

OBWIESZCZENIE MINISTRA GOSPODARKI¹⁾

z dnia 15 listopada 2007 r.

w sprawie sprawozdania z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w energię elektryczną

Na podstawie art. 15b ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. — Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.²⁾) ogłasza się w załączniku do niniejszego obwieszczenia sprawozdanie z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w energię elektryczną za 2005 i 2006 r.

Minister Gospodarki: *P. G. Woźniak*

¹⁾ Minister Gospodarki kieruje działem administracji rządowej — gospodarka, na podstawie § 1 ust. 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 18 lipca 2006 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki (Dz. U. Nr 131, poz. 909 oraz z 2007 r. Nr 135, poz. 954).

²⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2006 r. Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217 oraz z 2007 r. Nr 21, poz. 124, Nr 52, poz. 343, Nr 115, poz. 790 i Nr 130, poz. 905.

Załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki
z dnia 15 listopada 2007 r. (poz. 1037)

**SPRAWOZDANIE Z WYNIKÓW NADZORU
NAD BEZPIECZEŃSTWEM ZAOPATRZENIA
W ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ**

WARSZAWA, 2007 r.

SPIS TREŚCI

Wstęp	4152
<i>Ważniejsze skróty i symbole</i>	4152
1. Informacje dotyczące bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną	4153
1.1. Podaż i popyt energii elektrycznej	4153
1.2. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną oraz możliwości dysponowania tymi źródłami	4153
Źródła dostaw	4153
Kierunki dostaw na rynku hurtowym	4154
Kierunki dostaw na rynku detalicznym	4155
1.3. Stan infrastruktury technicznej sektora elektroenergetycznego	4155
Wytwarzanie energii elektrycznej	4155
Sieć przesyłowa	4156
Dystrybucja	4157
Zmiany strukturalne sektora elektroenergetycznego	4157
1.4. Oddziaływanie sektora elektroenergetycznego na środowisko	4158
1.5. Sytuacja ekonomiczna przedsiębiorstw energetycznych, w tym konkurencyjność cenowa energii elektrycznej	4160
Sytuacja przedsiębiorstw energetycznych	4160
Konkurencyjność cenowa energii elektrycznej	4162
Rynek hurtowy	4162
Rynek detaliczny	4162
1.6. Poziom zapasów paliw wykorzystywanych do wytwarzania energii elektrycznej	4165
1.7. Podejmowanie działań w zakresie bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną	4165
1.7.1. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz postępowanie w przypadku niedoborów jej dostaw	4165
<i>Regulacje prawne</i>	4165
<i>Podstawowe czynniki ryzyka dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w perspektywie najbliższych pięciu lat</i>	4166
<i>Działania ograniczające ryzyko</i>	4167
1.7.2. Skuteczność podejmowanych działań	4168
1.8. Przewidywane zapotrzebowanie na energię elektryczną	4169
1.9. Planowane lub będące w budowie nowe moce źródeł energii elektrycznej	4170
2. Wnioski wynikające z analizy bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną ..	4171

Wstęp*Ważniejsze skróty i symbole:*

Podstawę prawną do sporządzenia niniejszego sprawozdania stanowi przepis art. 15b ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. — Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.), który zobowiązuje Ministra Gospodarki do opracowania sprawozdania z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w energię elektryczną. Nadzór nad bezpieczeństwem energetycznym państwa sprawuje minister właściwy do spraw gospodarki — zgodnie z przepisami ustawy — *Prawo energetyczne* oraz ustawy z dnia 4 września 1997 r. *o działach administracji rządowej* (Dz. U. z 2007 r. Nr 65, poz. 437, z późn. zm.).

Sprawozdanie zawiera informacje obejmujące 2005 i 2006 r.

Przedmiotem niniejszego sprawozdania są w szczególności informacje dotyczące:

- charakterystyki polskiego sektora elektroenergetycznego w zakresie oceny możliwości zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną, z uwzględnieniem kierunków zaopatrzenia w tę energię, w tym ze źródeł wytwórczych krajowych,
- wzajemnych relacji pomiędzy popytem i podażą energii elektrycznej,
- charakterystyki stanu technicznego podmiotów sektora elektroenergetycznego,
- wielkości istniejącej rezerwy mocy elektrycznej oraz poziomu zapasów paliw wykorzystywanych do wytwarzania energii elektrycznej,
- sytuacji ekonomicznej branży elektroenergetycznej oraz oceny jej oddziaływania na środowisko,
- wielkości przewidywanego zapotrzebowania na energię elektryczną w perspektywie długookresowej.

