosunku do 1994 r. wzrosły one w roku 1995 o 24 %, to jest z 2583,8 mln zł do 3199,0 mln zł. W ciągu 3 kwartałów 1996 r. łączne koszty wyniosły 2665,6 mln zł, tj. 83,3 % kwoty roku 1995. Najwyższe wskaźniki dynamiki wzrostu kosztów (w 1995 r. w stosunku do 1994 r.) odnotowano w Elektrowni Turów - 42 % i Zespole Elektrociepłowni „Wrocław” - 40 %, a najniższe w Elektrowni Białystok - 9 % i Elektrociepłowniach Warszawskich - 12 %.

W strukturze łącznych kosztów produkcji energii elektrycznej kontrolowanych wytwórców w 1994 r. koszty stałe (532,2 mln zł) stanowiły 33 %, koszty zmienne, natomiast (1.077,2 mln zł) - 67 %. Do końca 3. kwartału 1996 r. występowała tendencja do nieznacznego wzrostu udziału kosztów zmiennych w kosztach ogółem. Wynosił on odpowiednio - 68 % (1.410,0 mln zł) w 1995 r. i 69 % (1.215,5 mln zł) w końcu badanego okresu. Tym samym obniżał się udział kosztów stałych, który w 1995 r. wyniósł 32 % (649,1 mln zł), a w 1996 r. 31 % (552,9 mln zł).

Podstawową pozycję kosztów zmiennych stanowiły koszty paliwa, stanowiące od 82 % łącznych kosztów zmiennych w 1994 r. do 80 % w ciągu 3 kwartałów 1996 r. W niektórych elektrowniach i elektrociepłowniach wydatki na zakup paliw obciążone były dodatkowo kosztami zakupu (transportu), których przeciętny udział w strukturze kosztów zmiennych wynosił odpowiednio od 9 % do 11 %. Powyższe przeciętne wartości wskaźnika udziału kosztów zakupu paliwa w łącznych kosztach zmiennych nie znajdowały pełnego odniesienia do struktury tych kosztów u poszczególnych producentów. Zasadniczym czynnikiem różnicującym było tutaj położenie geograficzne wytwórcy energii w stosunku do producentów paliw.

Na przykład:

- Elektrownia „Turów” w wyniku zawartych wieloletnich umów z Kopalnią Węgla Brunatnego „Turów” na zakup i dostawę paliwa praktycznie nie ponosiła kosztów jego transportu;
- w Elektrowni „Halemba” zaopatrującej się w węgiel w kopalni o tej samej nazwie, koszty transportu węgla nie przekraczały w badanym okresie 3 % łącznych kosztów zmiennych;
- w Elektrociepłowni Białystok koszty transportu węgla wynosiły od 24 % do 11 %, w Elektrowni „Kozienice” od 16 % do 19 %, a w Zespole Elektrociepłowni we Wrocławiu od 12 % do 13 %.

Również pozostali kontrolowani producenci energii zaopatrywali się w paliwa głównie bezpośrednio u producentów. Przykładowo w Elektrociepłowniach Warszawskich S.A., zgodnie z Uchwałą nr 18 Zarządu Spółki z dnia 20 stycznia 1994 r., obowiązywał zakaz kupowania węgla od pośredników, za wyjątkiem nielicznych kontraktów, w których dostawy węgla połączone były z odbiorem popiołów paleniskowych. Dotyczyło to jednak tylko jednej elektrociepłowni wchodzącej w skład tej spółki.

Podstawowym motywem korzystania z usług pośredników było oferowanie przez nich korzystniejszych warunków zakupu niż stosowane przez Spółki Węglowe (niższe ceny za węgiel tej samej jakości i dłuższe terminy płatności)²⁹.

Na przykład:

- Elektrociepłownia Białystok w 1994 r. zaopatrywała się w węgiel praktycznie tylko u dużych pośredników (firmy „Bielpol” z Węgorzewa, „Ankra” z Rudy Śląskiej i „Roha” z Katowic), od których zakupiono prawie 89 % całości paliwa. W 1995 r. i 3 kwartałach 1996 r. udział tych pośredników zmalał odpowiednio do 72 % i 29 %, ze względu na podpisanie umów z Rudzką i Nadwiślańską Spółkami Węglowymi S.A. Taka struktura dostaw wynikała ze stosowania przez pośredników korzystniejszego przelicznika na złote stałej ceny węgla wyrażonej w dolarach amerykańskich. W 1996 r. wskaźniki przyjmowane przez pośredników zostały podniesione do poziomu stosowanego przez Spółki Węglowe. Pośrednicy ustalali też dłuższe terminy płatności - dla porównania w 1995 r. wynosiły one od 30 do 170 dni podczas gdy płatności wobec Spółek Węglowych musiały być regulowane do 30 dni od daty dostawy;
- W Zespole Elektrowni „Ostrołęka” zakupy paliw od pośredników kształtowały się w badanym okresie na poziomie od 22 % do prawie 25 % ze względu na korzystniejsze ceny - niższe od stosowanych przez Spółki Węglowe od 5 % do 12 %. Pośrednicy stosowali także dłuższe terminy płatności - nawet do 90 dni, podczas gdy Spółki Węglowe maksymalnie - 30 dni.

Zgodnie z ustaleniami podjętymi na spotkaniu producentów węgla kamiennego i wytwórców energii elektrycznej, które odbyło się w Rudach Raciborskich w dniu 20 stycznia 1994 r., cena na węgiel kamienny (o wyznaczonych wzorcowych parametrach) ustalona została w sposób sztywny na poziomie równowartości w złotych 31 dolarów amerykańskich (na 1994 r.). Począwszy od 1 stycznia 1995 r. cena ta wzrosła do 32 dolarów amerykańskich. W tej sytuacji wytwórcy energii elektrycznej pozbawieni byli w praktyce możliwości obniżki kosztów produkcji energii (tożsamy z kosztami zmiennymi) poprzez redukcję kosztów paliw.

Zasadniczą pozycją kosztów stałych były w kontrolowanym okresie koszty remontów, których udział w całości kosztów stałych w 1994 r. osiągnął 49 % (w całej kontrolowanej grupie wytwórców). Udział ten w 1995 r. zmalał do 40 %, a po 3 kwartałach 1996 r. do 35 %. Drugą

pozycją kosztów stałych były odpisy amortyzacyjne. W 1995 r. odnotowano ich skokowy wzrost w stosunku do poziomu roku 1994 w wartościach bezwzględnych (z 80,6 mln do 130,2 mln zł) i względnych (z 15 % do 20 %), a następnie do 24 % po 3 kwartałach 1996 r. Było to wynikiem przeszacowania wartości środków trwałych przez co zwiększyła się wysokość odpisów amortyzacyjnych. Pozostałe koszty stałe, tj. wynagrodzenia wraz z pochodnymi w całym badanym okresie stanowiły 14 % łącznej sumy, koszty utrzymania wydziałów pomocniczych od 18 % (w 1994 r. i 1995 r.) i 16 % (w 1996 r.), a koszty zarządu 4 %-5 %.

W okresie objętym kontrolą wszystkie badane elektrownie i elektrociepłownie odnotowywały ze swojej działalności zysk brutto i netto. Łączna kwota zysku brutto w 1994 r. wyniosła 339,4 mln zł i w 1995 r. wzrosła do 465,7 mln zł (tj. o 37,2 %). Po 3 kwartałach 1996 r. łączny zysk osiągnął poziom 420,5 mln zł tj. 90,3 % zysku za 1995 r. W okresie tym wzrastała także rentowność brutto (relacja zysku brutto do przychodów ogółem) z 11,7 % w 1994 r. do 12,7 % w 1995 r. i 13,6 % w III kw. 1996 r. Wykazywane indywidualne wskaźniki rentowności brutto dla poszczególnych producentów były w kolejnych latach badanego okresu znacznie zróżnicowane. I tak w 1994 r. rozpiętość wskaźnika rentowności wynosiła od 5,1 % (Elektrociepłownia Białystok) do 20,6 % (Elektrownia „Turów”), w 1995 r. od 3,4 % (Zespół Elektrowni „Ostrołęka”) do 30,4 % (Elektrownia „Turów”) i po 3 kwartałach 1996 r. od 2,5 % (Zespół Elektrowni „Ostrołęka”) do 33,1 % (Elektrownia „Turów”). Ustalenia kontroli poczynione w Polskich Sieciach Elektroenergetycznych S.A., a dotyczące sposobu kształtowania cen na energię elektryczną wskazują, że prezentowane powyżej wskaźniki rentowności nie odzwierciedlają jej rzeczywistego poziomu. Problem ten opisano w dalszej części niniejszej „Informacji”.

3.1.3. *Nabywanie akcji i udziałów w innych podmiotach*

Pięć z ośmiu badanych przedsiębiorstw wytwórczych zainwestowało środki w udziałach lub akcjach innych podmiotów gospodarczych. Każda z tych elektrowni lub elektrociepłowni była właścicielem lub współwłaścicielem spółek powstałych w wyniku restrukturyzacji przedsiębiorstw.

²⁹ Zjawisko to zostało szerzej opisane w „Informacji o wynikach kontroli funkcjonowania handlu węglem” opracowanej przez b. Departament Przemysłu i Handlu NIK w 1995 r. (nr kontroli 30/95).

Inne akcje lub udziały to głównie inwestycje związane z energetyką (Bank Energetyki S.A. w Radomiu, przedsiębiorstwa remontowe, elektrownie szczytowo-pompowe).

Na przykład:

- Elektrownia Rybnik posiadała w 14 podmiotach gospodarczych udziały o łącznej wartości 7,1 mln zł (6,8 % majątku obrotowego). Największe udziały posiadała w Banku Energetyki S.A. w Radomiu (3,0 mln zł), Kopalniach Wapienia Czortkowie (1,5 mln zł) i Przedsiębiorstwie Energoserwis w Lublińcu (1,1 mln zł). Wśród 11 pozostałych podmiotów były jednostki powstałe w wyniku restrukturyzacji elektrowni.
- Zespół Elektrowni Wrocław w latach 1991-1995 objął udziały lub nabył akcje w 8 obcych podmiotach gospodarczych, a ich łączna wartość na 30 września 1996 r. wyniosła 1,4 mln zł, co stanowiło 1,6 % majątku obrotowego na ten dzień. Udziały w spółkach utworzonych w ramach wewnętrznej restrukturyzacji miały wartość 453,2 tys. zł, akcje w spółce Elektrownie szczytowo-pompowe Młoty 35,0 tys. zł, a akcje Banku Energetyki S.A. w Radomiu 750 tys. zł. Od powyższych podmiotów Elektrociepłownia nie otrzymała dywidendy.

Szczególną pozycję w tych inwestycjach zajmuje Bank Energetyki S.A., w którego akcje nabywano mając na uwadze potencjalną możliwość otrzymania tańszych kredytów. Akcje tego Banku nabyły 4 spośród kontrolowanych podmiotów, lecz żaden z nich nie skorzystał z oferty kredytowej, gdyż koszty kredytów były wyższe niż w innych bankach.

Motywacja ta była nietrafna, albowiem udzielanie przez Bank akcjonariuszom kredytów na warunkach korzystniejszych niż innym klientom byłoby nielegalne w świetle art. 97 ust. 2 ustawy z dnia 31 stycznia 1989 r. Prawo bankowe³⁰. Podobnie nietrafne okazały się pozostałe inwestycje kapitałowe, z których udziałowcy lub posiadacze akcji otrzymali niewspółmiernie niską dywidendę lub nie otrzymali jej wcale. Przyczyną tej sytuacji był brak - lub pobieżność przeprowadzanych analiz opłacalności inwestycji kapitałowych. W grupie kontrolowanych inwestorów (podmiotów, które nabyły udziały lub akcje) tylko dwóch uznało w trakcie kontroli, że poczynione inwestycje były korzystne.

3.1.4. Działania restrukturyzacyjne

W 3 spośród ośmiu kontrolowanych przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną nie przeprowadzono żadnych zmian ukierunkowanych na wydzielenie ze struktur przedsiębiorstwa

³⁰ Dz.U. z 1992 r. Nr 72, poz. 359 ze zm.

komórek organizacyjnych działalności pomocniczej. Były to Elektrownie: Turów, Rybnik i Kozienice.

I tak:

- w Elektrowni Turów przygotowania do restrukturyzacji w różnych wariantach były podejmowane od 1991 r. Między innymi w 1995 r. Zespół powołany przez dyrektora przygotował projekt wydzielania ze struktur elektrowni zespołu szkół, bloku żywieniowego, remontowego i obsługi finansowej. Propozycje te nie spotkały się z akceptacją organizacji związkowych i rady pracowniczej. Także w 1996 r. załoga w zorganizowanym referendum wypowiedziała się przeciwko planom przekształcenia przedsiębiorstwa w spółkę prawa handlowego,
- w Elektrowni w Rybniku brak działań restrukturyzacyjnych kierownictwo tłumaczyło dokonaniem częściowych zmian przed 1992 r. oraz przewidywaniem, iż ewentualne nowo powstałe spółki pracownicze nie miałyby realnych możliwości konkurowania z silnymi, wyspecjalizowanymi firmami.
- działania w Elektrowni Kozienice ograniczyły się do sprzedaży użytkowanych przez pracowników boksów garażowych, przygotowania dokumentacji w celu przekazania organom samorządowym mieszkań zakładowych oraz wydzierżawienia stołówki. Wydzielenia produkcji pomocniczej nie dokonano, gdyż zawarta w dniu 5 sierpnia 1996 r. umowa ze związkami zawodowymi uwarunkowała zgodę na dokonanie zmian od zapewnienia miejsc pracy w ewentualnie powstałych spółkach dla 75 pracowników, dotychczas zatrudnionych w wydziałach, które byłyby objęte restrukturyzacją. Do czasu zakończenia kontroli (listopad 1996 r.) kwestia ta nie została rozstrzygnięta.

W pozostałych przedsiębiorstwach ze struktur organizacyjnych wydzielano do spółek z ograniczoną odpowiedzialnością obsługę remontową, transportową i zaopatrzenie.

Na przykład:

- zgodnie z koncepcją restrukturyzacji opracowaną w 1991 r., w Zespole Elektrociepłowni Wrocław wniesiono udziały do 4 spółek (po 49 % ich kapitału zakładowego), z którymi podpisano umowę o współpracy oraz umowy najmu i dzierżawy. Spółki mogły w trybie bezprzetargowym otrzymywać zlecenia na roboty o wartości do 50 % potrzeb Zespołu. Restrukturyzacja objęto także gospodarkę mieszkaniową, w wyniku czego w 1993 i 1994 r. przekazano spółdzielniom mieszkaniowym 580 mieszkań zakładowych i hotel robotniczy, a w 1996 r. wydzierżawiono osobie fizycznej ośrodek wypoczynkowy. Na podstawie porozumień kadrowych w latach 1992-1996 przekazano do ww. spółek 524 osoby, a dalsze 96 osób odeszło do innych firm, zmniejszając łącznie stan zatrudnienia o 620 osób,
- w Elektrociepłowni Białystok S.A. w latach 1991-1996 na bazie wydziałów pomocniczych utworzono 14 spółek z o.o., z których jedna przekształciła się w 1996 r. w spółkę akcyjną. Do spółek przeszło łącznie 220 pracowników. Elektrociepłownia posiadała w tych spółkach od 10 % do 100 % udziałów. Ze spółkami zawierano umowy m.in. o świadczenie usług transportowych, diagnostyki urządzeń technicznych, przygotowanie i realizację przedsięwzięć inwestycyjnych, nadzoru nad pracami remontowymi, zaopatrzenia w części zamienne i prowadzenia gospodarki magazynowej.

Pomimo, iż powstałe spółki stały się samodzielnymi podmiotami gospodarczymi, kontrolowane podmioty stosowały wobec nich preferencje polegające m.in. na stosowaniu

niższych stawek czynszu za wynajmowane pomieszczenia, zlecaniu robót w trybie bezprzetargowym, a nawet na ponoszeniu częściowych kosztów wynagrodzeń pracowników zatrudnionych w tych spółkach.

Na przykład:

- Zespół Elektrociepłowni Wrocław S.A. zgodnie z opracowanymi na własne potrzeby „Zasadami zlecania robót i usług spółkom serwisowym”, zlecał spółkom w których miał udziały, roboty w trybie bezprzetargowym do 50 % potrzeb Zespołu Elektrociepłowni, mimo że w latach 1992-1994 stawki kalkulacyjne stosowane przez te spółki były wyższe od stosowanych przez innych usługodawców. Natomiast stawki czynszu za wynajmowane powierzchnie biurowe, płace i magazyny ww. spółkom były średnio o 46 % niższe niż stosowane przez Zespół wobec innych podmiotów,
- w Elektrociepłowni Białystok S.A. w umowach lub porozumieniach zawartych ze spółkami powstałymi w wyniku restrukturyzacji ustalono między innymi, że w okresie 5 lat od daty podjęcia przez spółkę działalności Elektrociepłownia ponosić będzie koszty nagród jubileuszowych wypłacanych pracownikom, a w przypadku postawienia spółki w stan likwidacji lub upadłości w ciągu 5 lat od jej powstania Elektrociepłownia zatrudni ponownie pracowników spółki, którzy uprzednio pracowali w Elektrociepłowni,
- Ta sama Elektrociepłownia zawarła z 3 spółkami powstałymi w wyniku restrukturyzacji umowy, w których spółki te uzyskały prawo wyłączności w realizowaniu zadań: prowadzenia przedsięwzięć realizacyjnych, nadzoru inwestorskiego, zaopatrzenia w materiały, części zamienne i zakupów inwestycyjnych, usług transportowych. Elektrociepłownia zobowiązała się także do zapłacenia spółce TEC kary umownej, w przypadku zlecenia usług transportowych innym podmiotom, natomiast Spółce APS, wykonującej prace projektowe, Elektrociepłownia zobowiązała się do wypłacania prócz ustalonego ryczałtu (88.100 zł miesięcznie) 1.000 zł na każdego nowego pracownika Spółki.

W grupie skontrolowanych przedsiębiorstw wytwórczych dwie elektrownie (tj. Turów i Zespół Elektrowni Ostrołęka) posiadały jeszcze status przedsiębiorstwa państwowego, pomimo iż zgodnie z „Harmonogramem działań w zakresie restrukturyzacji w podsektorach elektroenergetyki” dokonanie przekształceń winno być zakończone do 31 grudnia 1992 r., w przypadku elektrowni pracujących na węglu brunatnym i do 30 sierpnia 1993 r. w przypadku elektrowni pracujących na węglu kamiennym. Żadna z kontrolowanych elektrowni nie została przekształcona w spółkę w zaplanowanym terminie. Przykładowo Elektrownie Kozienice i Rybnik przekształcone zostały w spółki dopiero 1 października 1996 r. Kontrolowane elektrociepłownie - za wyjątkiem dwóch - przekształcone zostały natomiast w 1993 r.

Najbardziej zaawansowane działania prywatyzacyjne odnotowano w Elektrociepłowniach Warszawskich S.A. Dokonano tam wydzielenia ze Spółki działalności zaopatrzeniowej i gospodarki magazynowej. Do czasu zakończenia kontroli w grudniu 1996 r. trwało

wykonywanie analiz przedprywatyzacyjnych przez Instytut Zarządzania, pod nadzorem Zespołu powołanego przez b.Ministra Przemysłu i Handlu.

Z ustaleń kontroli wynika, że poza Zespołem Elektrociepłowni Wrocław S.A., pozostałe badane podmioty w podsektorze wytwarzania nie traktowały działań restrukturyzacyjnych jako instrumentu obniżania kosztów. Nie prowadzono w nich bowiem żadnych analiz opłacalności podejmowanych przedsięwzięć (analiza w Elektrociepłowniach Wrocławskich wykazała redukcję kosztów). Nie udało się także osiągnąć zaplanowanej redukcji zatrudnienia.