Poziom bezpieczeństwa dostaw w zakresie energii elektrycznej zależy od wielu różnorodnych czynników i okoliczności, w tym przede wszystkim od sprawnego zarządzania pracą systemu elektroenergetycznego, stanu technicznego majątku wytwórczego, jak również sprawności urządzeń i instalacji systemów: przesyłowego oraz dystrybucyjnych, właściwych rezerw mocy produkcyjnych i stosownego poziomu mocy przesyłowych, w tym mocy transgranicznych.

Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej stanowi jeden z głównych filarów bezpieczeństwa energetycznego państwa, zdefiniowanego w przyjętym przez Radę Ministrów w dniu 4 stycznia 2005 r. dokumencie *Polityka energetyczna Polski do 2025 r.*

ARE S.A.	— Agencja Rynku Energii S.A.
CEER	— Council of European Energy Regulators (Rada Europejskich Regulatorów Energii)
EP	— Grupa Energetyczna Południe
GWh	— gigawatogodzina
IRiESP	— Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
JWCD	— Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana
KDT	— kontrakty długoterminowe (umowy długoterminowe sprzedaży mocy i energii elektrycznej zawarte pomiędzy PSE S.A. a wytwórcami energii elektrycznej)
KE	— Komisja Europejska
KSE	— Krajowy System Elektroenergetyczny
kV	— kilowolt
kWh	— kilowatogodzina
MW	— megawat
MWh	— megawatogodzina
nN	— niskie napięcia
NN	— najwyższe napięcia
OECD	— Organization for Economic Co-operation and Development (Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju)
OSD	— Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	— Operator Systemu Przesyłowego
OZE	— odnawialne źródła energii
PGE	— Polska Grupa Energetyczna
PO	— przedsiębiorstwo obrotu
PSE S.A.	— Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
SD	— spółka dystrybucyjna
SN	— średnie napięcia
TPA	— third party access (dostęp do sieci stron trzecich)
TWh	— terawatogodzina
UCTE	— Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (Unia ds. Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej)
UE	— Unia Europejska
URE	— Urząd Regulacji Energetyki
WN	— wysokie napięcia

1. Informacje dotyczące bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną

Bezpieczeństwo energetyczne kraju w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną zależy od:

- wielkości podaży energii elektrycznej na rynku krajowym ze źródeł krajowych oraz importu,
- możliwości technicznych zaspokojenia zapotrzebowania na energię elektryczną,
- stanu infrastruktury technicznej służącej realizacji procesu zaopatrzenia w energię elektryczną.

1.1. Podaż i popyt energii elektrycznej

Dostawę energii elektrycznej na rynek krajowy zapewniają elektrownie i elektrociepłownie zawodowe, elektrociepłownie przemysłowe oraz przedsiębiorstwa importujące energię elektryczną. Zapotrzebowanie na energię elektryczną zależy od wielkości krajowego zu-

życia tej energii przez odbiorców końcowych oraz ilości energii elektrycznej przeznaczanej na eksport.

W latach 2005—2006 produkcja energii elektrycznej w Polsce zaspokajała krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną. Występował też znaczny eksport. Polska była w tym okresie jednym z większych eksporterów energii elektrycznej w Europie.

Rozwój gospodarczy w Polsce w ostatnich latach spowodował wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. Dodatkowym czynnikiem wpływającym na zwiększenie popytu na energię elektryczną w 2006 r. była mroźna zima i upalne lato.

Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju kształtowała się w 2006 r. na poziomie 161 692 GWh i była większa o 3,03 % w stosunku do 2005 r., zaś krajowe jej zużycie w 2006 r. wyniosło 150 706 GWh i było wyższe od zużycia w 2005 r. o 3,40 %.

Tabela 1. Krajowy bilans energii elektrycznej w latach 2005—2006

Wyszczególnienie	2005	2006	Dynamika
	GWh		%
PRZYCHÓD (PODAŻ)	161 938	166 481	102,81
z tego:			
Produkcja ogółem	156 936	161 692	103,03
Import (pobór)	5 002	4 789	95,74
ROZCHÓD (POPYT)	161 938	166 481	102,81
z tego na:			
Zużycie krajowe	145 750	150 706	103,40
w tym: potrzeby energetyczne elektrowni	12 266	12 774	104,14
Eksport (oddanie)	16 188	15 775	97,45

Źródło: Dane ARE S.A.

Wzrost produkcji energii elektrycznej umożliwiła, występująca w KSE, rezerwa mocy. W latach 2005—2006 nadwyżka mocy osiągalnej ponad zapotrzebowanie, w dniu maksymalnego jej zapotrzebowania, wynosiła odpowiednio 32,3 % oraz 28,8 %.

W analizowanym okresie występowała zdecydowana przewaga eksportu energii elektrycznej nad jej importem. W 2006 r. saldo wymiany międzynarodowej wyniosło 10 986 GWh.

1.2. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną oraz możliwości dysponowania tymi źródłami

Źródła dostaw

Źródłem zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną w 2006 r. była, przede wszystkim, jej

produkcja z własnych źródeł oraz w nieznacznym stopniu import.

Na wielkość podaży energii elektrycznej decydujący wpływ miała produkcja elektrowni ciepłych zawodowych, oparta o krajowe zasoby węgla, której udział w rynku wynosił w 2006 r. prawie 93 %. W stosunku do 2005 r. zwiększył się udział produkcji energii z elektrowni na węgiel kamienny, kosztem energii z elektrowni na węgiel brunatny. Zmniejszyła się produkcja energii elektrycznej w elektrociepłowniach. W wyniku stosowania przez państwo preferencyjnych zasad w stosunku do energii wytwarzanej w źródłach odnawialnych, produkcja tej energii wzrosła z 3 842,8 GWh w 2005 r. do 4 203,7 GWh w 2006 r., tj. o 9,4 %.

Tabela 2. Struktura produkcji energii elektrycznej w 2005 i 2006 r.

Wyszczególnienie	Produkcja			Struktura produkcji	
	2005	2006	Dynamika	2005	2006
	GWh		%	%	
Produkcja w kraju	156 936	161 692	103,03	100,00	100,00
z tego:					
Elektrownie zawodowe	148 427	153 016	103,09	94,58	94,63
cieplne	144 899	150 246	103,69	92,33	92,92
węgiel kamienny	86 315	93 060	107,81	55,00	57,55
w tym: elektrociepłownie	22 613	22 089	97,68	14,41	13,66
węgiel brunatny	54 865	53 464	97,45	34,96	33,07
gaz	2 944	2 570	87,30	1,88	1,59
współspalanie biomasy	774	1 151	148,71	0,49	0,71
wodne	3 528	2 770	78,51	2,25	1,71
Elektrownie przemysłowe	8 019	8 060	100,51	5,11	4,98
Pozostałe	490	616	125,71	0,31	0,38

Źródło: Dane ARE S.A.

W 2006 r. w stosunku do 2005 r. nastąpiło zmniejszenie importu energii elektrycznej do Polski o 23 %. W 2005 r. wynosił on 3 119 GWh, a w 2006 r. — 2 420 GWh.

Kierunki dostaw na rynku hurtowym

Energia elektryczna wyprodukowana przez elektrownie i elektrociepłownie zawodowe była sprzedawana na rynku hurtowym. Elektrociepłownie przemysłowe pokrywały głównie potrzeby energetyczne rodzimych zakładów przemysłowych.

Handel hurtowy energią elektryczną na rynku krajowym odbywał się przede wszystkim na podsta-

wie kontraktów bilateralnych: długoterminowych zawartych pomiędzy elektrowniami i elektrociepłowniami zawodowymi a PSE S.A., krótko- i średnio-terminowych zawieranych przez elektrownie i elektrociepłownie ze spółkami dystrybucyjnymi i przedsiębiorstwami obrotu. Natomiast sprzedaż energii przez wytwórców na rynku giełdowym miała znaczenie marginalne i stanowiła jedynie 0,2 % ogółu jej sprzedaży.

Znaczne zróżnicowanie kierunków dostaw energii elektrycznej przez elektrownie i elektrociepłownie świadczy o rozwoju rynku hurtowego.