Na przykład:

- Biznes plan Elektrowni Halemba zakładał obniżenie zatrudnienia z 464 osób w roku 1992 do 350 w 1995 r. i do 300 osób w roku 1996. W rzeczywistości zatrudnienie w 1995 r. wynosiło 419 osób, a w I połowie 1996 r. 390 osób,
- W opracowaniu „Grupa Elektrowni Rybnik, Masterplan” proponującym zespół działań wspomagających restrukturyzację elektroenergetycznego stwierdzono, że 15 wydziałów nieprodukcyjnych zatrudnia 700 osób, a ich płace stanowią 40 % całkowitych kosztów płac w elektrowni. Przybliżone wolne moce na tych wydziałach wynoszą dla pracowników 19 %, a dla sprzętu 45 %. Stwierdzono ponadto, że zatrudnienie w elektrowni podobnej do Elektrowni Rybnik powinno wynosić 563 osoby, w tym w gospodarce materiałowej, administracji i remontach 308 osób. Na koniec września 1996 r. stan zatrudnienia wynosił 1.562 pracowników, a w latach 1993-1995 do podmiotów gospodarczych zależnych od elektrowni przeszło 86 pracowników.

3.2. PODSEKTOR PRZESYŁU

3.2.1. Stanowienie cen energii elektrycznej w obrocie pomiędzy wytwórcami, Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. i dystrybutorami.

Zgodnie z cytowanym rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 16 marca 1989 r. w sprawie upoważnienia organów administracji państwowej do określenia zasad opracowania norm kosztorysowych, ich wydawania oraz ustalania niektórych cen urzędowych, w okresie objętym kontrolą ceny urzędowe na energię elektryczną w obrocie pomiędzy przedsiębiorstwami wytwórczymi energetyki zawodowej, jednostką zajmująca się przesyłem i obrotem energią elektryczną oraz przedsiębiorstwami rozdziału i dostawy energii elektrycznej ustalał Minister Przemysłu i Handlu.

Kontrola wykazała, że proces stanowienia cen urzędowych w hurtowym obrocie energią elektryczną przez b. Ministra Przemysłu i Handlu nie był należycie przygotowany od strony

organizacyjnej. W kolejnych regulaminach organizacyjnych b. Ministerstwa Przemysłu i Handlu sposób realizacji tego zadania nie został szczegółowo określony.

Na przykład:

- w regulaminie organizacyjnym b. Ministerstwa Przemysłu i Handlu wprowadzonym zarządzeniem Ministra z dnia 19 sierpnia 1994 r., przypisano Departamentowi Instrumentów Realizacyjnych zadanie „prowadzenia prac dotyczących cen, w tym cen urzędowych nośników energii”, a Departamentowi Paliw i Energii „współudział przy tworzeniu cen nośników energii”, bez sprecyzowania sposobu jego wykonania. W praktyce działanie obu departamentów sprowadzało się do parafowania sporządzonych przez PSE S.A. wniosków o zmianę cen i towarzyszących im dokumentów oraz przedkładania ich Ministrowi do zatwierdzenia,
- w regulaminie organizacyjnym wprowadzonym zarządzeniem b. Ministra Przemysłu i Handlu z dnia 24 listopada 1995 r. Departamentowi Górnictwa, Energetyki i Paliw przypisano zadanie „prowadzenia prac związanych z cenami nośników energii”. Uszczegółowienie tak sformułowanego obowiązku nastąpiło dopiero w regulaminie organizacyjnym Departamentu z dnia 20 czerwca 1996 r., w którym „współudział przy opracowywaniu cenników i taryf energii elektrycznej” przypisano Zespołowi Regulacji Elektroenergetyki. Zespół ten - jak wynikało z wyjaśnień doradcy Ministra kierującego Zespołem - nie posiadał i nie posiada możliwości kadrowych do samodzielnego wykonywania prac związanych z opracowywaniem wniosków o ustalenie cen zarówno tych, które kierowane są do Ministra Finansów jak i tych, w których decyzję podejmował b. Minister Przemysłu i Handlu.

W latach 1994-1996 nie były również wykonywane ze strony b. Ministerstwa Przemysłu i Handlu żadne czynności kontrolne w podmiotach elektroenergetyki w zakresie niezbędnym dla realizacji zadania ustanawiania cen urzędowych w hurtowym obrocie o energię elektryczną.

Dla zapewnienia odpowiedniego nadzoru nad całokształtem spraw związanych z prawidłowym funkcjonowaniem krajowego systemu energetycznego, a w szczególności nad cenami energii elektrycznej b. Minister Przemysłu i Handlu decyzją nr 8 z dnia 24 marca 1994 r. powołał Radę ds. Cen Transferowych w Systemie Elektroenergetycznym, która miała być organem opiniodawczym i doradczym. Do zadań Rady określonych w decyzji należała analiza i monitorowanie hurtowego obrotu energią elektryczną oraz uczestników tego rynku w imieniu Ministra Przemysłu i Handlu, a w szczególności:

- przygotowanie projektów decyzji i projektów cen energii elektrycznej i usług w obrocie hurtowym, zwłaszcza pod względem zgodności ich kalkulacji z zasadami i założeniami zatwierdzonymi przez Ministra Przemysłu i Handlu oraz przygotowanie na ich podstawie projektów decyzji cenowych,
- przygotowanie projektów cen i taryf dla odbiorców finalnych, analizy odwołań lub propozycji korekt cen,
- analiza sytuacji finansowej w sektorze,

– mediacje w sporach między uczestnikami hurtowego rynku energią elektryczną.

W okresie objętym kontrolą w skład Rady wchodził przedstawiciel przedsiębiorstw wytwórczych, przesyłu, spółek dystrybucyjnych, Ministra Finansów, b. Ministra Przemysłu i Handlu oraz b. Urzędu Antymonopolowego - łącznie od 7 do 11 osób.

Kontrola ujawniła istotne nieprawidłowości w sposobie finansowania prac Rady. Ustalono bowiem, że na podstawie Decyzji Nr 17/95 Ministra Przemysłu i Handlu, zmieniającej Decyzję Nr 8, firmy uczestniczące w hurtowym obrocie energią elektryczną zobowiązane zostały do podpisania wielostronnych umów z Fundacją „Energetyka Polska” (z siedzibą w Warszawie) na świadczenie usług związanych z prowadzeniem kalkulacji cenowych przez firmę (bądź firmy) autoryzowane przez Ministra Przemysłu i Handlu oraz na świadczenie usług związanych z funkcjonowaniem Rady.

W ocenie Najwyższej Izby Kontroli zapis ten był sprzeczny z ustawą z dnia 25 września 1981 r. o przedsiębiorstwach państwowych^{31/}, która w art. 58-61 określa przypadki władczego działania organu założycielskiego w stosunku do przedsiębiorstwa państwowego. Obowiązek nałożony powyższą decyzją nie znajduje podstawy prawnej w przepisach ustawy o przedsiębiorstwach państwowych.

Fundacja „Energetyka Polska” nie realizowała bezpośrednio obsługi prac Rady i nie podpisywała umów z uczestnikami hurtowego obrotu energią elektryczną. Na podstawie ustnych porozumień pomiędzy przedstawicielami Fundacji i Centrum Informatyki Energetyki obsługę techniczno-organizacyjną prac Rady wykonywali pracownicy Centrum. W celu usankcjonowania tego stanu rzeczy w dniu 27 maja 1996 r. Dyrektor Departamentu Górnictwa Energetyki i Paliw b. MPiH pismem o sygn. DE/5/5/3604/96 polecił m.in. dyrektorom państwowych przedsiębiorstw uczestniczących w hurtowym obrocie energią elektryczną podpisanie umów o finansowanie prac Rady bezpośrednio z Centrum Informatyki.

W ocenie Najwyższej Izby Kontroli także treść tego pisma była sprzeczna z ustawą o przedsiębiorstwie państwowym.

Do 30 maja 1996 r. Centrum Informatyki Energetyki zawarło stosowne umowy z 35 podmiotami, które za obsługę prac Rady w 1996 r. wpłaciły po 3.904 zł (ryczałt) każdy. Podpisanie takich umów odmówiło natomiast 31 podmiotów.

Z ustaleń kontroli wynika, że Rada nie wykonywała w praktyce zadań przypisanych jej wymienioną Decyzją Nr 8/94 Ministra Przemysłu i Handlu. Było to m.in. konsekwencją wewnętrznej sprzeczności w zapisach decyzji albowiem z jednej strony przypisano Radzie rolę organu opiniodawczego i doradczego, z drugiej zaś - w pkt.pkt. 5 i 6 decyzji wyznaczono Radzie zadania wykonawcze polegające m.in. na przygotowywaniu projektów decyzji i projektów cen w hurtowym obrocie energią elektryczną pod kątem zgodności kalkulacji z zasadami ustalonymi przez Ministra, a także przygotowywanie projektów cen i taryf dla odbiorców finalnych. Rada ds. Cen Transferowych ograniczała się w swoich działaniach do zapoznawania się z wariantami kalkulacji cenowych i proponowanymi cenami oraz wyrażania opinii w drodze podejmowania uchwał. Opinie te były na ogół uwzględniane w treści ostatecznych decyzji cenowych. W latach 1994-1996 Rada odbyła 36 protokołowanych spotkań.

Całość prac merytorycznych związanych z kalkulacjami cenowymi i przygotowywaniem wniosków wykonywana była przez PSE S.A., posiadające w rozbudowanych strukturach organizacyjnych wyspecjalizowane komórki.

Na przykład:

- w regulaminie organizacyjnym Dyrekcji Obrotu Energią Elektryczną zatwierdzonym uchwałą Nr 11/6/95 Zarządu PSE S.A. z 2 lutego 1995 r. ustalono m.in., że „kalkulacje urzędowych cen w obrocie hurtowym dla wytwórców, dystrybutorów i przesyłu ...” oraz „... opiniowanie odwołań i wniosków wytwórców i dystrybutorów o zmianę cen...”, a także „...określanie skutków finansowych poszczególnych wniosków oraz ich wpływ na alokację wyniku między sektorami...” - prowadzić będzie Wydział Cen Energii, w skład którego wchodziły Zespoły: ds. Cen dla Wytwórców oraz ds. Cen dla Dystrybutorów, którym przypisano szczegółowe obowiązki.

PSE S.A. nie pozyskiwały bezpośrednio od uczestników hurtowego obrotu energią, danych niezbędnych do kalkulacji cen. Przy konstruowaniu wniosków korzystano z danych gromadzonych i systematyzowanych przez Centrum Informatyki Energetyki. Dla zapewnienia w przyszłości bezpośredniego dostępu (począwszy od 1995 r.) PSE S.A. umieszczały w umowach o dostawę energii zawieranych z wytwórcami i dystrybutorami energii stosowne klauzule o treści „PSE S.A., przygotowując dla Ministra Przemysłu i Handlu wnioski o ustalenie lub zmianę cen urzędowych energii elektrycznej, może zażądać od Zakładu Energetycznego (lub dostawcy), a Zakład Energetyczny (lub dostawca) ma obowiązek dostarczyć materiały i informacje niezbędne do sporządzenia wniosku, a w szczególności dokumentujące uzasadniony koszt prowadzenia

³¹ tj. Dz.U. z 1991 r., Nr 18, poz. 80 ze zm.

działalności lub usługi w układzie kalkulacyjnym...”. Także w kontraktach na moc, zawieranych z elektrowniami PSE S.A. zagwarantowały sobie dostęp do danych potrzebnych przy kalkulacji cen, poprzez umieszczenie klauzuli zobowiązującej wytwórców do przedstawienia bilansu za poprzedni rok, rachunku wyników, kompletnego sprawozdania finansowego oraz raportu niezależnego potwierdzającego rzetelność ww. dokumentów.

W ocenie Najwyższej Izby Kontroli faktyczna organizacja procesu kształtowania cen urzędowych w hurtowym obrocie energią elektryczną jest nieprawidłowa. W praktyce zasadniczym bowiem kreatorem cen zamiast b. Ministra Przemysłu i Handlu, któremu kompetencje te zostały powierzone ustawą, były Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., będące monopolistycznym pośrednikiem ulokowanym w szczególnym, strategicznym miejscu systemu elektroenergetycznego. Były Minister Przemysłu i Handlu wydający decyzje cenowe pozbawiony był natomiast realnych możliwości weryfikacji przedkładanych propozycji, a jego rola sprowadzona została w praktyce do autoryzowania projektów decyzji wypracowanych poza jego urzędem.

Decyzje b. Ministra Przemysłu i Handlu dotyczące ustalenia, zmian i korekt urzędowych cen energii elektrycznej w obrocie hurtowym były wieloelementowe³², stąd i same decyzje stanowiły obszerne dokumenty.

Na przykład:

- Decyzja Ministra Przemysłu i Handlu Nr 31/ceny/13/96 z 29 lutego zawierała w formie wykazów stanowiących 7 załączników 425 cen urzędowych energii elektrycznej w obrocie hurtowym, z których 132 były zmienne w każdym miesiącu.
- Decyzja Ministra Przemysłu i Handlu Nr 19/ceny/6/95 z 17 lutego 1995 r. zawierała w formie wykazów stanowiących 2 załączniki 1175 cen urzędowych energii elektrycznej w obrocie hurtowym.

Z punktu widzenia kryterium legalności negatywnie ocenić należy fakt, iż decyzje cenowe wydawane przez b. Ministra Przemysłu i Handlu obarczone były wadą prawną, gdyż nie zawierały uzasadnienia faktycznego ani pouczenia o możliwości odwołania, które są obligatoryjnym

³² decyzje obejmowały stawki opłat za energię elektryczną i moc dla rozliczeń między podmiotami wytwórczymi a PSE S.A., stawki opłat za usługi systemowe, stawki opłat dla rozliczeń między PSE S.A. a przedsiębiorstwami dystrybucyjnymi, opłaty przesyłowe dla rozliczeń pomiędzy PSE S.A. a wytwórcami i dystrybutorami, opłaty za przyłączenie do systemu przesyłowego, opłaty za infrastrukturę, za rezerwę systemową, za straty przesyłowe, za uruchomienie bloku z rezerwy, za podwyższone koszty pracy bloków poniżej minimum eksploatacyjnego i średniokrajowe stawki opłat w rozliczeniach usług tranzytowania energii.

elementem decyzji administracyjnej, zgodnie z art. 107 § 1 kodeksu postępowania administracyjnego.

W okresie objętym kontrolą podstawą kalkulacji cen energii elektrycznej oraz dokonywania rozliczeń były następujące dokumenty wprowadzone do stosowania przez b. Ministra Przemysłu i Handlu (nie publikowane):

1. Zasady rozliczeń między wytwórcami, PSE S.A. i spółkami dystrybucyjnymi w 1994 r.
2. Zasady hurtowego obrotu energią elektryczną w krajowym systemie elektroenergetycznym na rok 1995.
3. Zasady hurtowego obrotu energią elektryczną w krajowym systemie elektroenergetycznym na rok 1996.

Zgodnie z „Zasadami rozliczeń ... w 1994 r.” podstawą naliczania cen były indywidualne kalkulacje kosztowe poszczególnych uczestników rynku. W „Zasadach...” tych wprowadzono także mechanizm redystrybucji zysku zawarty w sformułowaniu: „jeżeli w ciągu danego roku rzeczywisty zysk PSE S.A. na obrocie energią elektryczną jest wyższy od zysku ustalonego wg pkt. 91 zasad rozliczeń, z uwzględnieniem zmian w poziomie kosztów, nadwyżka zysku podlega podziałowi między wytwórców, spółki dystrybucyjne i PSE S.A. (przesył). Decyzję o zagospodarowaniu nadwyżki zysku podejmuje Minister Przemysłu i Handlu. ...” Powyższy mechanizm redystrybucji stosuje się również wówczas, gdy zysk na obrocie energią elektryczną, kształtuje się poniżej wielkości ustalonej na dany rok”. Były Minister Przemysłu i Handlu mógł skierować część lub całość nadwyżki zysku, o którym mowa powyżej do imiennie określonych jednostek organizacyjnych elektroenergetyki z przeznaczeniem na realizację odrębnie ustalonych zadań, przedsięwzięć lub potrzeb.

Nowy model ustalania cen wprowadzono od 1995 r. Zgodnie z „Zasadami hurtowego obrotu ...” cena energii elektrycznej w taryfie hurtowej miała być ustalana w dwóch fazach (etapach) rozliczeniowych, tj. faza wstępna wg cen planowanych oraz - w fazie II - rozliczenie końcowe wg faktycznego wykonania. W „Zasadach ...” określono też sposób podziału zysku. I tak, „Jeśli w ciągu danego roku powstanie zysk PSE S.A. na obrocie energią elektryczną decyzję o jego zagospodarowaniu podejmuje Minister Przemysłu i Handlu. Nadwyżka zysku może być przeznaczona na zasilanie spółek dystrybucyjnych lub wytwórców i PSE S.A., pod warunkiem, że został ustalony udział spółek dystrybucyjnych w przychodach ze stopy finalnej”. Podobnie jak w 1994 r. powyższe zasady podziału zysku mogły być stosowane także wtedy, gdy zysk w obrocie

energią był niższy od wielkości ustalonej na dany rok. Również podobnie, jak w 1994 r. b. Minister Przemysłu i Handlu mógł skierować część lub całość nadwyżki zysku do imiennie określonych jednostek na realizację odrębnie ustalonych zadań, przedsięwzięć lub potrzeb. Nowością „Zasad ...” w 1995 r. było wprowadzenie analizy sytuacji finansowej spółek dystrybucyjnych i dopuszczenie możliwości stosowania przez b.Ministra Przemysłu i Handlu mechanizmu korygującego tę sytuację.

„Zasady hurtowego obrotu ... w 1996 r.” praktycznie nie zmieniły się w stosunku do roku 1995.

Realizacja wymienionych powyżej zasad, a zwłaszcza dwufazowość ich ustalania przynosiła w konsekwencji liczne zmiany cen w celu przywrócenia równowagi finansowej podmiotów podsektorów wytwarzania, przesyłu i dystrybucji. Mechanizm ten praktycznie z założenia wymagał wydawania decyzji z mocą wsteczną.

Na przykład:

- W 1994 r. Minister Przemysłu i Handlu wydał 16 decyzji cenowych, z których 15 z mocą wsteczną zmieniało ceny ustanowione decyzjami poprzednimi. Ceny obowiązujące w styczniu 1994 r. były zmieniane czterokrotnie.
- W 1995 r. Minister Przemysłu i Handlu wydał 10 decyzji cenowych, w tym 2 ustanawiające ceny i 8 zmieniających, w każdym przypadku z mocą obowiązującą wstecz od 1 do 3 miesięcy.
- W ciągu 3 kwartałów 1996 r. Minister Przemysłu i Handlu wydał 13 decyzji cenowych w tym 1 ustanawiającą ceny i 12 zmieniających ceny urzędowe, w każdym przypadku z mocą obowiązującą wstecz od 1 do 5 miesięcy.

Stosowanie w badanym okresie indywidualnych korekt cen dla uczestników hurtowego obrotu energią elektryczną powodowało konieczność kolejnych, licznych zmian cen. W 1994 r. wpłynęło 27 wystąpień o korektę cen, w 1995 r. - 92 wystąpienia, a do końca września 1996 r. - dalsze 62 wnioski, z których akceptację Rady ds. Cen Transferowych uzyskało 18.

W ocenie NIK podejmowane w tej sprawie przez b. Ministra Przemysłu i Handlu decyzje cenowe nie zawsze posiadały uzasadnienie ekonomiczne, a niekiedy obarczone były niekonsekwencją.