Tabela 3. Sprzedaż energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa wytwórcze na rynku hurtowym

Wyszczególnienie	Ogółem	Sprzedaż energii elektrycznej					
		na rynku hurtowym przez EI i Ec zawodowe	z tego do:				
			PSE S.A.	rynek bilansujący	SD	PO	rynek giełdowy
GWh							
2005	143 773,4	143 641,3	33,91	8,70	20,29	36,34	0,75
2006	146 432,9	144 474,6	38,17	5,64	19,44	36,54	0,21

Źródło: Dane ARE S.A.

W 2006 r. widoczny wzrost sprzedaży energii elektrycznej wystąpił na podstawie kontraktów długoterminowych (12,7 %). Część energii kupowanej od wytwórców przez PSE S.A., przedsiębiorstwa obrotu oraz spółki dystrybucyjne była sprzedawana zwa-

sza do Niemiec, a także Czech i Słowacji — w ramach realizacji kontraktów historycznych. W 2006 r. w stosunku do 2005 r. wystąpił spadek eksportu energii elektrycznej o 6 % — w 2005 r. wynosił on 14 290 GWh, a w 2006 r. — 13 434 GWh.

Kierunki dostaw na rynku detalicznym

Energię elektryczną zakupioną na rynku hurtowym spółki dystrybucyjne oraz przedsiębiorstwa obrotu sprzedawały na rynku detalicznym odbiorcom końcowym taryfowym oraz odbiorcom korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy (według tzw. zasady TPA — *third party access*).

W latach 2005—2006 postęp w zakresie liberalizacji rynku energii elektrycznej mierzony wielkością energii sprzedanej odbiorcom korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy kształtował się na niskim poziomie. W 2006 r. łączny udział tych grup odbiorców w ogólnej sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom

końcowym na rynku detalicznym wynosił 11,8 %, a w 2005 r. — 11,6 %.

Odbiorcy taryfowi spółek dystrybucyjnych — to odbiorcy podzieleni na cztery podstawowe grupy:

- odbiorcy zasilani z sieci elektroenergetycznych wysokich napięć (grupa taryfowa A),
- odbiorcy zasilani z sieci elektroenergetycznych średnich napięć (grupa taryfowa B),
- odbiorcy zasilani z sieci elektroenergetycznych niskich napięć (grupa taryfowa C),
- gospodarstwa domowe oraz inni odbiorcy komunalni zasilani z sieci elektroenergetycznych dowolnego napięcia (grupa taryfowa G).

Tabela 4. Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym na rynku detalicznym

Wyszczególnienie	Ogółem ¹⁾	Z tego:							
		Odbiorcy SD taryfowi	odbiorcy taryfowi=100				Odbiorcy końcowi SD korzystający z TPA	Odbiorcy końcowi elektrowni ¹⁾	Odbiorcy końcowi przedsiębiorstw obrotu
			A	B	C	G			
2005 GWh	108 036	95 536	14 311	33 397	19 807	27 990	3 168	5 363	3 969
%	100	88,43	14,98	34,96	20,73	29,30	2,93	4,96	3,67
2006 GWh	113 153	99 788	15 098	34 906	20 826	28 919	5 121	4 064	4 180
%	100	88,19	15,13	34,98	20,87	28,98	4,53	3,59	3,69
Dynamika rok 2005=100	104,74	104,45	105,50	104,52	105,14	103,32	161,61	75,78	105,33

¹⁾ Nie obejmuje sprzedaży do odbiorców końcowych elektrociepłowni przemysłowych.

Źródło: Dane ARE S.A.

Na wzrost sprzedaży energii elektrycznej na rynku detalicznym w 2006 r. decydujący wpływ wywarło wysokie tempo rozwoju gospodarczego kraju oraz mroźna zima i upalne lato.

W następstwie utrzymującego się w 2006 r. wysokiego tempa wzrostu produkcji został zahamowany spadek zakupu energii przez dużych odbiorców przyłączonych do sieci wysokiego napięcia. W 2006 r. dynamika zakupu energii przez odbiorców w grupie taryfowej A niekorzystających z prawa wyboru sprzedawcy była wyższa niż w innych grupach taryfowych. Wzrost sprzedaży energii elektrycznej w grupie taryfowej B i C był konsekwencją rozwoju usług oraz produkcji w grupie małych i średnich przedsiębiorstw.

Wzrost zapotrzebowania na energię w gospodarstwach domowych wynikał z coraz lepszego wyposażenia mieszkań w nowoczesny sprzęt gospodarstwa domowego, urządzenia audiowizualne oraz komputerowe. W 2006 r. odbiorcy grupy taryfowej G zużyli prawie 29 % energii sprzedawanej odbiorcom niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy; stanowili oni 90 % ogólnej liczby odbiorców taryfowych.

Nastąpił wzrost sprzedaży energii elektrycznej przez spółki dystrybucyjne (przy zastosowaniu zasady TPA) z 2,93 % w 2005 r. do 4,53 % w 2006 r. Pełne uwolnienie rynku od dnia 1 lipca 2007 r. powinno

wpłynąć na dalszy wzrost sprzedaży w grupie odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy.

W przekroju regionalnym, największe zapotrzebowanie na energię elektryczną wykazywały województwa: śląskie, mazowieckie, wielkopolskie oraz dolnośląskie.

Dostawy energii elektrycznej kierowane były głównie do miast (ok. 74 %). W miastach wyższy udział niż na wsi stanowili odbiorcy w grupie taryfowej A i B, a niższy udział — odbiorcy w grupie taryfowej G.

1.3. Stan infrastruktury technicznej sektora elektroenergetycznego

Infrastrukturę techniczną sektora elektroenergetyki tworzyły przedsiębiorstwa działające w zakresie wytwarzania, przesyłania oraz dystrybucji energii elektrycznej.

Wytwarzanie energii elektrycznej

Energię elektryczną wytwarzały przede wszystkim przedsiębiorstwa energetyki zawodowej (92 % mocy zainstalowanej) oraz elektrownie i elektrociepłownie przemysłowe (7 %).

Moc zainstalowana elektrowni, na koniec 2006 r., wynosiła 35 715 MW, w tym w elektrowniach zawodowych 32 897 MW.

Tabela 5. Moc elektryczna zainstalowana na koniec roku

Wyszczególnienie	2005	2006	Dynamika
	MW		%
Elektrownie zawodowe	32 655	32 897	100,74
cieplne	30 476	30 713	100,78
węgiel kamienny	20 413	20 629	101,06
w tym: elektrociepłownie	5 227	5 303	101,45
węgiel brunatny	9 216	9 216	100,00
gaz	847	847	100,00
wodne	2 179	2 184	100,23
Elektrociepłownie przemysłowe	2 522	2 535	100,52
Pozostałe	227	283	124,67
RAZEM	35 404	35 715	100,88

Źródło: Dane ARE S.A.

W okresie objętym sprawozdaniem dominowały elektrownie wytwarzające energię elektryczną ze spalania węgla kamiennego i brunatnego.

W porównaniu do 2005 r. nastąpiło minimalne zwiększenie w KSE mocy zainstalowanej (1 %). Wzrost tej mocy odnotowano we wszystkich grupach elektrowni i elektrociepłowni (z wyjątkiem elektrowni na węgiel brunatny — wystąpiła tam stabilizacja). Najwyższą dynamiką charakteryzowały się natomiast źródła energii odnawialnej.

Majątek trwały elektrowni i elektrociepłowni jest w znacznej mierze wyeksploatowany, zużyty technicznie i ekonomicznie. W 2006 r. w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych umorzenie maszyn i urządzeń wyniosło 69,9 %, a budowli 64 %. Wiek 64,9 % kotłów oraz 62,4 % turbozespołów wyniósł powyżej 25 lat.

Zgodnie z Programem dla elektroenergetyki — przyjętym przez Radę Ministrów w dniu 28 marca 2006 r., zwanym w dalszej treści „Programem”, przy istniejących w Polsce ponad 30 000 MW mocy wytwórczych i okresie życia instalacji wytwórczych 30—35 lat, co-rocennie powinno powstawać około 800—1 000 MW nowych mocy w celu odbudowy kończących pracę instalacji. Realizacja Programu będzie miała wpływ na wzrost nakładów inwestycyjnych w sektorze wytwarzania energii elektrycznej.

Niezbędne środki na inwestycje może zapewnić przeprowadzana, zgodnie z Programem, konsolidacja pionowa i pozioma przedsiębiorstw energetycznych oraz prywatyzacja tych przedsiębiorstw.