Na przykład:

- W styczniu 1994 r. Departament Energii i Paliw Stałych Ministerstwa Przemysłu i Handlu zwrócił się do PSE S.A. z poleceniem uwzględnienia kwoty 600 mln zł na rzecz Zakładu Energetycznego Płock S.A., 4,6 mln zł na rzecz Zakładu Energetycznego Kalisz S.A. i o „przedstawienie w terminie odwrotnym skorygowanej ceny energii elektrycznej zamówionej za miesiąc grudzień 1993 r.”, nie podając przyczyn i nie uzasadniając konieczności dokonania zmian. PSE S.A. skorygowane o powyższe kwoty ceny, przesłały do Ministra Przemysłu i Handlu, który wydał stosowną decyzję.

- W dniu 14 lutego 1994 r. ten sam Departament Energii i Paliw Stałych Ministerstwa Przemysłu i Handlu zwrócił się do PSE S.A. o uwzględnienie kwoty 300 mln zł na rzecz Zakładu Energetycznego Legnica S.A., kosztem Górnośląskiego Zakładu Energetycznego S.A. i „przedstawienie w terminie odwrotnym skorygowanej ceny energii elektrycznej, wyliczonej za miesiąc grudzień 1993 r. dla obydwu Zakładów”. Korekta miała zostać dokonana kosztem Górnośląskiego Zakładu Energetycznego S.A. Podnieść należy, że Zakład ten figurował w wykazie spółek, w których występował znaczący udział trudnych należności (z uwagi na zamrożenie należności u odbiorców finalnych, którzy przystąpili do postępowań ugodowych, układowych bądź upadłościowych) i z tej przyczyny kilka dni wcześniej - decyzją Nr 5/Ceny/1/94 z 25 stycznia 1994 r. otrzymał obniżenie ceny zakupu energii aż o 87,7 %. Kalkulacja wykonana przez PSE S.A. polegająca na przeliczeniu ceny energii zgodnie z dyrektywami Departamentu Energii i Paliw Stałych, została przesłana do Ministra Przemysłu i Handlu, który wydał stosowną decyzję.
- W końcu grudnia 1994 r. Departament Paliw i Energii zwrócił się do PSE S.A., aby kosztem przychodów trzech wytwórców (Elektrownia Turów, Elektrownia Opole i Elektrownia Jaworzno III) oraz PSE S.A. zwiększyć przychód sześciu spółek dystrybucyjnych (ok. 12 mln zł). PSE S.A. wykonały kalkulację polegającą na uwzględnieniu w cenach kwot określonych przez Ministerstwo Przemysłu i Handlu, zwracając jednak uwagę, iż „skorygowane ceny skalkulowane zostały z odstępstwami od pkt 96 „Zasad rozliczeń ... w 1994 r.”. Mimo to Minister Przemysłu i Handlu stosowną decyzję podjął.

NIK nie neguje generalnych założeń modelu kreacji cen hurtowych zakładającego ich zróżnicowanie w celu wyrównywania warunków funkcjonowania poszczególnych podmiotów sfery elektroenergetyki. Jednak stosując kryterium celowości NIK negatywnie ocenia przypadki instrumentalnego traktowania mechanizmów cenotwórczych w celu doraźnego zażegnania trudności finansowych poszczególnych podmiotów. Stwierdzono, że działania takie dokonywane były bez analizy przyczyn powstania takich trudności finansowych, a nawet wtedy gdy trudności te spowodowane były subiektywnymi przyczynami leżącymi po stronie danego podmiotu.

Na przykład:

- na posiedzeniu Rady ds. Cen Transferowych w dniu 29 stycznia 1996 r. podjęto uchwałę o „wyłączeniu z korekty ceny energii za grudzień 1995 r. Zakładu Energetycznego Gdańsk S.A.” z powodu nałożonego na spółkę obowiązku podatkowego od wzrostu wynagrodzeń wraz z odsetkami, przez Urząd Kontroli Skarbowej w Gdańsku”,
- na tym samym posiedzeniu Rady zaproponowano obniżenie kosztu zakupu energii elektrycznej dla Zakładu Energetycznego Koszalin S.A. o 1,4 mln zł i dla Zakładu Energetycznego Elbląg S.A. o 1,5 mln zł - „dla umożliwienia w tych spółkach wypłat nagród dla załogi w wysokości odpisu podstawowego”,
- również w tym dniu Rada postanowiła rekomendować utworzenie rezerwy w kwocie 7,7 mln zł „dla podziału dla wytwórców o najgorszym wyniku finansowym w 1995 r”. przy czym w przedstawionych Radzie dokumentach brak było analizy przyczyn niezadowolających wyników finansowych.

Przedstawiony powyżej mechanizm faktycznego ustalania poziomu cen urzędowych w ocenie NIK podważał zasady ustanawiane corocznie w formie odrębnych dokumentów. Powodowało to niestabilność warunków funkcjonowania podmiotów uczestniczących

w hurtowym obrocie energią elektryczną i uniemożliwiało obiektywną ocenę podmiotów uczestniczących w tym obrocie przez pryzmat wyników ekonomicznych. Osłabiało też motywację do racjonalnego gospodarowania, w tym obniżki kosztów.

W toku kontroli stwierdzono ponadto, że wbrew postanowieniom art. 24 cyt. ustawy w ocenach, b. Minister Przemysłu i Handlu do dnia zakończenia kontroli nie przekazał do publikacji w Dzienniku Urzędowym Cen, wydawanym przez Ministra Finansów, żadnego z wykazów stanowiących przez siebie urzędowych cen i opłat.

3.2.2. Umowy PSE S.A. z wytwórcami energii elektrycznej

Zgodnie z zaakceptowanymi przez Radę Ministrów w dniu 20 maja 1992 r. harmonogramami działań w zakresie restrukturyzacji sektora energetycznego do dnia 31 grudnia 1992 r. miały być przygotowane zasady zawierania umów na obrót hurtowy pomiędzy elektrowniami a PSE S.A. oraz pomiędzy PSE S.A. a dystrybutorami. Zawarcie stosownych umów przewidywano w terminie do 31 grudnia 1993 r.

W okresie objętym kontrolą w obrocie pomiędzy przedsiębiorstwami wytwórczymi a PSE S.A. funkcjonowały dokumenty zawierające różnie sformułowane warunki umowne zakupu i sprzedaży energii. Ich klasyfikacja i uproszczona charakterystyka przedstawia się następująco:

- porozumienia - podpisane w 1994 r. na okres jednego roku dokumenty zawierające wyłącznie wielkości dostaw;
- kontrakty długoterminowe - zawierane począwszy od 1994 r. umowy na okres od kilku do kilkunastu lat, w których przedsiębiorstwa wytwórcze zobowiązywały się do wykonania robót modernizacyjnych (lub budowy nowego bloku), PSE S.A. zaś do zakupu mocy i energii po określonych cenach, zapewniając w ten sposób ciągłość finansowania robót;
- umowy średnioterminowe - na zakup energii w okresie czteroletnim po cenach stanowiących w oparciu o corocznie wydawane „Zasady obrotu hurtowego...”;
- umowy krótkoterminowe - zawierane na natychmiastową dostawę energii.

3.2.2.1. Kontrakty długoterminowe

W czerwcu 1994 r. Podsekretarz Stanu w b. Ministerstwie Przemysłu i Handlu poinformował zainteresowane podmioty gospodarcze o zamiarze wprowadzenia z dniem 1 stycznia 1995 r. zasad przetargów na zakup energii elektrycznej od producentów. Wynikiem wyboru ofert miało być podpisanie długoterminowych kontraktów na dostawę energii opartych o programy techniczno-ekonomiczne modernizacji i rekonstrukcji źródeł energii. Warunkiem zapewnienia porównywalności ofert miało być określenie rzeczywistej wartości majątku trwałego w energetyce. Procedura oszacowania tego majątku miała być zakończona do 15 listopada 1994 r. Przetargi, o których mowa powyżej, miały być elementem konkurencji pomiędzy podmiotami podsektora wytwarzania, której celem było zapewnienie możliwie dużej sprzedaży przyszłej produkcji energii.

Kluczowym warunkiem powodzenia zamiaru wprowadzenia przetargowego systemu zawierania umów było określenie wartości majątku wszystkich firm sektora elektroenergetyki. Prawidłowe oznaczanie wartości majątku wytwórców energii było istotne ze względu na konieczność:

- urealnienia rzeczywistego potencjału wytwórczego;
- określenia potencjalnej zdolności kredytowej poszczególnych podmiotów.

Zgodnie ze statutowym zadaniem PSE S.A. gromadzenia i gospodarowania środkami na budowę i modernizację elektrowni, do zbierania niezbędnych danych w zakresie wyceny majątku b. Minister Przemysłu i Handlu w lipcu 1994 r. wyznaczył PSE S.A. Poleciał jednocześnie tej spółce zawarcie umowy z firmą EM&CA z Warszawy na koordynację prac związanych z wyceną majątku. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. nie wywiązały się z nałożonego zadania w przewidzianych terminie (15 listopada 1994 r.). Przyczyną było opóźnienie w przekazaniu wyników prac przez firmę EM&CA.

Równocześnie z pracami nad wyceną majątku, PSE S.A. przygotowywało zasady i procedury przetargowe, to jest harmonogram przetargów, potrzeby systemowe, wymaganą treść ofert wraz z terminami ich składania oraz zasady wyboru oferentów. Zakończenie przyjmowania ofert miało nastąpić 5 stycznia 1995 r. a wybór najlepszych propozycji do 27 lutego 1995 r.

Na ogłoszony przetarg, do dnia 5 stycznia 1995 r. wpłynęło 39 ofert, w tym 17 dotyczących inwestycji w ochronę środowiska oraz budowy nowych elektrowni systemowych

oraz 22 oferty dotyczące modernizacji i budowy nowych elektrociepłowni, w tym głównie wykorzystujących gaz. W ocenie PSE S.A., zawartej w piśmie z 6 stycznia 1995 r. skierowanym do Podsekretarza Stanu w MPiH, wyniki procedury zbierania ofert wykazały, że już ówczesnie istniał potencjalny w pełni konkurencyjny rynek wytwórców energii ubiegających się o kontrakty. Wywiedziono z tego wniosek o konieczności zmiany obowiązujących w 1994 r. „zbyt pasywnych” zasad rozliczeń, nadmiernie ochraniających nieefektywnych wytwórców. Postulowanym kierunkiem zmian było ograniczanie zakupu mocy i energii od wytwórców nieefektywnych w celu zwolnienia środków na realizację nowych, efektywnych projektów.

Kontrola wykazała, że ostatecznej ocenie selekcyjnej (prowadzonej do czerwca 1995 r.) poddano oferty 18 elektrowni i 23 elektrociepłowni (uwzględniono 3 oferty złożone po terminie, nie rozpatrywano zaś jednej, zgłoszonej w terminie, ale niekompletnej). Po dokonaniu ocen, do dalszych negocjacji skierowano 31 ofert. Z liczby tej do 30 września 1996 r. podpisano 13 kontraktów, a łączna liczba zawartych kontraktów w tym okresie wyniosła 19 albowiem z 2 wytwórcami kontrakty podpisano już w 1994 r. a z 4 dalszymi w 1995 r. - poza przetargiem. Łączna moc objęta kontraktami wyniosła 8.612 MW. Czas obowiązywania kontraktów był zróżnicowany i sięgał 1999 r. w przypadku Elektrowni w Rybniku i Elektrociepłowni Zielona Góra oraz 2012 r. w odniesieniu do Elektrowni Opole.

Typowe unormowania zawarte w kontraktach wyróżnić można na przykładzie umowy zawartej z Elektrownią Turów. Stanowiły one, że:

- Elektrownia Turów dostarczy i sprzeda, a PSE S.A. odbierze i zakupi moc dyspozycyjną każdego z pozostających w dyspozycji Elektrowni Turów bloków oraz energię elektryczną netto.
- Płatności za moc powinny pokrywać w całości przewidywane koszty stałe Elektrowni Turów, w tym koszty obsługi finansowej kredytów zaciągniętych na modernizację obiektu i niezbędny zysk, zaś płatności za energię elektryczną powinny pokrywać przewidywane koszty zmienne.
- Rzeczywisty poziom płatności będzie uzależniony od dotrzymania przez Elektrownię Turów gwarantowanej mocy osiągalnej netto i dyspozycyjności bloków.
- Przewidywano kary płacone przez Elektrownię za niedostarczenie odpowiedniej ilości energii lub nieutrzymanie mocy.
- Przewidziano również kary płacone przez PSE S.A. za nieodebranie minimalnej ilości energii zagwarantowanej umową.

- Przewidziano odszkodowania dla PSE za nieterminowe zakończenie budowy.

Krytycznie pod względem legalności ocenić należy fakt, że wytyczne Ministra Przemysłu i Handlu z grudnia 1995 r. przewidywały umieszczenie w kontraktach zobowiązań wytwórców do przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego w spółkę prawa handlowego oraz do opracowania programu wewnętrznej restrukturyzacji zapewniającej wzrost efektywności ekonomicznej, z uwzględnieniem racjonalizacji zatrudnienia.

Próba narzucenia przez Ministra takiego ukształtowania warunków umownych w ocenie NIK sprzeciwia się cywilistycznej zasadzie swobodnego kształtowania stosunków umownych i sprzeciwia się właściwości tych stosunków (art. 353¹) k.c.

Łączne wieloletnie zobowiązania finansowe PSE S.A. z tytułu zawartych kontraktów wynoszą ok. 38 mld zł, z czego na 1996 r. przypadało ponad 2,5 mld zł, a w 1999 r. kwota osiągnięć pułap ponad 4,8 mld zł. Ponad poziom uznawany w literaturze ekonomicznej za bezpieczny³³, tj. 25 % wzrastać będzie udział zobowiązań PSE S.A. w łącznych przychodach tej Spółki. O ile w 1995 r. wynosił on 14,5 %, to plan na 1996 r. przewidywał już 21,9 %, a projekcja na 1997 r. zakładała aż 32,7 %. Szczególnie niekorzystnym jest zbieg wzrostowej tendencji powyższego wskaźnika z pogarszającymi się wynikami finansowymi PSE S.A.

I tak:

- W 1995 r. obciążenie kosztów PSE S.A. zakupami mocy i energii elektrycznej miało wynieść według planu 981.986 tys. zł, a faktycznie wniosło 1.278.382 tys. zł. Zamiast przewidywanego zysku brutto w wysokości 53.481,7 tys. zł uzyskano tylko 34.041 tys. zł. Jeszcze gorsze wyniki spodziewane są w 1996 r. Przewidywany zysk brutto miał wynieść 13.172,1 tys. zł, a w okresie I-XI.1996 r. odnotowano zysk brutto tylko w wysokości 8.607,2 tys. zł. W całej branży energetycznej zysk brutto wyniósł w 1995 r. 1.720.600 tys. zł, a w 1996 r. ma spaść do poziomu 905.700 tys. zł.

Powyższe przesądziło w konsekwencji o braku możliwości podpisywania przez PSE S.A. w 1997 i 1998 roku dalszych kontraktów. Powstała w wyniku „przegrzania koniunktury” sytuacja, w której wstrzymano podpisywanie dalszych kontraktów, stworzyła zagrożenie dla wdrażanych rynkowych mechanizmów funkcjonowania podmiotów w elektroenergetyce. Zagwarantowanie tylko niektórym wytwórcom cen pokrywających pełne koszty stałe i zmienne, przy braku instrumentów ograniczających wzrost tych kosztów, może powodować naciski ze strony pozostałych wytwórców na podnoszenie cen zakupu mocy i energii. Już w chwili obecnej poziom obciążenia przychodów PSE S.A. zobowiązaniami kontraktowymi jest wysoki. W sytuacji braku

³³ por. Bień Witold „Czytanie bilansu przedsiębiorstwa” Warszawa, „Finans-service” 1994 r.

szczegółowych prognoz wzrostu cen dla odbiorców finalnych (tzw. ścieżki cenowej) niemożliwe jest precyzyjne określenie przyszłych przychodów branży. W przypadku wystąpienia strat w PSE S.A. zasłaby więc konieczność redystrybucji przychodów innych podmiotów na rzecz PSE S.A., co oznaczałoby w praktyce kasację mechanizmów rynkowych. Niezależnie zaś od powyższego realne jest wywieranie presji na podniesienie urzędowych cen energii dla odbiorców finalnych lub - w przypadku ich uwolnienia - wzrost powodujący impuls inflacyjny.

3.2.2.2. Umowy średnioterminowe

Zakup mocy i energii od wytwórców, którzy nie zawarli kontraktów następował na podstawie czteroletnich umów średnioterminowych. Poziom cen gwarantowany w tych umowach oparty był na kosztach standardowych, wyliczonych zgodnie „Z zasadami hurtowego obrotu...” na 1995 r. i kolejne. Opisane w rozdziale dotyczącym zasad kształtowania cen niniejszej „Informacji...” ustalenia kontroli dotyczące stosowania wielokrotnych zmian cen i zindywidualizowanych korekt mających na celu redystrybucję nadwyżek przychodów nad kosztami wskazują jednak, że w rzeczywistości poziom cen odpowiadał nie standardowym (uzasadnionym) a raczej historycznym (rzeczywiście poniesionym) kosztom.

Negocjacje w sprawie podpisania umów średnioterminowych PSE S.A. rozpoczęły się w 1994 r., ale pierwszą umowę zawarto dopiero 30 marca 1995 r. (z Elektrownią „Połaniec”) natomiast ostatnią (z Elektrownią „Skawina”) 1 lipca 1996 r. Przyczynami przeciągających się negocjacji były:

- brak zgody wytwórców na stopniowo ograniczoną kontraktację energii elektrycznej w kolejnych latach umowy średnioterminowej - (4 wytwórców),
- sposób osobnego rozliczania bloków 200 MW i 500 MW (Elektrownia Kozienice),
- sprzeczne stanowiska w sprawie kar umownych (Zespół Elektrowni Pątnów - Adamów - Konin).

Do czasu zawarcia umów średnioterminowych sprzedaż mocy i energii przez wytwórców do wspólnej sieci odbywała się w sposób sprzeczny z cytowaną ustawą o gospodarce energetycznej. I tak, wg stanu na dzień 1 stycznia 1994 r. 23 elektrownie bądź elektrociepłownie sprzedawały moc i energię bez zawarcia jakiejkolwiek umowy, co naruszało art. 24 ust. 1 ustawy. Pozostałe podmioty wytwórcze, w tym 13 z wyżej wymienionej liczby, zawarły przed - lub w ciągu 1994 r. tzw. porozumienia z PSE S.A., określające wyłącznie wielkość dostaw.

Porozumienia te nie odpowiadały więc wymogom określonym w art. 24 ust. 2 ustawy, albowiem nie określały jakości, niezawodności, terminowości dostawy i odbioru oraz odpowiedzialności stron za niedotrzymanie warunków umowy.

Warunki podpisanych umów średnioterminowych gwarantowały zakup mocy i energii na poziomie:

- 80-85 % z elektrowni pracujących na węglu brunatnym,
- 70-75 % z elektrowni systemowych na węglu kamiennym,
- 90 % z elektrociepłowni.

Ogółem w 1995 r. PSE S.A. zakontraktowało produkcję energii elektrycznej na poziomie 46 594 489 MWh. W rzeczywistości PSE S.A. zakupiło 59 348 602 MWh energii od dostawców objętych umowami i 27 255 212 MWh od pozostałych. Do 31 października 1996 r. umową objęto 54 922 297 MWh energii, a faktycznie PSE S.A. zakupiło 67 981 335 MWh. W czasie obowiązywania umów PSE S.A. tylko jeden raz nie wywiązały się z obowiązku zakupu energii (w II kwartale 1996 r. od Elektrowni Kozienice). Elektrownia ta zrezygnowała jednak z roszczeń w stosunku do odbiorcy.

W badanym okresie PSE S.A. nie zawarło z wytwórcami żadnej umowy krótkoterminowej. Zakup energii od wytwórców, z którymi zawarto kontrakty bądź umowy ponad poziom z nich wynikający jest rozliczany po cenie wymienionej w umowie. Jednostkowa cena nadwyżki kupionej mocy stanowi natomiast ułamkową część ceny umownej, tj. 0,05 z umowy średnioterminowej i 0,01 ceny z kontraktu.

Ogółem wielkość mocy zainstalowanej zakupionej przez PSE wg stanu na 30.09.1996 r. przedstawiono w tabl. 4.

Tablica 4. Moc zainstalowana zakupiona przez PSE SA

	MW	%
Moc zainstalowana zakupiona prze PSE SA od elektrowni ciepłych i wodnych	29 594,0	100,0
moc zainstalowana objęta kontraktami w tym:	23 776,4	80,3
- długoterminowymi	3 663,3	12,4
- średnioterminowymi	19 792,9	66,8
- specjalnymi	320,2	1,1
Moc zainstalowana objęta rynkiem ofertowym	5 817,6	19,7

3.2.2.3. Ekonomiczny Rozdział Obciążeń (ERO)

W okresie od 1994 r. do końca kwietnia 1995 r. w planowaniu pracy urządzeń elektrowni stosowane były zasady tzw. Ekonomicznego Rozdziału Obciążeń. Metoda ta w przypadku ruchu przerywanego (tzn. naprzemiennego uruchamiania i odstawiania urządzeń) polegało na takim doborze agregatów wytwórczych do włączenia i takim rozdziale obciążeń na poszczególne agregaty, aby zminimalizować koszty zmienne w elektrowniach, a przez to w całej branży (w pierwszej kolejności wykorzystywano dostawców najtaniej produkujących). Począwszy od 1 maja 1995 r. PSE S.A. wprowadziły jako kryterium decydujące o wyborze dostawcy przez Krajową Dyspozycję Mocy, cenę oferowaną na rynku giełdowym. Oznaczało to jakościową zmianę podejścia do sposobu planowania ruchu, gdyż system cen ofertowych w swojej istocie podporządkowany jest minimalizacji kosztów zakupu energii od wytwórców przez PSE S.A., a nie jak poprzednio minimalizacji kosztów wytwarzania. Tak więc w systemie cen ofertowych o kolejności uruchomienia bloków i długości ich pracy decyduje cena proponowana przez wytwórcę bez względu na faktyczne koszty ich wytworzenia. Im niższa jest cena tym agregat jest częściej uruchamiany i dłużej pracuje.

Wprowadzenie nowych zasad w ocenie NIK wzbudza zastrzeżenia z punktu widzenia celowości, albowiem nie odpowiada zobowiązaniom PSE S.A. do zakupu energii po cenach ustalonych w kontraktach i umowach. Na rynku giełdowym ceny za moc i energię mogą być

niższe niż wynikające z umów czy kontraktów, co powodowałoby, że agregaty u wytwórców objętych umowami (bądź kontraktami) nie będą uruchamiane. Spowoduje to niewywiązanie się PSE S.A. z zakupów umownych minimalnych wielkości energii i mocy, a w konsekwencji konieczność uiszczania kar umownych. Zagrożenie to dostrzeżone zostało przez dyrektora Krajowej Dyspozycji Mocy, który w piśmie z dnia 22 lipca 1996 r. skierowanym do Prezesa Zarządu PSE S.A. wskazał, iż przy obowiązujących zasadach ofertowych nie będzie możliwa realizacja umów i kontraktów. W piśmie tym dyrektor KDM zaproponował wprowadzenie takiego ograniczenia w systemie ofertowym, aby zapewnić minimalne zakupy wynikające ze zobowiązań umownych. Z ustaleń kontroli wynika, że pismo to pozostało bez reakcji adresata.

Wskazane powyżej przesłanki oraz poczynione ustalenia w zakresie stosowanej praktyki stanowienia cen, pozwalają na wyrażenie poglądu, iż ceny ofertowe mogą być ostatecznie tylko cenami wstępnymi, rzeczywiste zaś ceny jakie uzyska wytwórca, będą ponownie cenami ustalonymi pod kątem zapewnienia dodatniego wyniku finansowego wszystkich podmiotów podsektora wytwarzania.

3.2.3. *Finansowanie rezerw paliw w elektrowniach i elektrociepłowniach*

Jednym z celów statutowych PSE S.A., mieszczących się w grupie zadań powierzonych przez Ministra Przemysłu i Handlu jest „podejmowanie działań na rzecz utrzymania rezerw paliw w elektrowniach”.

Z ustaleń kontroli wynika, że w 1994 r. w cenach energii i mocy elektrycznej obowiązujących w rozliczeniach pomiędzy wytwórcami a PSE S.A. uwzględniono koszty obsługi kredytów zaciągniętych na gromadzenie i utrzymanie ponadnormatywnych zapasów węgla kamiennego w łącznej kwocie 42,8 mln zł. W latach 1995 i 1996 wytwórcy otrzymali natomiast z tytułu kosztów finansowych poniesionych na utrzymanie tych zapasów odpowiednio 43,9 mln zł oraz 28,9 mln zł.

W procesie decyzyjnym dotyczącym kształtowania wielkości zapasów ponadnormatywnych wystąpiły istotne nieprawidłowości. I tak, w 1994 r. zgodnie z p. 72 „Zasad rozliczeń między wytwórcami, PSE S.A. i spółkami dystrybucyjnymi”, które zostały zatwierdzone przez Ministra Przemysłu i Handlu, poziom zapasów dla poszczególnych wytwórców miał być określony przez Krajową Dyspozycję Mocy PSE S.A. i zatwierdzony przez Ministra. Tymczasem

już w lipcu 1994 r. Departament Energii i Paliw Stałych MPIH przesłał do PSE S.A. obowiązujący wykaz poziomów zapasów dla poszczególnych wytwórców.

W 1995 r. w p. 111 „Zasad hurtowego obrotu energią elektryczną w krajowym systemie elektroenergetycznym na rok 1995”, zatwierdzonych przez Ministra Przemysłu i Handlu ustalono, że wielkość zapasów dla poszczególnych wytwórców na sezon zimowy 1995/1996 opracuje PSE S.A. w porozumieniu z wytwórcami i przedłoży do zatwierdzenia Ministrowi Przemysłu i Handlu.

W maju 1995 r. Departament Paliw i Energii Ministerstwa Przemysłu i Handlu przesłał ustalenia zatwierdzone przez Sekretarza Stanu w Ministerstwie Przemysłu i Handlu, w których zdecydowano, że w 1995 r. utrzymuje się obowiązek tworzenia zapasów na sezon jesienno-zimowy 1995/1996 wg zasad i na poziomie ustalonym w 1994 r. oraz zobowiązano Prezesa Zarządu PSE S.A. do przygotowania procedury wdrożenia obowiązku tworzenia zapasów. PSE S.A. przygotowały co prawda projekt decyzji Ministra Przemysłu i Handlu łącznie z załącznikiem postulującym wielkość zapasów - lecz projekt ten nie został przez Ministra zatwierdzony. Pomimo braku zatwierdzenia, PSE S.A. dla rozliczenia kosztów obsługi kredytów zaciągniętych na gromadzenie zapasów węgla, posługiwały się jako danymi wyjściowymi ilościami zapasów ustalonymi w projekcie.

Różnice przedstawione są w tablicy 5:

Tablica 5. Zapasy węgla w sezonie 1995/1996 [w tys. ton]

1995	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Ilość węgla wg ustaleń Ministra Przemysłu i Handlu	4043	5057	6388	7225	7225	6333	5781
Ilość węgla wg projektu decyzji PSE SA	3648	4616	5943	7061	7212	6772	6113
Różnica	395	441	445	164	13	-439	-332

Działanie to naruszało zasadę legalności, gdyż było sprzeczne z obowiązującą decyzją Sekretarza Stanu w Ministerstwie Przemysłu i Handlu dotyczącą tworzenia zapasów na sezon 1995/1996 na poziomie roku poprzedniego.

Sprawa wielkości zapasów węgla kamiennego na sezon zimowy 1996/1997 omówiona została w p. 116.1 „Zasad hurtowego obrotu energią elektryczną na rok 1996” zatwierdzonych przez Ministra Przemysłu i Handlu, gdzie ustalono, że wielkość zapasów węgla dla poszczególnych wytwórców na sezon zimowy 1996/97 przyjmuje się na poziomie ustalonym dla sezonu zimowego 1995/96. Jednocześnie KDM przesłała do Dyrekcji Obrotu Energii Elektryczną PSE S.A. dokument pn. „Uzgodnione zapasy węgla kamiennego na sezon jesienno-zimowy 1996/1997”, w którym wielkość zapasów znacznie różni się od poziomu zapasów, który był podstawą rozliczenia w 1995 r.

Różnice te przedstawione zostały w tablicy 6.

Tablica 6. Zapasy węgla w latach 1995/96 i 1996/97 [w tys. ton]

	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1995	3648	4616	5943	7061	7212	6772	6113
1996	3330	4249	5451	6535	6650	6330	5741
Różnica	318	367	492	526	562	442	372

Powyższe ustalenia wskazują, że PSE S.A. nie zrealizowała decyzji Ministra Przemysłu i Handlu odnośnie tworzenia strategicznych zapasów paliw w elektrowniach i elektrociepłowniach.

Kontrola wykazała ponadto zasadnicze rozbieżności w danych o faktycznym poziomie zapasów pomiędzy sprawozdaniami statystycznymi G-10.01 sporządzanymi przez przedsiębiorstwa wytwórcze a „Sprawozdaniem z działalności w 1995 r.” PSE S.A. Różnice te, dotyczące 1994 i 1995 roku zaprezentowano w poniższych tablicach 7 i 8 (w tys. ton).

Tablica 7. Zapasy węgla w 1994 r. według sprawozdawczości PSE SA [w tys. ton]

1994	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
G-10.01	4147	4484	5378	6324	6404	6139	5934

1994	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Sprawozdanie z działalności PSE SA	4392	4922	5795	6992	7023	6717	6425
Różnica	-245	-438	-417	-668	-619	-578	-491

Tablica 8. Zapasy węgla w 1995 r. według sprawozdawczości PSE SA [w tys. ton]

1995	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
G-10.01	5314	4703	5799	6563	5664	5689	4875
Sprawozdanie z działalności PSE SA	3884	4951	6722	7026	6398	6141	5059
Różnica	1430	-248	-923	-463	-734	-452	-184

Skala występujących różnic w ocenie NIK jest tak duża, iż nie można wytłumaczyć jej wyłącznie tym, iż dane dla GUS podawane są wg stanów na ostatni dzień miesiąca, a dla Krajowej Dyspozycji Mocy - po aktualizacji dokonywanej około 6 dnia miesiąca następującego. Rozbieżności te wskazują, że sprawozdawczość dotycząca poziomów zapasów węgla sporządzana jest nierzetelnie.

3.2.4. Umowy z przedsiębiorstwami dystrybucyjnymi

W obrocie pomiędzy podmiotami dystrybucyjnymi a PSE S.A. funkcjonowały w badanym okresie następujące dokumenty określające umowne warunki zakupu i sprzedaży energii.

Były to:

- porozumienia - umowy - podpisywane w 1994 r.; zawierały tylko wielkości dostaw energii i warunki techniczne dostaw; okres obowiązywania - 1 rok;
- umowy przedwstępne - podpisywane w 1995 r. obejmowały unormowania dotyczące regulacji zobowiązań finansowych a ponadto zawierały zobowiązania stron do całkowitego uregulowania kwestii związanych ze sprzedażą - zakupem energii (Umowa Hurtowej Sprzedaży Energii Elektrycznej) i warunkami technicznymi dostaw (Umowa o Korzystanie z Systemu Przesyłowego);

- umowy średnioterminowe (Umowy Hurtowej Sprzedaży Energii Elektrycznej) - zawierane od 1995 r. na okresy 4-letnie. Normują wielkości sprzedaży i ogólne techniczne warunki sprzedaży.

Począwszy od 1994 r. PSE S.A. powinny zastępować umowy roczne umowami wieloletnimi. W tymże roku sprzedaż energii zakładom energetycznym odbywała się jednakże wyłącznie na podstawie „Porozumień w sprawie sposobu ustalenia wielkości dostaw energii elektrycznej”, które nie spełniały wymagań art. 24 ust. 2 cyt. ustawy o gospodarce energetycznej. Regulowały one bowiem tylko techniczne warunki dostaw, tj.:

- sposób dostarczania energii przez PSE S.A.,
- ewidencję dostawy energii elektrycznej,
- system pomiarowy,
- system kontrolny pomiaru energii,
- odpowiedzialność stron za systemy pomiarowe,
- funkcje systemów pomiarowych i sposób ich realizacji,
- sposób postępowania w sytuacjach awaryjnych

nie obejmowały zaś m.in. odpowiedzialności stron za niedotrzymanie warunków umowy. Porozumień nie podpisały 2 spośród 33 Zakładów Energetycznych.

W 1995 r. zasady sprzedaży energii elektrycznej miały zostać uregulowane poprzez zawarcie przez PSE S.A. z przedsiębiorstwami dystrybucyjnymi umów przedwstępnych i umów średnioterminowych. Umowy przedwstępne normowały:

- regulowanie zobowiązań finansowych z tytułu płatności za energię (zgodnie z Taryfą Hurtową) i za handlową obsługę obrotu energią elektryczną
- regulowanie zobowiązań z tytułu opłat przesyłowych,
- zobowiązania finansowe stron z tytułu dostarczania (tranzytowania) energii elektrycznej dla potrzeb zakładu energetycznego za pośrednictwem urządzeń elektroenergetycznych innego zakładu energetycznego.

Zawarło je 30 spośród 33 przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Umów nie podpisały :

- Zielonogórskie Zakłady Energetyczne S.A., z powodu trwających negocjacji z PSE S.A. w sprawie opłaty za tranzyt energii do Elektrowni Wodnej Dychów,

- Zakład Energetyczny Koszalin S.A., z powodu sporu z Zakładem Energetycznym Słupsk S.A. w sprawie opłat tranzytowych,
- Zakład Energetyczny Częstochowa S.A., gdyż zgłosił zastrzeżenia co do zasady korzystania przez PSE S.A. z linii 110 kV.

Sprzedaż energii 2 spółkom dystrybucyjnym w 1994 r. i 3 w 1995 r. prowadzona w sposób bezumowny, stanowiła naruszenie art. 24 ust. 1 cyt. ustawy o gospodarce energetycznej. Zawarte umowy przedwstępne były również sprzeczne z tą ustawą (art. 24 ust. 2), gdyż nie zawierały niektórych obligatoryjnych elementów, takich jak warunki jakościowe dostarczania energii (niezawodność, ciągłość zasilania, standard urządzeń) oraz zasad odpowiedzialności za niewykonanie lub nienależyte wykonanie umowy.

Powyższe - nie ujęte w umowach przedwstępnych - elementy miały być unormowane w Umowach o Korzystanie z Systemu Przesyłowego. Do dnia 31 grudnia 1996 r. PSE S.A. nie zawarły jednak ani jednej takiej umowy. Do tego dnia nie przygotowano nawet umowy wzorcowej. Zadanie to ma być zrealizowane do końca 1997 r.

Zgodnie z postanowieniami umów przedwstępnych, począwszy od 1995 r. miały być zawierane z podmiotami podsektora dystrybucji umowy średnioterminowe, zwane Umowami Hurtowej Sprzedaży - Zakupu Energii Elektrycznej. Wzorcowy tekst takiej umowy zawiera zobowiązania stron w zakresie dostarczenia i odbioru energii oraz określa warunki płatności, a ponadto normuje:

- planowaną wielkość sprzedaży-zakupu energii elektrycznej w poszczególnych kwartałach,
- techniczne warunki sprzedaży lecz bez szczegółowych warunków dotyczących odchylen częstotliwości, odchylen napięcia znamionowego, dopuszczalnych odkształceń napięcia od sinusoidy i ciągłości zasilania (jakość energii),
- punkty dostarczania i odbioru, pomiary wielkości dostarczonej i odbieranej energii elektrycznej,
- należności i zasady rozliczeń,
- sposoby rozstrzygania sporów.

Do 30 września 1996 r. PSE S.A. podpisały Umowy Hurtowej Sprzedaży - Zakupu Energii Elektrycznej tylko z 8 spółkami dystrybucyjnymi (w tym jedną - z Zakładu

Energetycznego Łódź obejmującą także pełne techniczne warunki sprzedaży), które łącznie realizują ok. 32 % hurtowego obrotu energią elektryczną. Podstawową przyczyną niepodpisania umów przez pozostałe spółki był brak zgody PSE S.A. na spełnienie żądanych parametrów dostarczonej energii, tj. dopuszczalnych odchyłeń napięcia i częstotliwości, a także niewystarczające zabezpieczenie pewności zasilania tzw. wielkich odbiorców przemysłowych. Z tych powodów podpisania umowy odmówiło 11 spółek. Pozostałe przyczyny to rozbieżności stanowisk w kwestii pomiarów energii (3 spółki) i roszczeń finansowych z tytułu planowanych wyłączeń (2 spółki) oraz zasad rozliczeń i terminów płatności.

Odrębnego omówienia wymaga kwestia sporu o kształt odpowiedzialności za tzw. wymuszony tranzyt (bezwzględna konieczność dostarczenia energii do konkretnego Zakładu Energetycznego za pośrednictwem sieci, będącej w dyspozycji innego Zakładu Energetycznego), będąca przyczyną odmowy podpisania umów przez 2 spółki dystrybucyjne. I tak, negocjacje pomiędzy PSE S.A. a Zakładem Energetycznym w Częstochowie w sprawie kosztów z tytułu wymuszonego tranzytu energii z sieci Zakładu Energetycznego Łódź - Teren S.A. prowadzone są od 1995 r. Postulatem Zakładu Energetycznego Częstochowa S.A. było aby dodatkowe opłaty za korzystanie z linii przesyłowych, będących w dyspozycji Zakładu Energetycznego Łódź - Teren S.A. kompensowało PSE S.A., gdyż na liniach tych występują niepożądane z punktu widzenia interesów Zakładu Energetycznego Częstochowa S.A. i nie zawinione przez ten Zakład zjawiska podwyższenia mocy z powodu pracy elektrowni systemowych. Zjawiska te powodują podwyższanie kosztów, a co za tym idzie, opłat za tranzyt. Szereg propozycji wysuwanych przez Zakład Energetyczny Częstochowa S.A. pozostawało bez rozpatrzenia przez PSE S.A. wskutek czego nie uzgodniono planu zakupów. Ostatecznie PSE S.A. - pomimo prowadzenia sprzedaży szeregu innym spółkom bez zawarcia umowy - wysunęło argument obligatoryjności zawarcia umowy, przywołując w piśmie z dnia 10 czerwca 1996 r. skierowanym do Zakładu Energetycznego Częstochowa S.A., treść art. 24 ust. 1 ustawy o gospodarce energetycznej. Do końca 1996 r. umowa nie została zawarta. W ocenie NIK działanie PSE S.A. stanowiło naruszenie dyspozycji art. 24 ust. 3 cyt. ustawy o gospodarce energetycznej, zgodnie z którym dostawca energii ze wspólnej sieci nie może odmówić zawarcia umowy jeżeli odbiorca spełnia warunki przyłączenia dla sieci i istnieją techniczne warunki dostawy energii.

3.2.5. Hurtowy obrót energią elektryczną

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. jako pośrednik w hurtowym obrocie energią elektryczną realizuje zakupy mocy, energii i usług systemowych od wytwórców oraz prowadzi sprzedaż energii w strefach czasowych spółkom dystrybucyjnym i wykonuje obsługę handlową.