Konieczne będzie podniesienie sprawności wytwarzania energii elektrycznej. W wielu państwach UE urządzenia generacyjne osiągają sprawność 45 %. W porównywalnych układach konwencjonalnych średnia sprawność krajowych bloków energetycznych nie przekroczyła 37 %. Świadczy to o dużej przewadze technologicznej tych państw i w przyszłości może spowodować zwiększenie kosztów wytwarzania energii elektrycznej, a tym samym obniżenie konkurencyjności krajowych producentów energii.

W latach 2005—2006 nakłady inwestycyjne na elektrownie i elektrociepłownie zawodowe wyniosły 2—2,2 mld zł. W 2006 r. zwiększyły się w stosunku do 2005 r. o około 10 %.

W celu zwiększenia zdolności produkcyjnych realizowano budowę Elektrowni Pątnów II (blok 460 MW). W 2006 r. rozpoczęto prace przy budowie bloku 460 MW w Elektrowni Łagisza S.A. W tym samym roku trwały również prace przygotowawcze do budowy bloku 860 MW w Elektrowni Bełchatów II.

Sieć przesyłowa

Działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej wykonuje, powstała w wyniku wydzielenia z dniem 1 lipca 2004 r. ze struktur PSE S.A., spółka PSE-Operator S.A., wyznaczona przez Prezesa URE do pełnienia funkcji Operatora Systemu Przesyłowego. Spółce tej nie został jeszcze przekazany majątek przesyłowy.

Na koniec 2006 r. w skład infrastruktury sieciowej będącej własnością spółki PSE S.A. wchodziły 232 linie o łącznej długości 12 975 km, w tym:

- 1 linia o napięciu 750 kV i długości 114 km (wyłączona z eksploatacji),
- 66 linii o napięciu 400 kV i długości 4 919 km,
- 165 linii o napięciu 220 kV i długości 8 140 km,

oraz 98 stacji energetycznych najwyższych napięć i 168 transformatorów. Znaczna liczba obiektów, szczególnie o napięciu 220 kV, charakteryzowała się znacznym stopniem zużycia.

KSE posiada połączenia międzysystemowe ze Szwecją poprzez połączenie 450 kV prądu stałego, z Białorusią linią 220 kV, z Ukrainą liniami 220 kV i 750 kV, ze Słowacją dwutorową linią 400 kV, z Republiką Czeską liniami 220 kV i 400 kV oraz z Niemcami liniami 220 kV i 400 kV.

Występujące ograniczenia zdolności przesyłowych w zakresie eksportu energii elektrycznej stanowiły istotną barierę dla wymiany tej energii z zagranicą.

Może to mieć szczególne znaczenie dla zaopatrzenia kraju w energię elektryczną, w przypadku wystąpienia jej deficytu na rynku krajowym.

W 2006 r. zrealizowano następujące inwestycje mające wpływ na zwiększenie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej oraz bezpieczeństwa energetycznego kraju:

- zmodernizowano linię 400 kV Krosno-Lemesany,
- zwiększono zdolności przesyłowe linii przesyłowej 220 kV Krajnik-Vierraden.

W latach 2005—2006 nakłady inwestycyjne na sieć przesyłową były wyższe niż w poprzednich latach i wyniosły odpowiednio 474,9 mln zł oraz 415,8 mln zł.

W zakresie rozbudowy systemu przesyłowego oraz połączeń transgranicznych wykonywane były, we współpracy z UE oraz krajami trzecimi, stosowne analizy techniczne. PSE-Operator S.A. prowadzi negocjacje z operatorami z Niemiec, Czech i Słowacji w sprawie rozbudowy połączeń transgranicznych. W zależności od wyniku negocjacji ze stroną litewską przewiduje się budowę mostu energetycznego łączącego systemy elektroenergetyczne Litwy i Polski.

Dystrybucja

W 2006 r. działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej prowadziło 14 przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesje udzielone przez Prezesa URE. Do ich zadań należał rozdział energii elektrycznej za pomocą sieci 110 kV, sieci średniego i niskiego napięcia. W okresie tym przedsiębiorstwa te posiadały:

- 232 km linii napowietrznych o napięciu 220 kV,
- 32 369 km linii napowietrznych o napięciu 110 kV,
- 283 656 km linii średniego napięcia,
- 409 191 km linii niskiego napięcia.