Analiza planowanych i wykonanych zakupów energii przez PSE oraz planowanej i wykonanej sprzedaży na rzecz spółek dystrybucyjnych wykazała, że faktyczne ilości energii będące przedmiotem transakcji były zawsze w kontrolowanym okresie większe od planowanych. Stosowne dane zawarte są w poniższych tabelach:

Tablica 9. Zakup energii:

TREŚĆ	1994 r.		1995 r.		3 kwartały 1996 r.	
	Plan	Wykonanie	Plan	Wykonanie	Plan	Wykonanie
Ilość energii [MWh]	107.112.009	111.085.798	110.788.628	114.520.255	83.569.896	85.574.339
Wartość energii [tys. zł]	4.108.404	4.249.271	5.266.434	5.447.800	4.359.395	4.477.086

Tablica 10. Sprzedaż energii:

TREŚĆ	1994 r.		1995 r.		3 kwartały 1996 r.	
	Plan	Wykonanie	Plan	Wykonanie	Plan	Wykonanie
Ilość energii [MWh]	103.981.812	106.568.800	106.092.985	109.452.983	79.859.977	81.334.501
Wartość energii [tys. zł]	6.352.046	6.530.203	7.718.748	8.041.061	6.644.347	6.776.500

Z powyższych danych wynika, że ilości energii zakupione od dostawców w 1994 r. były większe od planowanych o 3,7 %, w 1995 r. o 3,4 % a w ciągu 3 kwartałów 1995 r. o 2,4 %

Również sprzedaż energii spółkom dystrybucyjnym przekraczała wielkości planowe - w 1994 r. o 2,5 %, w 1995 r. - o 3,2 %, a w ciągu 3 kwartałów 1996 r. o 1,8 %.

Zestawienie ilości zakupionej i sprzedanej energii przez PSE wykazuje różnice pomiędzy tymi wielkościami. Różnice te stanowić powinny saldo przychodów i rozchodów energii z tytułu wymiany międzynarodowej, bilansu energetyki wodnej, zużycia na potrzeby własne sieci PSE S.A. oraz strat i różnic bilansowych.

Wskaźnik strat w sieciach PSE S.A. (liczony wg metodyki przyjętej w sprawozdaniach statystycznych) wynosił w 1994 r. - 2,4 %, w 1995 r. - 2,39 % a w ciągu 3 kwartałów 1996 r. - 2,29 %. Straty w sieciach dystrybucyjnych Zakładów Energetycznych wynosiły w tym okresie odpowiednio - 14,09 %, 14,52 % i 12,53 %.

W świetle opracowań Instytutu Energetyki w Katowicach, stanowiących w PSE S.A. podstawę kalkulacji kosztów spółek dystrybucyjnych wskaźnik strat technicznych nie powinien przekraczać 11 % i tylko w takiej wielkości można zaliczać go do kosztów uzyskania przychodów. Zgodnie z poglądem Instytutu straty pozatechniczne nie powinny być uwzględnione w kosztach, natomiast powinny obciążać wynik finansowy spółek dystrybucyjnych. Przedstawiciele spółek dystrybucyjnych stanęli jednak na stanowisku, że obydwa wskaźniki strat należy traktować łącznie i w związku z tym ich poziom do kalkulacji kosztów winien być przyjęty w wysokości 14,6 %.

W ocenie Najwyższej Izby Kontroli przyjęcie tego poglądu nie jest celowe, albowiem nie będzie stanowić motywacji do działań na rzecz obciążania wielkości strat w sieciach. Podnieść przy tym należy, że faktyczne wielkości strat w badanym okresie i tak kształtowały się na poziomie przekraczającym wyżej wymienioną liberalną wysokość wskaźnika.

W toku kontroli ujawniono daleko idące rozbieżności pomiędzy danymi wykazywanymi w sprawozdaniach statystycznych G-10.4 sporządzanych przez Zakłady Energetyczne i PSE S.A. Sprawozdanie sporządzone przez PSE S.A. zawiera dane o rozchodzie (sprzedaży) energii do sieci przedsiębiorstw dystrybucyjnych, natomiast sprawozdania zakładów energetycznych obejmują przychód (zakup) energii z PSE S.A. Skalę rozbieżności prezentuje poniższe zestawienie:

Tablica 11. Przychód i rozchód energii wg sprawozdań statystycznych [w MWh]

	1994 r.	IX. 1995 r.	1995 r.	IX. 1996 r.
G-10.4 Rozchód do sieci przedsiębiorstw dystrybucyjnych	65.432.492	48.728.719	66.990.176	51.534.942
G-10.4 Zbiorcze ZE Przychód z sieci PSE S.A.	69.798	53.332.141	73.128.707	64.692.004
Różnica	4.365.835	4.603.422	6.138.531	13.157.062
	6 %	9 %	9 %	25 %

Skala występujących różnic jest bardzo duża, sięgała od 6 % w 1994 r. do 25 % w 3 kwartałach 1996 r. Przyczyn ich występowania przedstawiciele PSE S.A. nie potrafili wytłumaczyć, wskazując na możliwe różnice metodologiczne w przygotowaniu analiz przez Centrum Informatyki Energetyki. W ocenie Najwyższej Izby Kontroli skala różnic pomiędzy wielkościami, które powinny być tożsame (lub bardzo zbliżone) wskazuje na daleko idącą nierzetelność dokumentowania faktycznych dostaw i odbiorów energii oraz brak bieżącej kontroli nad statystyką obrotów energią elektryczną.

3.2.6. Współpraca polskiego systemu elektroenergetycznego z systemami innych krajów

W okresie objętym kontrolą polski system elektroenergetyczny połączony był z systemami energetycznymi 4 krajów, w tym:

na kierunku wschodnim:

- z Białorusią (linia Białystok - Roś)
- z Ukrainą (linia Rzeszów - Chmielnicka Elektrownia Atomowa)
(linia Zamość - Dobrotów);

na kierunku zachodnim:

- z Niemcami (linia 2 torowa Krajnik - Vierraden)

(linia Mikołowa - Hagenwerder)

(linia Mikołowa - Kiesdorf)

na kierunku południowym:

- z Czechami

(linia Wielopole - Albrechtice)

(linia Wielopole - Noszowice)

(linia Kopamina - Liskovec)

(linia Bujaków - Liskovec).

Z ustaleń kontroli wynika, że linie na kierunku wschodnim w badanym okresie były praktycznie wyłączone z ruchu za wyjątkiem linii Zamość-Dobrotwów, która w okresie od sierpnia do grudnia 1995 r. wykorzystywana była przez Zakłady Energetyczne w Zamościu do importu części energii elektrycznej na własne potrzeby z Ukrainy, zamiast zakupu jej w PSE S.A. Włączenie tych linii do ponownej eksploatacji warunkowane jest podpisaniem z Białorusią i Ukrainą umów określających m.in. zakres niezbędnych modernizacji. W stanie obecnym (dane ze stycznia 1997 r.) uruchomienie tych linii jest niemożliwe z powodu niespełniania warunków jakościowych przez systemy ukraiński i białoruski.

Pozostałe z wymienionych linii energetycznych wykorzystywane były w badanym okresie przede wszystkim dla realizacji eksportu energii elektrycznej. Eksport ten prowadzony był na podstawie:

1. kontraktów dwustronnych z firmami zagranicznymi z Austrii, Czech, Niemiec (od 1995 r.), Węgier (do 1995 r.) i Szwajcarii;
2. kontraktów na dostawy przygraniczne do Czech i Słowacji;
3. kontraktów dyspozytorskich (operatywnych)³⁴ do Czech (od 1996 r.), Niemiec, Węgier i Słowacji (od 1996 r.);
4. kontraktów na tranzyt z Czechami³⁵.

³⁴ Sprzedaż energii firmom, z którymi uprzednio zawarto kontrakt przewidujący, że moc dostaw i czas ich trwania będzie uzgodniony bezpośrednio przez dyspozytorów obydwu stron. Strona polska - Krajowa Dyspozycja Moc - miała wyznaczone przez PSE S.A. minimalne ceny sprzedaży dla poszczególnych godzin i okresów dostaw.

³⁵ Opłata tranzytowa wnoszona w formie dostaw energii.

Najważniejsze dane dotyczące eksportu energii elektrycznej przedstawione zostały w poniższej tabeli:

Tablica 12. Eksport energii elektrycznej

	Ilość energii w GWh			Wartość energii w tys. zł			Średnia cena zł/MWh		
	1994	1995	1996	1994	1995	1996	1994	1995	1996
Eksport ogółem	2 585	3 091	3 779	197 256	257 050	305 086	76,3	83	79
w tym:									
–kontrakty									
–dwustronne	2 491	2 922	3 608 *	188 199	240 104	286 865*	76	82	79
w tym									
eksport									
operacyjny	2	37 0	102	164	2 588	6 997	71	70	69
–dostawy									
–przygraniczne	0,07	0,2	-	8	23	-	119	116	-
–transzyt	78	170	171	6 996	16 923	18 221	89	100	107
–pozostale	16	-	-	2 053	-	-	-	-	-

*) Łącznie z dostawami przygranicznymi w wysokości 139 Mwh (18 tys. zł).

Z danych tych wynika, że w badanym okresie występował dynamiczny wzrost eksportu energii elektrycznej. Indeksy wzrostu dla lat 1995/1994 i 1996/1995 wynosiły odpowiednio 19,6 % i 22,2 %. W ocenie NIK jest to zjawisko pozytywne w warunkach występującej nadwyżki mocy produkcyjnych zwiększa bowiem produktywność majątku oraz przychody wytwórców i dysponenta sieci przesyłowych. Pozytywnie ocenić też należy strukturę eksportu, w której dominowały dostawy realizowane w oparciu o kontrakty dwustronne. Stanowiły one w 1994 roku 96,4 % całości eksportu, w 1995 r. - 94,5 % a w 1996 r. - 95,5 %. Ocena ta jest uzasadniona pomimo iż przeciętna opłacalność eksportu w ramach kontraktów dwustronnych była relatywnie niższa niż dostaw przygranicznych.

Analiza przeciętnych cen uzyskiwanych w eksporcie z poszczególnych rodzajów kontraktów w kolejnych latach badanego okresu wykazała w 1996 r. spadek przeciętnego poziomu cen w kontraktach dwustronnych o 3,6 % (w stosunku do 1995 r.) i o 1,5 % w kontraktach dyspozytorskich. Analiza opłacalności eksportu uwzględniać jednak powinna

szereg dodatkowych czynników wpływających na rentowność kontraktów. Zaliczyć do nich należy przede wszystkim poziom cen europejskich w poszczególnych kwartałach roku i okresach doby oraz kształtowanie się kursu złotego wobec waluty, w której rozliczany jest kontrakt. Uwzględnienia wymagają także korzyści pośrednie np. uniknięcie kosztów wyłączania i włączania bloków energetycznych w przypadku zawarcia kontraktu na dostawy w porze pozaszczytowej.

Na przykład:

- w 1996 r. rentowność eksportu realizowanego w ramach kontraktu dwustronnego z firmą EGL ze Szwajcarii na dostawy energii w porze nocnej w okresie od 1 grudnia 1994 r. do 30 września 1997 r. wynosiła w I i IV kw. odpowiednio 17,68 % i 15,35 %, a w II i III kwartale - 5,8 % i 8,55 %;
- w tym samym roku eksport do Austrii na podstawie kontraktu PHZ „Elektrim” (dostawy od 10 stycznia 1993 r. do 31 sierpnia 2010 r.) osiągnął rentowność od 40,82 % w I kwartale do 18,57 % w II kwartale, 0,09 % w III kwartale i 38,56 % w IV kwartale. Z dostaw rocznych 1.380.896 MWh aż 1.206.600 MWh realizowanych było w I i IV kwartale.

Import energii w badanym okresie był w porównaniu z eksportem niewielki i ograniczał się wyłącznie do dostaw przygranicznych. W 1994 r. import łącznie z opłatami za tranzyt wyniósł 426 GWh (eksport - 2.585,2 GWh), w 1995 r. - 39,1 GWh (3.091,7 GWh) a w 1996 r. - 0,59 GWh (3.779,4 GWh). Średnie ceny (za 1 MWh) płacone w imporcie były w 1994 r. i 1995 r. istotnie niższe niż uzyskiwane w eksporcie przygranicznym i wynosiły odpowiednio 112,6 zł (eksport 119 zł) i 108,4 zł (116 zł). W 1996 r. poziom cen uległ w praktyce zrównaniu - 129,4 zł w imporcie oraz 130 zł w eksporcie.

Z ustaleń kontroli wynika, że wstępny bilans eksportu energii za 1996 r. wykazał zysk w wysokości 81,8 mln zł, z której to kwoty wytwórcy otrzymali 69,4 mln zł a PSE S.A. - 12,4 mln zł.

3.3. PODSEKTOR DYSTRYBUCJI

3.3.1. Struktura organizacyjno-prawna

Struktury organizacyjne spółek dystrybucyjnych tworzą rejony energetyczne, których liczba w zależności od wielkości obszaru terytorialnego działania spółki dystrybucyjnej, jest zróżnicowana. Na przykład w Zakładzie Energetycznym Słupsk S.A. działają 4 Rejony Energetyczne, w Zakładzie Energetycznym Łódź-Teren 8 rejonów, a w Górnośląskim Zakładzie

Energetycznym 13 rejonów. Spośród 33 spółek dystrybucyjnych 11 pokrywa zapotrzebowanie na energię elektryczną kilku województw, obszar działania pozostałych obejmuje jedno województwo.

Zgodnie z harmonogramem działań restrukturyzacyjnych w energetyce przyjętym przez Radę Ministrów w dniu 20 maja 1992 r. wszystkie Zakłady Energetyczne przekształcone zostały w jednoosobowe spółki Skarbu Państwa. Podstawę prawną przekształceń stanowiła ustawa z dnia 5 lutego 1993 r. o przekształceniach własnościowych niektórych przedsiębiorstw o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa³⁶ (art. 2 ust. 1, art. 4 ust. 1 pkt 2 oraz art. 5 ust. 3). Równocześnie nastąpiło wydzielenie majątku Zakładów w części obejmującej linie najwyższych napięć i przekazanie ich Polskim Sieciom Elektroenergetycznym S.A.. W Zakładach Energetycznych pozostawiono linie wysokich napięć (tzw. WN, o napięciu 110 kV), linie średnich napięć (tzw. SN) i niskich napięć (tzw. n.n.).

W miejsce dotychczasowych dyrekcji Zakładów powołano zarządy oraz rady nadzorcze, w skład których wchodziłi przedstawiciele b. MPiH, PSE S.A., banków oraz po jednym lub dwóch przedstawicieli załóg.

Kontrolowane zakłady energetyczne po przekształceniu w spółki zmieniały swoje regulaminy organizacyjne, dopasowując je do nowej sytuacji prawnej, a także do dalszej restrukturyzacji, przewidzianej w tzw. biznes-planach opracowywanych przez wszystkie spółki na lata 1993-1997.

Rejony Energetyczne w praktyce realizują zadania identyczne z zadaniami Zakładów z tym, że są one ograniczone dla mniejszego obszaru terytorialnego (siedziby w dawnych miastach powiatowych) i obejmują z reguły obsługę odbiorców w kilku gminach. Rejony Energetyczne (poza występującymi w strukturach Górnośląskiego Zakładu Energetycznego) nie posiadały osobowości prawnej. Dokonanie przekształceń własnościowych, w wyniku których Rejony nabyły osobowość prawną, było przewidywane w biznes-planach. Regulaminy organizacyjne Rejonów Energetycznych, pomimo formalnych zmian (wprowadzanych nawet po 2 latach od przekształcenia Zakładów) w praktyce zachowały podstawowe zadania wykonywane przez Rejony w okresie przed przekształceniami Zakładów.

³⁶ Dz.U. Nr 16, poz. 69.

Typowe zadania Rejonu Energetycznego przedstawione zostaną na przykładzie Zakładu Energetycznego Tarnów S.A., natomiast typową strukturę organizacyjną na przykładzie Zakładu Energetycznego Olsztyn S.A.

I tak:

- Strukturę organizacyjną Zakładu Energetycznego Tarnów S.A. określa Regulamin Organizacyjny zatwierdzony uchwałą Rady Nadzorczej nr 3/93 z dnia 25 września 1993 r. Regulamin ten został zmieniony uchwałą Zarządu nr 49/96 z dnia 2 września 1996 r., co zostało zatwierdzone przez Radę Nadzorczą uchwałą nr 16/96 z dnia 29 października 1996 r. Do podstawowych zadań Rejonów Energetycznych wynikających z zatwierdzonego Regulaminu organizacyjnego należało:
 - zapewnienie odbiorcom przyłączonym do sieci elektroenergetycznej eksploatowanej przez Rejon dostarczania w sposób ciągły energii elektrycznej o właściwych, wynikających z umów parametrach technicznych,
 - wykonywanie czynności technicznej i handlowej obsługi odbiorców,
 - wydawanie warunków technicznych i sprawne przyłączanie do sieci nowych odbiorców na obszarze działania Rejonu,
 - utrzymywanie w należytej sprawności technicznej sieci elektroenergetycznej i racjonalne wykorzystanie urządzeń,
 - zgłaszanie potrzeb w zakresie inwestycji i kapitalnych remontów,
 - zabezpieczanie interesów energetyki zawodowej oraz odbiorców na obszarze działania rejonu;
- w strukturze organizacyjnej Rejonów Energetycznych, Zakładu Energetycznego Olsztyn S.A. które są podstawową jednostką wykonawczą Zakładów, wyodrębniono 7 podstawowych oddziałów oraz posterunki energetyczne. Trzy oddziały, tj. obsługi handlowej, odbiorców, obsługi technicznej odbiorców i administracyjno-gospodarczy oraz posterunki energetyczne podporządkowano Dyrektorowi Rejonu, a oddziały ruchu, eksploatacji, wykonawstwa i transportu, z-cy Dyrektora ds. Technicznych. Dyrektor Rejonu otrzymał pełnomocnictwo Zarządu do reprezentowania Spółki wobec władz administracyjnych i odbiorców.

Z ustaleń kontroli wynika, że głębszy zasięg miały zmiany dokonane w zakresie zadań służb handlowych i marketingowych.

Praktycznie wszystkie kontrolowane podmioty dystrybucyjne powołały nowe komórki organizacyjne na szczeblu Zakładów, w celu wzmocnienia działalności handlowej i przez to pozycji na rynku. Organizacja służb handlowych we wszystkich podmiotach była zbliżona. Typową organizację służb handlowych ilustruje przykład Zakładu Energetycznego Łódź - Teren S.A.

I tak:

- Zgodnie z regulaminem organizacyjnym z września 1993 r. służby handlowe spółki były podporządkowane wyłącznie członkowi Zarządu, Dyrektorowi Handlowemu. Zarządzeniem nr 3/95 z dnia 13 lutego 1995 r. - Prezes Zakładu Energetycznego Łódź-Teren utworzył niżej wymienione komórki organizacyjne:

1) w pionie ekonomicznym - Biuro Obrotu Energią

do zadań którego należało:

- negocjowanie umów i cen zakupu energii od PSE S.A., małych elektrowni wodnych, elektrowni przemysłowych i innych spółek dystrybucyjnych,
- prowadzenie rozliczeń między dostawcami energii,
- opracowywanie strategii zakupu energii i mocy,
- prognozowanie zakupu energii (i mocy) w strefach czasowych w poszczególnych miesiącach,
- analiza kosztów zakupu energii i mocy w szczególności: osiągniętej przeciętnej ceny zakupu w ramach taryfy hurtowej, struktury zapotrzebowania w strefach czasowych, opłat za przesył,
- sporządzanie bilansu zakupu i sprzedaży oraz przepływów energii dla całego Zakładu Energetycznego Łódź-Teren S.A., Rejonów Energetycznych, węzłów z podziałem na napięcia,
- analizowanie poziomu strat sieciowych
- analizowanie prawidłowości odczytów oraz działanie rozliczeniowych i kontrolnych układów pomiarowych,
- opracowywanie planów sprzedaży energii elektrycznej w podziale na poszczególne grupy odbiorców, miesiące oraz Rejony Energetyczne,
- bieżąca analiza planu sprzedaży w szczególności określanie przyczyn ewentualnych odchyleń realizacji od planu (cen, ilości),
- prowadzenie wspólnie z Wydziałem Ekonomicznym prac nad stawkami taryfowymi dla odbiorców finalnych;

2) w pionie handlowym - Biuro Sprzedaży Energii

do zadań którego należy:

- zawieranie umów z odbiorcami,
 - stosowanie zasad taryfikowania,
 - współpraca z wielkimi odbiorcami,
 - rozpatrywanie skarg i reklamacji odbiorców,
 - informowanie odbiorców o obowiązujących taryfach i cenach energii,
 - windykacja zadłużeń,
 - wystawianie rachunków za sprzedaną energię,
 - wprowadzanie zmian w rozliczeniach z odbiorcami,
 - negocjowanie warunków i zasad sprzedaży,
 - działalność statystyczno-sprawozdawcza,
- w zakresie działalności marketingowej:**
- śledzenie rynków towarów i usług dla inspirowania działalności firmy,
 - wspieranie Rejonów Energetycznych w wykonywaniu usług,
 - promowanie usług,
 - zgłaszanie inicjatyw zakupu oprogramowania z zakresu obsługi odbiorców.

Z ustaleń kontroli wynika, że w 8 spośród 10 kontrolowanych spółek dystrybucyjnych działania restrukturyzacyjne ograniczyły się do utworzenia nowych komórek handlowych oraz wydania nowych regulaminów, które nie zawierały jakościowo innych treści niż obowiązujące przed przekształceniem. Zasadnicze przekształcenia strukturalne przeprowadzono wyłącznie w Zakładzie Energetycznym Tarnów S.A. i Górnośląskim Zakładzie Energetycznym S.A.

I tak:

- w Zakładzie Energetycznym Tarnów S.A. wydzielono całą działalność pomocniczą, powołując pięć samodzielnych spółek prawa handlowego. W 1992 roku powołano dwie spółki pod nazwami „Eltar” i „Budmax” w miejsce zlikwidowanych komórek organizacyjnych, zajmujących się wykonawstwem robót elektroenergetycznych i budowlanych. Udziały Zakładu Energetycznego w kapitałach zakładowych tych spółek wynoszą odpowiednio 41,9 % i 47,2 % całości tych kapitałów. Pozostałe udziały w omawianych spółkach objęli pracownicy Zakładu Energetycznego Tarnów. W 1995 roku w ramach kontynuowanej restrukturyzacji przekształcone zostały w spółki z ograniczoną odpowiedzialnością ze 100 % udziałem Zakładu Energetycznego Tarnów S.A. trzy dalsze komórki organizacyjne, tj.: Ośrodek Szkoleniowo-Wypoczynkowy w Muszynie - Wydział Gospodarki Materiałowej (spółka „Energo-Market”) oraz Wydział Transportu (spółka „Autozet”). Restrukturyzacja nie przyniosła jednakże w badanym okresie spodziewanych korzyści, gdyż wyniki finansowe za 1995 r. wykazały, że z tytułu świadczonych przez spółki - córki usług Zakład Energetyczny Tarnów S.A. poniósł straty w wysokości 216 tys.zł.
- Największa restrukturyzacja została przeprowadzona w Górnośląskim Zakładzie Energetycznym S.A., w którym utworzono 26 spółek z o.o., a w tym 13 spółek, to usamodzielnione Rejony Energetyczne. Udziałowcami w powstałych spółkach są: Górnośląski Zakład Energetyczny, gminy, na terenie których działają rejony energetyczne oraz pracownicy tych spółek. Rejestracja spółek - Rejonów Energetycznych miała miejsce w listopadzie i grudniu 1994 roku. Na dzień rejestracji spółek, ich pracownicy dysponowali nawet 51 % udziałów.

Jednym z zasadniczych warunków racjonalności działania spółek dystrybucyjnych jest trafne przewidywanie zapotrzebowania na energię elektryczną ze strony regionalnych odbiorców w okresach dłuższych niż jeden rok. Przesłanką do osiągnięcia tego celu jest ściśle współdziałanie z władzami samorządowymi w zakresie konsultacji planów rozwojowych gmin, województwa i regionu.

W świetle wyników kontroli modelem takiego współdziałania może być Górnośląski Zakład Energetyczny S.A. , w którym współpraca z samorządami opiera się na własnościowym udziale gmin w spółkach, którymi są Rejony Energetyczne. Udziały te sięgały od 5 % (Rejon Energetyczny Rybnik) do 15 % (Rejony Energetyczne Pszczyna, Mikołów, Wodzisław). Udział przedstawicieli samorządów w Radach Nadzorczych Rejonów stanowi także pośrednią reprezentację interesów odbiorców.

W ocenie Najwyższej Izby Kontroli przykłady zasadniczych zmian strukturalnych w Górnośląskim Zakładzie Energetycznym S.A. i częściowych w Zakładzie Energetycznym Tarnów S.A. nie mogą stanowić podstawy do pozytywnej oceny procesu restrukturyzacji w całym podsektorze dystrybucji.

3.3.2. Zakup energii

Podstawą do określenia szczegółowych zadań handlowych, technologicznych i organizacyjnych spółek dystrybucyjnych były plany roczne i wieloletnie zatwierdzane przez Rady Nadzorcze i przedłożone b. Ministrowi Przemysłu i Handlu. Przyjmowane do planów ilościowe parametry zakupu i sprzedaży energii znacznie odbiegały od rzeczywistego zapotrzebowania rynku. Ze względu na fakt, iż zużycie energii przez odbiorców objęte jest ciągłym pomiarem licznikowym, trafność prognoz zużycia powinna być wysoka, o ile jednostka prognozująca posiada informacje o zamierzeniach rozwojowych odbiorców i nie występują zjawiska klęsk żywiołowych, bądź nieprzewidzianych awarii.

Kontrola wykazała, że skala występujących niedoszacowań w prognozach zużycia energii bądź występujących strat sięgała nawet kilkudziesięciu procent.

Na przykład:

- w Zakładzie Energetycznym Okręgu Radomsko-Kieleckiego w 1994 r. planowano zakupić 3.438 GWh energii tj. o 33 % mniej niż zakupiono (4.583 GWh), w 1995 r. skala błędu planistycznego wyniosła 35 % (plan 3.529 GWh wykonanie 4.776 GWh), a w ciągu 3 kwartałów 1996 r. zakupiono 3.519 GWh energii, tj. 97 % ilości planowanej na cały rok (3.616 GWh),
- w Zakładzie Energetycznym Łódź-Teren S.A. w latach 1994-1995 niedoszacowanie w planowaniu zakupów energii wynosiło odpowiednio o 4,0 % i 6,3 % natomiast prognoza strat energii była niższa od faktycznych o 47 % w 1994 r. i 41 % w 1993 r. Przez 3 kwartały 1996 r. zakupiono 80 % energii przewidzianej w planie rocznym.

Do końca 1994 r. zasady rozliczeń pomiędzy PSE S.A. a przedsiębiorstwami dystrybucyjnymi zawierały mechanizm wymuszający precyzję planowania zakupów energii. Z chwilą wystąpienia odchylenia od planu o więcej niż ± 3 % spółka ponosiła zwiększone opłaty za dostarczoną energię.

Na przykład:

- w Zakładzie Energetycznym Lublin S.A. w 6 miesiącach 1994 r. pobrano z sieci PSE S.A. mniejszą ilość energii niż zamówiona. Konsekwencje finansowe wyniosły: w postaci opłaty za zamówioną a nie wykorzystaną energię - 1,3 mln zł, a dodatkowa opłata za przesył energii - 231 tys. zł. Łącznie więc Zakład Energetyczny Lublin S.A. zgłosił z tego tytułu ponad 1,5 mln zł.

W 1995 r. wprowadzono w zasadach hurtowego obrotu energią zróżnicowane ceny energii i mocy w poszczególnych strefach czasowych doby i porach roku.

I tak w porze zimowej, tj. od października do marca szczyt przedpołudniowy wyznaczono na godziny od 7:00 do 13:00, a szczyt popołudniowy od 16:00 do 21:00.

W porze letniej natomiast (od kwietnia do września) godziny szczytu przedpołudniowego obejmowały godziny od 7:00 do 13:00, a popołudniowego od 19:00 do 22:00.

Wprowadzenie zróżnicowanych cen skłonić miało spółki dystrybucyjne do zwiększenia trafności planowania potrzeb na energię, zwłaszcza w szczytach, gdyż od tego zależał koszt zakupu od dostawcy, tj. PSE S.A. a w konsekwencji powinno mieć to wpływ na wyniki finansowe spółek. Z ustaleń kontroli wynika jednak, że trafność prognoz nie była wysoka i przekraczała na ogół granice 3 %.

Przykładowe ustalenia w tym zakresie, poczynione w 6 spółkach, a dotyczące całego 1995 r. przedstawione zostały w poniższych tablicach:

Tablica 13. Zakup energii elektrycznej

	Rzeszów			Słupsk			Łódź-Teren		
strefa doby	plan	wykonanie	% *	plan	wykonanie	% *	plan	wykonanie	% *
szczyt przedpołudniowy.	744 151	696 365	-6,4	182 290	150 629	-17,4	879 700	785 169	-11,0
szczyt popołudniowy	482 073	526 797	+9,3	85 971	73 150	-14,9	620 100	587 869	-6,0
reszta doby	2 071 637	2 299 764	+11,0	598 813	680 973	+13,7	2 786 200	2 886 634	+3,6

	Tarnów			Lublin			Częstochowa		
strefa doby	plan	wykonanie	% *	plan	wykonanie	% *	plan	wykonanie	% *
szczyt przedpołudniowy	393 500	380 081	-3,4	644 700	664 639	+3,0	501 075	462 591	-9,0
szczyt popołudniowy	260 400	276 179	+6,1	463 433	477 766	+3,0	357 244	344 086	-3,7
reszta doby	1 306 500	1 434 872	+9,8	1 845 810	2 114 330	+13,7	1 544 081	1 678 103	+8,6

*/ Prezentowane dane dotyczą wielkości rocznych, rozliczenia natomiast dokonywane są w okresach miesięcznych, przez co skala odchyła jest niekiedy znacznie większa.

Trafność planowania zapotrzebowania na energię w okresach szczytów ma istotny wpływ na funkcjonowanie całego systemu energetycznego. Plany zgłaszane przez spółki dystrybucyjne stanowią podstawę dla Krajowej Dyspozycji Mocy do planowego włączenia do systemu źródeł energii. Jeżeli plan zakupów energii w szczytowych strefach doby jest przekraczany, wymusza to na Krajowej Dyspozycji Mocy decyzję o uruchomieniu poza planem dodatkowych źródeł wytwarzania o wyższych niż przeciętne w kosztach wytwarzania, co podwyższa globalne koszty

produkcji energii. Odchylenie planu „in minus” powoduje natomiast nieuzasadnioną konieczność utrzymywania w systemie planowo uruchomionej mocy, co również podwyższa koszty.

Zjawisko istotnych odchyłeń od zgłoszonego planu potrzeb na energię elektryczną wskazuje na słabą znajomość rynku odbiorcy przez spółki dystrybucyjne, pomimo rozbudowywania - począwszy od 1993 r. - pionów handlowych i marketingowych. Wskazuje też na stosowanie przez spółki praktyki ilościowego (podażowego) zaspakajania potrzeb odbiorców, tzn. sumowania tych potrzeb bez dokładnej analizy struktury zużycia w poszczególnych porach roku oraz strefach czasowych doby.

3.3.3. Zakup energii na rynkach lokalnych

Z ustaleń kontroli wynika, że udział zakupów energii na rynku lokalnym w ogólnej ilości zakupionej energii był w badanym okresie niski i wykazywał tendencję malejącą pomimo, iż jej koszt był istotnie niższy od ceny płaconej PSE S.A.

Na przykład:

- w Zakładzie Energetycznym Tarnów S.A. zakup energii na rynku lokalnym w ujęciu ilościowym stanowił w 1994 r. - 0,11 % całości zakupionej energii, w 1995 r. - 0,07 %, a w 3 kwartałach 1996 r. - 0,03 %. Wyrażone wartościowo powyższe wskaźniki były jeszcze niższe i wynosiły odpowiednio 0,07 %, 0,05 % i 0,02 %. Średnia cena płacona za jedną MWh energii na rynku lokalnym była niższa od cen stosowanych przez PSE w 1994 r. o 37,4 %, a w 1995 r. o 35,4 % i w 1996 r. o 35,5 %,
- w Zakładzie Energetycznym Rzeszów S.A. energia zakupiona na rynku lokalnym stanowiła w badanym okresie odpowiednio 0,11 %, 0,15 % i 0,13 % łącznej ilości zakupionej energii. Przeciętna cena zakupu na rynku lokalnym za MWh była niższa od ceny dostawcy hurtowego, tj. PSE S.A. odpowiednio o 13,4 zł, 25,2 zł i 49,9 zł,
- na nieco wyższym poziomie kształtowały się lokalne zakupy energii w Zakładzie Energetycznym Łódź-Teren S.A. Wynosiły one w poszczególnych latach badanego okresu 1,1 %, 1,2 % i 1,15 %.

Powyższe dane wskazują, że lokalne rynki producentów energii elektrycznej nie stanowią żadnej alternatywy wobec dostaw systemowych, co jest zjawiskiem naturalnym uwzględniając różnicę potencjałów produkcyjnych. Zwraca natomiast uwagę brak tendencji rozwojowych tych rynków pomimo istotnie niższych cen na oferowaną energię.

3.3.4. Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom finalnym

Struktura faktycznej sprzedaży energii elektrycznej przez spółki dystrybucyjne określa udział w łącznym popycie poszczególnych grup odbiorców. Grupy te sklasyfikowane są w zależności od stosowanych wobec nich taryf. I tak wymienia się trzy grupy wielkich odbiorców,

to jest przyłączonych do sieci wysokiego napięcia (tzw. taryfa A), zasilanych z sieci średnich napięć (taryfa B) i sieci niskich napięć (taryfa C). Oprócz nich istnieją dwie grupy w tzw. taryfie socjalnej, tj. odbiorcy komunalno-bytowi (głównie gospodarstwa domowe) oraz gospodarstwa rolne. Faktyczna struktura sprzedaży uzależniona jest więc bezpośrednio od charakteru gospodarczego i administracyjnego obszaru działania konkretnej spółki dystrybucyjnej.

W zamieszczonej poniżej tabeli prezentowane są dane dotyczące wielkości i struktury sprzedaży w kontrolowanych 10 spółkach dystrybucyjnych w 1995 r. Są one reprezentatywne (w zakresie struktury) dla całego badanego okresu.

Tablica 14. Struktura sprzedaży energii elektrycznej

Lp.	Spółka dystrybucyjna	sprzedaż ogółem w GWh	Udział w sprzedaży ogółem w %						Sprawność sieci
			taryfa A	taryfa B	taryfa C	Taryfa socjalna		Udział taryfy socjalnej	
						Gosp. domowe	Gosp. rolne		
1	ZE Słupsk	734	0	20,1	45,9	29,8	4,7	34,5	82,3
2	ZE Olsztyn	1270	2,9	33,9	29,4	26,6	7,2	33,8	86,3
3	ZE Bydgoszcz	2787	23,4	30,5	18,6	21,3	6,2	27,5	85,8
4	ZE Łódź Teren	3671	30,2	31,9	12,6	16,0	9,3	25,3	82,1
5	ZE Skar. - Kam.	3994	36,8	25,7	13,8	15,6	8,1	23,7	82,1
6	ZE Częstochowa	2062	24,6	38,3	14,0	17,2	5,9	23,1	83,6
7	ZE Lublin	3152	45,8	16,1	14,5	14,7	8,9	23,6	88,9
8	ZE Tarnów	1843	54,8	17,4	9,5	9,6	8,7	18,3	88,1
9	GZE Gliwice	11526	57,0	19,4	8,5	14,6	0,5	15,1	90,2
10	ZE Rzeszów	3001	33,0	22,6	15,0	18,8	10,6	29,4	85,0
11	Polska	96036	31,0	27,8	16,0	19,5	5,3	24,8	85, 6

Najwyższy udział wielkich odbiorców w łącznej sprzedaży miały spółki działające na obszarach wysoce zurbanizowanych lub o wysoko rozwiniętym przemyśle (GZE Gliwice S.A.,

Zakład Energetyczny Tarnów S.A.) natomiast najniższy spółki operujące w regionach o dużej liczbie rozproszonych odbiorców (Zakład Energetyczny Słupsk S.A., Zakład Energetyczny Olsztyn, Zakład Energetyczny Rzeszów).

Z punktu widzenia oceny efektywności gospodarczej poszczególnych spółek najistotniejsze informacje zawiera kolumna 10 prezentowanej powyżej tablicy. Umieszczone są tam wartości wskaźnika sprawności dystrybucyjnej energii, wyliczone jako procentowy udział ilości energii sprzedanej w ilości energii zamówionej w PSE S.A. Wartość wskaźnika w dużym stopniu determinowana jest strukturą sprzedaży. Teoretycznie wyższe wartości osiągać powinny te spółki, na których terenie występuje duża koncentracja odbiorców (zwłaszcza wielkich).

Ustalone na podstawie wyników kontroli wartości wskaźników w przypadku niektórych badanych spółek odzwierciedlają nieprawidłowości w ich funkcjonowaniu.

I tak:

- stosunkowo niską sprawność dystrybucyjną odnotowano w Zakładzie Energetycznym Łódź-Teren S.A. - 82,1 %, Zakładzie Energetycznym Częstochowa - 83,6 % i Zakładzie Energetycznym Skarżysko Kamienna S.A. - 82,1 %, pomimo wysokiego udziału wielkich odbiorców w łącznej sprzedaży energii (przemysłowych) odpowiednio 74,7 %, 77,0 % i 76,3 %;
- stosunkowo wysoką sprawność uzyskały natomiast spółki, takie jak Zakład Energetyczny Olsztyn S.A., Zakład Energetyczny Rzeszów S.A. i Zakład Energetyczny Bydgoszcz S.A. (odpowiednio 86,3 %, 85,0 % i 85,8 %), pomimo że w ich łącznej sprzedaży udział drobnych rozproszonych odbiorców był największy w grupie kontrolowanych podmiotów i wynosił odpowiednio 33,8 %, 29,4 %, 27,5 %. Przekraczał więc średni poziom krajowy - 24,8 %.

Powyższa analiza, aczkolwiek nie obejmująca wszystkich czynników wpływających na sprawność dystrybucyjną, pozwala na wyrażenie oceny, iż spółki, które pomimo niekorzystnej struktury sprzedaży osiągają wyższą sprawność, prowadzą efektywniejszą gospodarkę, a ich sposób prowadzenia systemu energetycznego jest zbliżony do optymalnych wymagań technologicznych.

3.3.5. Wierzytelności spółek dystrybucyjnych z tytułu dostarczonej energii elektrycznej

W strukturze należności spółek dystrybucyjnych dominowały w badanym okresie wierzytelności wobec wielkich odbiorców.

Na przykład:

- należności ogółem Zakładu Energetycznego Lublin S.A. z tytułu dostaw energii elektrycznej w dniu 31 grudnia 1994 r. wynosiły 38,3 mln zł, w tym od wielkich odbiorców 34,5 mln zł, tj. 90 % należności łącznie. Na koniec 1995 r. z ogólnej kwoty należności 47,3 mln zł na wielkich odbiorców przypadało 40,4 mln zł, tj. 85,5 %,

- w Górnośląskim Zakładzie Energetycznym na koniec 1994 r. wierzytelności wielkich odbiorców (92,8 mln zł) stanowiły 69,9 % należności ogółem (132,6 mln zł), a w dniu 31 grudnia 1995 r. - 114,4 mln zł, tj. 71 % łącznych należności (161,1 mln zł),
- w Zakładzie Energetycznym Olsztyn S.A. z ogólnej kwoty wierzytelności 3 mln zł w dniu 31 grudnia 1994 r. na podmioty gospodarcze przypadało 1,5 mln zł, tj. 51,9 %, a na koniec 1995 r. z 4,2 mln zł wierzytelności ogółem na podmioty gospodarcze przypadało 2,6 mln zł, tj. 61,3 %.

Poziom zadłużenia drobnych odbiorców aczkolwiek przeciętnie niższy niż odbiorców wielkich, w jednostkowym przypadku osiągnął skalę stanowiącą zagrożenie dla stabilności ekonomicznej spółki. I tak, w Górnośląskim Zakładzie Energetycznym S.A. suma zadłużenia łącznego drobnych odbiorców na dzień 31 grudnia 1995 r. wyniosła 38,1 mln zł i była prawie 3-krotnie wyższa od ogólnej wartości majątku 13 spółek - Rejonów Energetycznych wykonujących handlową obsługę odbiorców. Łączna suma bilansowa spółek wyniosła w tym dniu 12,8 mln zł. Sytuacji tej sprzyjało nierzetelne sporządzanie przez spółki informacji o należnościach, które przekazywano do Zakładu Energetycznego.

I tak:

- wykazany przez spółki poziom należności na dzień 31 grudnia 1995 r. był w wielkościach łącznych o ponad 17 mln niższy od faktycznego, a na dzień 30 września 1996 r. aż o 32,8 mln zł niższy niż w rzeczywistości.

W Zakładzie tym stwierdzono, że zasady opracowywania meldunków o zadłużeniu odbiorców przez Spółki - Rejony nie zostały uregulowane wewnętrznymi przepisami, bądź umowami, co stanowiło przesłankę do utraty kontroli nad rzeczywistym poziomem wierzytelności. Istotnym jest także fakt, że dane sprawozdawcze w omawianym zakresie stanowiły podstawę (jako jedno z kryteriów) do oceny pracy służb handlowych Rejonów, a także były elementem premiowania Zarządów tych spółek. Funkcjonujący w GZE S.A. komputerowy program rejestracji należności (zadłużenia odbiorców) obejmował stan zadłużenia odbiorców powstały w poprzednich miesiącach, nie uwzględniał zaś sum rozłożonych na raty, sum do wyjaśnienia i należności skierowanych do egzekucji, stąd Rejony nie wykazywały powyższych danych.

W ocenie Najwyższej Izby Kontroli sytuacja taka jest nieprawidłowa, gdyż z jednej strony stwarza silne bodźce do manipulowania danymi o nieuregulowanych należnościach, z drugiej zaś poprzez utratę kontroli nad ich poziomem sprowadza niebezpieczeństwo przedawniania się ewentualnych roszczeń. Potwierdzeniem powyższego stwierdzenia jest fakt, iż odrębne kontrole przeprowadzone w Rejonach wykazały występowanie nieuregulowanych należności trwających

nawet przez 12 miesięcy. W jednym tylko Rejonie Energetycznym Gliwice Sp.z o.o. kwota nie uregulowanych od 9 miesięcy należności wyniosła w dniu 30 września 1996 r. ponad 95 tys. zł, a od 12 miesięcy 2,5 tys.zł.

W Górnośląskim Zakładzie Energetycznym S.A. w wyniku kontroli udokumentowano przypadek władczego nakazania Spółce przez właściciela, tj. b. Ministra Przemysłu i Handlu dokonania umorzenia wierzytelności wobec największego dłużnika, tj. Huty „Łaziska” w kwocie 12,5 mln zł zaliczonej do przychodów Spółki. Nastąpiło to w dniu 30 listopada 1994 r., a umorzona kwota zaliczona została w koszty uzyskania przychodu GZE S.A. (na podstawie art. 16 ust. 1 pkt 44 ustawy z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych - Dz.U. z 1993 r. Nr 106, poz. 482 z późn.zm.). Motywacją tej decyzji - podjętej zgodnie z obowiązującym prawem - było realne zagrożenie upadłością Huty „Łaziska”, która jest jedynym w kraju producentem żelazostopów.

3.3.6. Przychody, koszty, wynik finansowy

Suma łącznych nominalnych przychodów kontrolowanych spółek dystrybucyjnych wykazywała w latach 1994-1995 wysoką dynamikę wzrostu. W 1995 r. wyniosła ona 32 % (4.305,4 mln zł wobec 3.258,8 mln zł w 1994 r.). W ciągu 3 kwartałów 1996 r. przychody osiągnęły poziom 4.353,5 mln zł, co stanowiło 101,1 % przychodów całego 1995 r.

Nieco mniejszą wartość osiągnął w tym okresie wskaźnik dynamiki kosztów ponoszonych przez kontrolowane spółki dystrybucyjne. W stosunku do 1994 r. wzrosły one w 1995 r. o 29 %, to jest z 3.152,6 mln zł do 4.067,2 mln zł. W ciągu 3 kwartałów 1996 r. osiągnęły poziom 4.120,4 %, tj. 101,3 % kwoty z roku 1995.

Najwyższe wskaźniki dynamiki wzrostu przychodów (w 1995 r. w stosunku do 1994 r.) odnotowano w Zakładzie Energetycznym Tarnów S.A. - o 44 % i Zakładzie Energetycznym Okręgu Radomsko-Kieleckiego - o 38 %, a najniższy w Zakładzie Energetycznym Lublin - 28 %. Najwyższy przyrost kosztów w tym okresie wystąpił natomiast w Zakładzie Energetycznym Tarnów S.A. - 43 % oraz Zakładzie Energetycznym Rzeszów S.A. - 40 %, a najniższy w Zakładzie Energetycznym Bydgoszcz S.A. - 20 %.

W strukturze łącznych kosztów kontrolowanych spółek dominowały koszty zakupu energii elektrycznej z sieci PSE S.A. W 1994 r. stanowiły one 76,2 %, w 1995 r. - 92,7 %, a w ciągu 3 kwartałów 1996 r. - 75,8 % łącznych kosztów.

W okresie objętym kontrolą wszystkie badane spółki dystrybucyjne odnotowywały z całokształtu swojej działalności zarówno zysk brutto jak i netto. Łączna kwota zysku brutto w 1994 r. wyniosła 162,2 mln zł, w 1995 r. wzrosła do 236,9 mln zł (tj. o 46 %), aby po 3 kwartałach 1996 r. osiągnąć poziom 205,4 mln zł (86,7 % zysku brutto za 1995 r.).

Spośród 10 kontrolowanych spółek w 5 stwierdzono, że zrealizowany zysk brutto w 1995 r. był niższy od osiągniętego w 1994 r. (spadek w granicach od 31 % w Zakładzie Energetycznym Częstochowa do 16 % w Zakładzie Energetycznym Lublin, natomiast w 4 wystąpiła sytuacja odwrotna. Przyrost masy zysku brutto w 1995 r. wynosił od 5 % w Zakładzie Energetycznym Tarnów do 413 % w Górnośląskim Zakładzie Energetycznym. Na stałym poziomie kształtował się zysk brutto w Zakładzie Energetycznym Okręgu Radomsko-Kieleckiego.

Wskaźnik rentowności brutto dla całej kontrolowanej grupy podmiotów dystrybucyjnych wynosił w 1994 roku 4,9 %, w 1995 roku 5,5 % a w ciągu kwartałów 1996 r. - 4,7 %. Wskaźniki indywidualnej rentowności w poszczególnych latach badanego okresu były zróżnicowane. W 1994 r. wynosiły one od 1,8 % w Górnośląskim Zakładzie Energetycznym S.A. do 10,7 % w Zakładzie Energetycznym Olsztyn S.A., w 1995 r. od 2,4 % w Zakładzie Energetycznym Okręgu Radomsko-Kieleckiego S.A. do 9,02 % w Zakładzie Energetycznym Olsztyn, a w 3 kwartałach 1996 r. od 0,3 % w Zakładzie Energetycznym Okręgu Radomsko-Kieleckiego do 11,4 % w Zakładzie Energetycznym Olsztyn.

Przedstawione powyżej wskaźniki - z przyczyn wskazanych w poprzednich częściach niniejszej Informacji - nie odzwierciedlają w pełni rzeczywistej efektywności ekonomicznej poszczególnych spółek, gdyż są one w znacznej mierze czynnikiem administracyjnego oddziaływania na poziom cen i zysku pozostającego do dyspozycji spółek.

3.3.7. Straty energii elektrycznej

Przesyłaniu i dystrybucji energii elektrycznej jako naturalne zjawisko towarzyszą straty, których wartość do określonego poziomu, wliczana jest w koszty uzyskania przychodu

dystrybutora, a pośrednio w cenę finalną energii. Z punktu widzenia przyczyn powstawania strat wyróżnia się straty techniczne (powstające w sieci energetycznej) oraz handlowe (np. wynikłe z nielegalnego poboru czy nieprecyzyjnego systemu rozliczeń) zwane różnicami bilansowymi. Łączny poziom strat obliczany jest jako wyrażony w procentach iloraz różnicy ilości energii pobranej z systemu i energii sprzedanej podzielonej przez ilość energii pobranej.

W zestawieniu wykazano wskaźniki łącznych strat występujące w kontrolowanych podmiotach dystrybucyjnych w latach 1990-1995 (brak danych za rok 1996):

Tablica 15. Straty energii elektrycznej

Spółka dystryb.	Wskaźnik strat w %					Przyrost strat w pkt. procent. w 1990 - 95 r.
	1990	1992	1993	1994	1995	
ZE Słupsk	8,98	13,80	19,35	12,99	17,71	+ 8,73
ZE Rzeszów	7,21	15,26	16,74	14,47	15,01	+7,80
ZE Bydgoszcz	6,39	13,30	15,36	12,91	14,17	+7,78
ZE Skarżysko K.	9,94	15,66	17,12	16,21	16,57	+6,63
ZE Łódź Teren	11,33	17,25	19,92	19,52	17,86	+6,53
GZE Gliwice	5,81	9,28	9,47	9,66	9,81	+4,00
ZE Olsztyn	10,09	16,57	15,70	15,06	13,7	+3,61
ZE Lublin	7,49	11,37	12,07	10,25	11,09	+3,60
ZE Częstochowa	13,56	19,35	20,25	17,12	17,03	+3,47
ZE Tarnów	9,43	12,97	14,30	11,92	11,90	+2,47
Polska	8,88	13,21	14,35	14,31	14,65	+5,77

Z powyższych danych wynika, że w 1995 r. łączne straty bilansowe (w skali kraju) wzrosły w stosunku do poziomu roku 1990 o ponad 5,7 punktu procentowego. Utrzymanie wskaźnika na poziomie wyjściowym (1990 r.) dałoby ilościowe zmniejszenie strat o 7.169 GWh energii, co przy jednostkowym koszcie wytwarzania w elektroenergetyce zawodowej w wysokości 60,75 zł/MWh (poziom 1995 r.) obniżyłoby łączne koszty wytwarzania o 435 mln zł. Przy założeniu natomiast, że zaoszczędzona ilość energii znalazłaby nabywców, przychody elektroenergetyki zwiększyłyby się o 853 mln zł (przy średniej cenie dla odbiorców 119 zł/MWh w 1995 r.).

Ustalenia kontroli wykazały, że w materiałach sprawozdawczych i analitycznych sporządzanych przez spółki dystrybucyjne brak było jednoznacznego wskazania przyczyn tak znacznego wzrostu strat energii w okresie 5 lat poprzedzających okres kontroli. Kontrola ujawniła jednakże, że w spółkach występowały niedociągnięcia eksploatacyjne, mogące mieć wpływ na poziom strat technicznych. Zaliczyć do nich należy:

- * niestosowanie zasad ekonomicznego rozdziału obciążeń w sieciach wysokiego i średniego napięcia poprzez dobór optymalnych podziałów w tych sieciach;
- * brak dostosowania mocy transformatorów średniego/niskiego napięcia do ich obciążeń;
- * utrzymywanie asymetrii obciążeń na liniach średniego i niskiego napięcia;
- * nadmierny przepływ energii biernej w sieciach i transformatorach poszczególnych napięć;
- * utrzymywanie w eksploatacji urządzeń powodujących nadmierne straty sieciowe (przestarzałych technologicznie);
- * nadmierną długość ciągów sieciowych linii średniego i niskiego napięcia.

Obok tych czynników utrzymywaniu się strat sieciowych sprzyjało niepełne wykonywanie zaplanowanych zamierzeń remontowych i modernizacyjnych.

Na przykład:

- w Zakładzie energetycznym Bydgoszcz S.A. na 32 liniach średniego napięcia (7,1 % ogólnej ilości eksploatowanych linii) wskaźnik strat przekraczał uznawany za dopuszczalny poziom 3 %, w tym 15 linii wykazywało straty powyżej 5 %. Całkowita długość 55 linii przekraczała przyjętą za maksymalną (z punktu widzenia optymalizacji strat) długość 50 km, w tym 9 linii miała nawet ponad 100 km;
- w tym samym Zakładzie w ramach planu minimalizacji technicznych strat sieciowych (część ogólnego planu zadań Zakładu Energetycznego na 1995 r.) założono wybudowanie 8 nowych stacji transformatorowych 110kV/15kV o różnym obciążeniu od 2,3 MW do 6,0 MW. Do czasu zakończenia kontroli w listopadzie 1996 r. wybudowano tylko jedną stację o najmniejszym obciążeniu. Łączna planowana obniżka strat miała wynieść 2,3 MW, a faktycznie uzyskano zmniejszenie strat o 0,2 MW, co stanowiło 9,7 % założonych efektów;
- planowane nakłady na remonty i modernizację w Zakładzie Energetycznym Okręgu Radomsko-Kieleckiego wykonano w 1994 r. w 66,7 %, w 1995 r. w 91 %, a w ciągu 3 kwartałów 1996 r. w 59 %.

Szczególne ustalenia kontroli wskazujące na uproszczone podejście do problemu rozpoznawania przyczyn powstawania strat, poczyniono w Zakładzie Energetycznym Lublin S.A.

I tak:

- w 1994 i 1995 roku w zakładzie tym założono, że przyczyną wzrostu strat jest nielegalny pobór energii, w wyniku czego zintensyfikowano działania kontrolne. W 1994 r. w wyniku przeprowadzenia ponad 31 tys. kontroli wykryto 311 przypadków nielegalnego poboru, a w 1995 r. ponad 32 tys. kontroli doprowadziło do ujawnienia 419 faktów kradzieży energii. W celu przeciwdziałania stratom przeprowadzono także szeroko zakrojoną akcję wymiany liczników energii (łącznie w tych latach ponad 17 tys.) i opomiarowania wielkich odbiorców nowymi typami urządzeń. Pomimo tego w 1995 r. straty w Zakładzie Energetycznym Lublin wzrosły w stosunku do 1994 r. o prawie 1 punkt procentowy

Powyższy przykład wskazuje, że aprioryczne wskazywanie źródeł powstawania strat i koncentrowanie wysiłku organizacyjnego na ich likwidacji utrudnia diagnozowanie rzeczywistych przyczyn ich powstawania, a tym samym opóźnia podjęcie skutecznych działań.

W toku kontroli ujawniono jednostkowy lecz wymagający negatywnej oceny fakt sporządzania w Górnośląskim Zakładzie Energetycznym S.A. sprawozdań statystycznych GUS w zakresie strat w sposób naruszający kryterium rzetelności i legalności.

- w rocznym sprawozdaniu wz.G-10.7 za 1995 r. Zakład wykazał (wiersz 21 rubryka 3) straty i różnice bilansowe w wysokości 1.171.608 MWh, podczas gdy w obejmującym te same dane sprawozdaniu wz.G-10.4 wykazano 1.254.026 MWh a więc o 82.418 kWh więcej. Różniły się także wykazane wskaźniki strat bilansowych, których wartość w pierwszym przypadku określono na 9,17 %, a w drugim na 9,81 %. W sprawozdaniu G-10.7 w ogóle nie wykazano danych w wierszu 22, dotyczącym strat sieciowych, naruszając w ten sposób postanowienia Zarządzenia Nr 7 Prezesa GUS z dnia 31 stycznia 1995 r. zmieniającego zarządzenie w sprawie ustalenia na rok 1994 obowiązków sprawozdawczych w zakresie gospodarki paliwowo-energetycznej (Dz.Urz. GUS Nr 3, poz.14),

3.3.8. Jakość dostaw energii elektrycznej i obsługa odbiorców

Jednym z podstawowych wyznaczników oceny działalności spółek dystrybucyjnych jest niezawodność pracy urządzeń dostarczających energię oraz jej jakość. Niezawodność pracy, mierzona ilością występujących przerw w dostawach energii, w wymiarze ilościowym nie wykazywała w latach 1994-1995 stałej tendencji (wzrostu bądź spadku) w skali wszystkich kontrolowanych spółek.

Na przykład:

- w Zakładzie Energetycznym Lublin S.A. w 1994 r. odnotowano 33,8 tys. przerw w dostawie energii, a w 1995 r. - 31,6 tys., tj. 6,5 % mniej,
- w Zakładzie Energetycznym Łódź-Teren S.A. w 1994 r. wystąpiło 44,9 tys. przerw, natomiast w 1995 r. 45,0 tys.,
- w Górnośląskim Zakładzie Energetycznym S.A. łączna liczba zakłóceń w pracy eksploatowanych urządzeń wyniosła w 1994 r. 24,2 tys., natomiast w 1995 r. - 23,5 tys. (o 3 % mniej).

Do podstawowych przyczyn awaryjności urządzeń elektroenergetycznych (oprócz zdarzeń losowych) zaliczyć należy ich technologiczną przestarzałość oraz niewłaściwą eksploatację, w tym

zwłaszcza nierównomierne obciążanie poszczególnych faz (przewodów) w liniach energetycznych, zwłaszcza niskiego napięcia.

Na przykład:

- w Górnośląskim Zakładzie Energetycznym S.A., który eksploatuje ponad dwukrotnie więcej sieci niskiego napięcia niż wysokiego i średniego, odnotowano w badanym okresie aż 16-krotnie więcej awarii sieci niskiego napięcia niż pozostałych. Ponad 50 % zaistniałych zakłóceń spowodowanych zostało przeciążeniem sieci (przepalenie bezpiecznika).

Charakterystyczny przypadek nierównomierności obciążenia, stwierdzony został przez kontrolerów w wyniku przeprowadzonych badań na osiedlu (Chopina II w Sochaczewie - obszar działania Zakładu Energetycznego Łódź-Teren S.A.).

I tak:

- pomiary natężenia prądu (obciążenia przewodów) w poszczególnych fazach wykazały wartości 100 A (przewód R) 215 A (przewód S) i 140 A (przewód T). Obciążenie przewodu S było więc o 115 % większe niż przewodu r. W konsekwencji powodowało to obniżenie napięcia u odbiorców przyłączonych do przewodu R, zagrożenie awarią wskutek przepalenia bezpiecznika (przegrzanie przewodu), a także wzrost strat energii przesyłanej tym przewodem (poziom strat jest proporcjonalny do kwadratu natężenia prądu).

Właśnie nierównomierne obciążenie przewodów (obok zbyt długich torów linii zasilających i niewłaściwych przekrojów przewodów) było zasadniczą przyczyną stwierdzonych we wszystkich kontrolowanych spółkach zjawisk dostarczania energii o niewłaściwej jakości, tzn. o napięciu zaniżonym w stosunku do wymogów określonych w § 4 ust. 1 pkt 2 cyt. zarządzenia Ministra Energetyki i Energii Atomowej z dnia 3 maja 1978 r. Zgodnie z tym przepisem odchylenie napięcia nie może być większe niż $\pm 5\%$ a dla odbiorców z urządzeniami przyłączonymi na stałe do sieci o napięciu poniżej 1kV na terenach wiejskich $+ 5\%$ i $- 10\%$. Oznacza to, że wartość napięcia energii dostarczanej na terenach miejskich powinna zawierać się w przedziale 209V-231V a na terenach wiejskich 198V-231V.

Zasada ta nie była przestrzegana.

Na przykład:

- w Zakładzie Energetycznym Częstochowa S.A. zaniżone napięcie dostarczono w 1994 r. do 2,5 % wszystkich odbiorców, w 1995 r. do 2,6 % a w 3 kw. 1996 r. - prawie 2,7 % odbiorców,
- w Zakładzie Energetycznym Łódź-Teren zaniżone napięcie dostarczono w 1994 r. do ok. 9 % odbiorców a w 1995 r. do 9,8 % łącznej ich liczby,
- w Zakładzie Energetycznym Lublin S.A. Okręgowy Inspektorat Gospodarki Energetycznej stwierdził w czasie jednej z kontroli przeprowadzonych w 1996 r., że spośród 102 objętych badaniami obwodów, w 16 występowało zaniżone napięcie. W dniu 15 lutego 1996 r. w obwodzie ZK-7 przy ul. Dzierżawnej (stacja K-195) wartości zmierzonego napięcia wynosiły 107V, 207V i 209V przy dopuszczalnym 209V.

Z ustaleń kontroli wynika, że eliminacja tego typu usterek technicznych w niektórych przypadkach możliwa była w sposób bezinwestycyjny, poprzez zmianę obciążenia poszczególnych faz. Wskazuje na to przykład odnotowany w Zakładzie Energetycznym Okręgu Radomsko-Kieleckiego w 1995 r.

I tak:

- w Ostrowcu Świętokrzyskim w 4 obwodach wystąpiło zaniżone napięcie - przy ul. Rozległej jego wartość wyniosła 170V, przy ul. Reczki - 180V, przy ul. Torfowej - 190V i przy ul. Szewnej - 140V. Poprzez zmianę obciążenia faz uzyskano poprawę napięcia odpowiednio do 210V, 205V, 208V i 215V.

We wszystkich kontrolowanych spółkach dystrybucyjnych do prowadzenia rozliczeń z odbiorcami energii elektrycznej wykorzystywano systemy informatyczne konstrukcji różnych firm o różnym stopniu rozbudowania, ale o zbliżonych algorytmach postępowania. Dla tzw. wielkich odbiorców stosowano miesięczny (wyjątkowo w Zakładzie Energetycznym Lublin dwumiesięczny) cykl rozliczeń na podstawie odczytów liczników energii elektrycznej. Również na podstawie odczytów rozliczani byli odbiorcy drobni obciążani za zużyta energię w cyklu dwumiesięcznym. W obydwu systemach odbiorca płaci wyłącznie za faktycznie zużyta energię. Programy komputerowe pozwalają na zachowanie dokładności rachunku w przypadku zmiany cen w trakcie cyklu rozliczeniowego, tj. pomiędzy kolejnymi odczytami. W takiej sytuacji wylicza się średniodobowe zużycie w całym cyklu rozliczeniowym i za okres do zmiany ceny obciąża się odbiorcę po starej cenie, a za okres po zmianie ceny - z uwzględnieniem nowej. Założeniem systemów komputerowych do rozliczeń drobnych odbiorców (w tym najczęściej stosowanego systemu ZBYT-386) jest realizacja całości czynności bezpośrednio u odbiorcy. Inkasenci wyposażeni są w przenośne mikrokomputery, w pamięci których umieszczane są wszystkie dane o odbiorcy. Inkasent wprowadza do pamięci wynik odczytu i dokonuje pełnego rozliczenia z wystawieniem rachunku.

Odmienności przedstawionego powyżej algorytmu postępowania stwierdzono w Zakładzie Energetycznym Słupsk S.A. i Zakładzie Energetycznym Lublin S.A.

I tak:

- w Zakładzie Energetycznym Słupsk stosowany system rozliczeń wielkich odbiorców (program SZARO) polega na comiesięcznym odczytywaniu stanu liczników i wprowadzaniu danych do pamięci komputera, który w oparciu o dwa kolejne odczyty drukuje faktury za pobraną energię do dnia odczytu. Ponieważ termin płatności przypada 15 następnego miesiąca w fakturach uwzględnia się a priori należność za energię od dnia odczytu do terminu zapłaty w formie tzw. raty planowej w wysokości 85 % należności za poprzedni miesiąc. Przy rozliczeniu odbiorców drobnych w cyklu dwumiesięcznym fakturę np. za styczeń i luty dostarcza się odbiorcy przy kolejnym odczycie tj. na koniec kwietnia. Oznacza to, że Zakład Energetyczny faktycznie kredytuje odbiorcę przez miesiąc (w tym przypadku za marzec i kwiecień). Również w tym systemie nalicza się tzw. ratę planową,
- w Zakładzie Energetycznym Lublin w okresie urlopowym stosowany jest czteromiesięczny cykl rozliczeń. W rozliczeniu tym, przy odczycie stanu licznika kończącym ostatni cykl dwumiesięczny, klient otrzymuje fakturę określającą należność za miniony cykl rozliczeniowy oraz fakturę z wyliczoną szacunkowo należnością na najbliższe dwa miesiące, z terminem płatności po upływie tego okresu. Faktyczne rozliczenie za cykl czteromiesięczny następuje po jego zakończeniu, z uwzględnieniem kwoty z faktury szacunkowej. Zaznaczyć należy, że wobec odbiorców, którzy zgłoszą takie żądanie, stosuje się bez względu na okres urlopowy dwumiesięczny cykl rozliczeń.

W świetle wyników kontroli rzetelność rozliczeń z tytułu dostaw energii elektrycznej była w kontrolowanych spółkach należyta. Wrywkowe kontrole w tym zakresie (np. w ZE Częstochowa S.A, ZE Tarnów S.A. i ZE OR-K) wykazały, że ilość uznanych reklamacji w drodze wystawienia faktur korygujących w stosunku do ilości rachunków była znikoma. Przykładowo w Rejonie Energetycznym Bochnia (ZE Tarnów S.A.) w 1994 r. na ponad 327 tys. rachunków wystawiono 1,5 tys. faktur korygujących, w 1995 r. - na 320 tys. rachunków - 1,0 tys. faktur, a w ciągu 3 kw. 1996 r. 240,0 tys. rachunków skorygowano 750. Podobne proporcje wystąpiły w Rejonie Energetycznym Tarnów Miasto - w 1994 r. na 284 tys. rachunków skorygowano 1,3 tys., w 1995 r. z 281 tys. ponownie przeliczono 1,2 tys., a w 3 kw. 1996 r. z 218 tys. skorygowano 863. Także wrywkowa, szczegółowa kontrola rachunków wystawionych 6 odbiorcom (dużego odbioru) za okres zmian cen w styczniu 1995 r. wykazała prawidłowe obliczenie należności.

W kontrolowanych spółkach dystrybucyjnych załatwianie spraw związanych z zastrzeżeniami odbiorców co do jakości i ciągłości dostaw energii pozostawało w gestii Rejonów Energetyki. Sposób rejestracji tych zastrzeżeń i ich kwalifikowania był na tyle zróżnicowany, że zebrane w toku kontroli dane nie były w ogóle porównywalne.

Na przykład:

- w poddanym kontroli Rejonie Energetycznym w Inowrocławiu (ZE Bydgoszcz S.A.) w ogóle nie prowadzono rejestru skarg odbiorców energii elektrycznej, motywując to brakiem typowych skarg na poziom usług świadczonych przez Rejon. Prowadzono natomiast ewidencję zgłoszonych usterek technicznych i rejestr pism dotyczących rachunków za zużyty energię. W ewidencji usterek w 1994 r. zarejestrowano 7.626 zgłoszeń, w 1993 r. - 8.499, a za 3 kwartały 1996 r. - 5.149. W ewidencji pism związanych z rozliczaniem wykazano wpływ w 1994 r. - 1.069 pism, w 1995 r. - 1.103, a w 3 kwartałach 1996 r. - 803,
- w Rejonie Energetycznym Rzeszów - Miasto kontrolerów poinformowano, że w Rejonie nie prowadzi się rejestru reklamacji dotyczących napięcia zasilania. Reklamacje w tych sprawach są zgłaszane telefonicznie do Pogotowia Energetycznego lub innych służb Rejonu, a o sposobie załatwiania zgłaszający reklamacje byli informowani ustnie przez pracowników wykonujących pomiary. Z informacji tej wynikało, że w całym badanym okresie zgłoszonych zostało tylko 9 reklamacji odnośnie poziomu napięcia (w 1994 r. - 4 zgłoszenia, w 1995 r. - 3, a w ciągu 3 kwartałów 1996 r. - 2 reklamacje),
- w Rejonie Energetycznym Rzeszów-Teren odnotowano w badanym okresie 19 skarg dotyczących poziomu napięcia bądź przerw w zasilaniu. Wpływ skarg odnotowywany był w rejestrze pism przychodzących wraz z całą pozostałą korespondencją,
- z dokumentacji dotyczącej skarg w Rejonie Energetycznym w Ostrowcu Świętokrzyskim wynika, że w latach 1994-3 kwartały 1996 r. wpłynęły tylko 2 skargi: z Gazety „Ostrowiec” dotycząca zbędnego oświetlania ulic i Rady Miejskiej, dotycząca systemu pobierania opłat za energię.

W tych spółkach, w których prowadzono rejestr skarg wpływających bezpośrednio do komórek organizacyjnych zarządów (ZE Łódź-Teren S.A., ZE Rzeszów S.A., ZE Olsztyn S.A. i ZE Okręgu Radomsko-Kieleckiego) ilość wpływających skarg również była nieporównywalna, co wskazuje na stosowanie odmiennych zasad ich kwalifikowania.

Na przykład:

- do ZE OR-K wpłynęło w badanym okresie ogółem 50 skarg, w tym 26 dotyczących prawidłowości wystawiania rachunków za energię, 9 odnośnie zasad eksploatacji, 6 - nielegalnego poboru i 9 dotyczących innych spraw,
- w rejestrze prowadzonym w ZE Rzeszów w badanym okresie wpisano tylko jedną skargę (z datą 19 stycznia 1996 r.), która dotyczyła powiadomienia o rzekomym nielegalnym poborze przez wymienionego z nazwiska mieszkańca m. Mielec,
- także w ZE Łódź-Teren zaewidencjonowano jedną skargę dotyczącą nieciągłości zasilania (w 1994 r.). Wpisano ją do rejestru skarg i notatek prasowych, w którym odnotowywano wpływ tego typu korespondencji.

Z ustaleń kontroli wynika, że do b. Urzędu Antymonopolowego (a następnie Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów) w badanym okresie wpłynęło łącznie 13 wniosków o wszczęcie postępowania w związku z działalnością 3 kontrolowanych spółek (w ZE Rzeszów S.A. ZE Lublin S.A. i ZE Olsztyn S.A.)

Tylko w jednym przypadku - Delegatura UOKiK prawomocną decyzją stwierdziła stosowanie praktyk monopolistycznych przez ZE Lublin S.A. poprzez odmowę refinansowania kosztów budowy sieci elektroenergetycznych i urządzeń wybudowanych przez SM „Walecznych” w Lublinie. W wyniku tej decyzji Zakład Energetyczny Lublin S.A. zawarł w dniu 2 kwietnia 1996 r. umowę ze Spółdzielnią zobowiązując się do zwrotu kwoty 60 tys.zł. W 3 dalszych sprawach Urząd prawomocnymi decyzjami stwierdził niestosowanie praktyk monopolistycznych, w 5 odmówił wszczęcia postępowania, 3 wnioski wycofane zostały przez wnoszących, a 1 sprawa była w toku.

III. POSTĘPOWANIE KONTROLNE I DZIAŁANIA PODJĘTE PO ZAKOŃCZENIU KONTROLI

W ośmiu podmiotach wytwarzających energię elektryczną kontrole przeprowadzono w IV kwartale 1996 roku, a u osiemnastu dystrybutorów energii elektrycznej w okresie od października 1996 r. do stycznia 1997 r. Kontrole w Ministerstwie Przemysłu i Handlu oraz w PSE S.A. przeprowadzono od listopada 1996 r. do stycznia 1997 r.

Przed rozpoczęciem kontroli zebrano informacje w Zakładzie Energetycznym Zamość SA z zakresu rozwiązań strukturalno-organizacyjnych, prowadzenia systemów technologicznych i eksploatacyjnych związanych z minimalizacją strat i przerw w dostawach energii oraz systemów rozliczeń z odbiorcami energii elektrycznej.

W związku z przeprowadzaną kontrolą zasięgano informacji w Urzędzie Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Skorzystano także z wyników kontroli pomiarów spadku napięcia w wieczornym szczycie energetycznym Inspektoratu Gospodarki Energetycznej w Radomiu.

Wszystkie protokoły kontroli podpisano bez zastrzeżeń.

Po zakończeniu kontroli w jednostkach kontrolowanych odbyło się 13 narad pokontrolnych w czasie których przedstawiono wyniki kontroli i wnioski pokontrolne.

Do wszystkich kierowników skontrolowanych jednostek zostały skierowane wystąpienia pokontrolne. Nie przekazywano wystąpień do kierowników jednostek nadrzędnych lub innych organów.

Żaden z kierowników jednostek kontrolowanych nie zgłosił zastrzeżeń do wystąpień pokontrolnych. Wszyscy złożyli informacje o sposobie wykorzystania uwag i podjętych działaniach na rzecz realizacji wniosków w wyznaczonym terminie.

Do dnia sporządzenia informacji do NIK wpłynęły odpowiedzi od wszystkich kontrolowanych podmiotów.

Wytwórcy energii i zakłady energetyczne odpowiadając na wnioski pokontrolne podawali harmonogramy działań długofalowych oraz informowali o podjętych działaniach doraźnych.

W odpowiedzi na wystąpienie PSE SA przedłożyły informację, z której wynika, że wszystkie wnioski NIK zostały zrealizowane lub ich realizacja jest zaawansowana. Analiza zaleceń pokontrolnych NIK była przedmiotem posiedzenia Zarządu Polskich Sieci Elektroenergetycznych

SA, a celem ich realizacji podjęta została stosowna uchwała wskazująca osoby odpowiedzialne za realizację wniosków.

Badaniami kontrolnymi objęto również był Ministerstwo Przemysłu i Handlu. Wystąpienie pokontrolne zostało skierowane do Ministra Gospodarki jako organu, który przejął problematykę kontroli po zlikwidowanym Ministerstwie Przemysłu i Handlu.:

W odpowiedzi na wystąpienie pokontrolne Minister Gospodarki przedstawił dotychczas stosowany mechanizm stanowienia cen w hurtowym obrocie energią elektryczną, podejmowane przez b. Ministerstwo Przemysłu i Handlu działania mające na celu zachowanie stabilności finansowej sektora elektroenergetyki oraz przyczyny zmuszające b. Ministra Przemysłu i Handlu do podejmowania działań interwencyjnych.. Jednocześnie Izba została poinformowana o podjęciu prac nad projektem zarządzenia Ministra Gospodarki mającego ustalić procedury związane z zasadami i trybem sporządzania wniosku o zmianę wewnętrznych cen energii elektrycznej. Minister Gospodarki opowiadając na wniosek Najwyższej Izby Kontroli wskazujący na obowiązek publikowania cen energii w obrocie hurtowym w Dzienniku Urzędowym Cen, uwypuklił specyficzny charakter tych cen, który powoduje, że nie poddają się one wprost regulacjom ustawowym. Publikacja cen, według Ministra Gospodarki będzie możliwa dopiero po wejściu w życie Prawa energetycznego, tj. od 1 stycznia 1998 r.

Najwyższa Izba Kontroli, nawiązując do otrzymanej od Ministra Gospodarki odpowiedzi, przytoczyła szereg nieprawidłowości i niekorzystnych zjawisk ujawnionych w innych kontrolowanych podmiotach, a będących następstwem stosowanej przez b. Ministra Przemysłu i Handlu metody stanowienia cen w obrocie hurtowym. Wskazała ponadto na zasadność publikowania wzmiankowanych cen, gdyż również zgodnie z regulacjami zawartymi w art. 47 Prawa energetycznego, który wejdzie w życie od 1 stycznia 1997 r. decyzje dotyczące taryf mają być publikowane. Najwyższa Izba Kontroli podtrzymała wszystkie przedstawione w wystąpieniu pokontrolnym wnioski.

W toku kontroli stwierdzono uszczuplenia należności w łącznej kwocie 126.193 zł, w tym na rzecz budżetu 62.598 zł i na rzecz Górnośląskiego Zakładu Energetycznego S.A. 63.595 zł. Kwota uszczupień budżetu stanowiła nie zapłacony przez GZE S.A. podatek dochodowy (wraz z odsetkami). Uszczuplenie powstało ze względu na nieprawidłowe zaliczenie do kosztów uzyskania przychodów opłat poniesionych przez ten Zakład w związku z utworzeniem spółek. Kwotą opłat obciążono utworzone spółki.

W wyniku kontroli Elektrownia Turów odzyskała od PSE S.A. kwotę 9.009 tys. zł z tytułu należności wynikających z zawartego kontraktu długoterminowego. Również wynikiem przeprowadzonej kontroli jest odzyskanie przez Elektrownię „Halemba” nadpłaconą na rzecz firmy EM&CA kwotę 4 tys. zł z tytułu realizacji umowy o opracowanie Biznes-Planu. Łączna kwota odzyskana wyniosła 9.075,6 tys. zł.

p.o. Dyrektora Departamentu
Gospodarki Integracji Europejskiej

Janusz Gradowski

AKCEPTUJĘ
Wiceprezes
Najwyższej Izby Kontroli

Jacek Uczkiewicz
Warszawa, 1997.

ZATWIERDZAM:
Prezes
Najwyższej Izby Kontroli

Janusz Wojciechowski
Warszawa, 1997.10.20

WYKAZ JEDNOSTEK KONTROLOWANYCH

1. Ministerstwo Przemysłu i Handlu
2. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. - Warszawa
3. Zespół Elektrowni Ostrołęka - Ostrołęka
4. Elektrociepłownie Warszawskie S.A. - Warszawa
5. Zakład Energetyczny Częstochowa S.A. - Częstochowa
6. Elektrociepłownia Białystok S.A. - Białystok
7. Zakład Energetyczny Bydgoszcz S.A. - Bydgoszcz
8. Elektrownia Rybnik S.A. - Rybnik
9. Elektrownia Halemba S.A. - Ruda Śląska
10. Górnośląski Zakład Energetyczny S.A. - Gliwice
11. Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego S.A. - Skarżysko-Kamienna
12. Zakład Energetyczny Słupsk S.A. - Słupsk
13. Zakład Energetyczny Tarnów S.A. - Tarnów
14. Zakład Energetyczny Lublin S.A. - Lublin
15. Zakład Energetyczny Łódź - Teren S.A. - Łódź
16. Zakład Energetyczny S.A. w Olsztynie - Olsztyn
17. Rzeszowski Zakład Energetyczny S.A. - Rzeszów
18. Elektrownia Kozienice - Świerże Górne
19. Elektrownia Turów - Bogatynia
20. Zespół Elektrociepłowni Wrocław S.A. - Wrocław