Natomiast liczba stacji transformatorowych o górnym napięciu 110 kV wyniosła 1 351 sztuk, a na średnim napięciu — 231 960 sztuk.

Sieć dystrybucyjna, szczególnie wiejska, wymaga rozbudowy i gruntownych remontów, co stwarza konieczność zwiększenia nakładów inwestycyjnych. W 2006 r. stopień zamortyzowania majątku spółek dystrybucyjnych wynosił ponad 50 %. Modernizacji wymagało 60 tys. km sieci średniego napięcia, 237 tys. km sieci niskiego napięcia oraz 67,5 tys. sztuk transformatorów SN/nN. Łączne nakłady niezbędne do przeprowadzenia modernizacji sieci dystrybucyjnych szacuje się na ok. 9,5 mld euro¹⁾.

W latach 2005—2006 nakłady inwestycyjne w spółkach dystrybucyjnych miały tendencję niewielkiego wzrostu i wynosiły odpowiednio 2,4 mld zł oraz 2,5 mld zł.

¹⁾ Dane Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej.

Zmiany strukturalne sektora elektroenergetycznego

W 2006 r., zgodnie z Programem, podjęto działania mające na celu realizację przekształceń struktury sektora elektroenergetycznego. Działania te w zasadniczy sposób zwiększą zdolności inwestycyjne tego sektora, co poprawi m.in. bezpieczeństwo energetyczne kraju w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną.

W 2006 r. powstała spółka holdingowa Grupa Energetyczna Południe (EP), utworzona przez Skarb Państwa oraz Enion S.A., Energię Pro S.A. i Elektrownię Stalowa Wola S.A.

W maju 2007 r. Skarb Państwa wniósł do spółki Energetyka Południe S.A. z siedzibą w Katowicach 85 % akcji Południowego Koncernu Energetycznego S.A. i pozostałych trzech podmiotów. Zakończony został też II etap konsolidacji przedsiębiorstw, w ramach powstającej Polskiej Grupy Energetycznej (PGE), na bazie BOT Górnictwo i Energetyka S.A., Zespołu Elektrowni Dolna Odra S.A., aktywów pozostałych po wydzieleniu z PSE S.A. Operatora Systemu Przesyłowego wraz z majątkiem, spółek dystrybucyjnych z grup Ł-2²⁾, Ł-5³⁾ oraz Rzeszowskiego Zakładu Energetycznego.

PGE powstała poprzez wniesienie 85 % pakietów akcji spółek PGE - Energia i BOT Górnictwo i Energetyka do PSE S.A. w zamian za objęcie przez Skarb Państwa nowej emisji w podwyższonym kapitale spółki PSE S.A. Nazwa spółki PSE S.A. została zmieniona na PGE Polska Grupa Energetyczna Spółka Akcyjna. Dalszym działaniem będzie prywatyzacja PGE oraz EP.

W czerwcu 2007 r. powstała trzecia grupa energetyczna — ENERGA, o aktywach 8,5 mld zł. W skład holdingu weszły (pakiety po 85 % akcji) Koncern Energetyczny Energa S.A. i Zespół Elektrowni Ostrołęka. W dniu 23 lipca 2007 r. podjęto decyzję o konsolidacji Grupy Energetycznej Centrum, w skład której weszły Elektrownia Kozienice S.A. oraz koncern dystrybucyjny ENEA S.A. Skarb Państwa wniósł 100 % akcji Elektrowni Kozienice S.A. na podwyższenie kapitału zakładowego ENEA S.A. z siedzibą w Poznaniu, w zamian za objęcie akcji nowej emisji w podwyższonym kapitale zakładowym tej spółki. W czerwcu 2007 r. Minister Skarbu Państwa podjął decyzję o wyłączeniu z planów konsolidacji, w Grupie Centrum, Kopalni Węgla Kamiennego Bogdanka S.A. Grupa ENEA-Centrum, zgodnie z planem MSP, będzie pierwszą grupą prywatyzowaną poprzez giełdę.

Powstanie pionowo skonsolidowanych grup energetycznych poprawi możliwości inwestycyjne przedsiębiorstw energetycznych, jak również szanse ich konkurowania na wspólnym, europejskim rynku energii elektrycznej.

²⁾ Łódzki Zakład Energetyczny S.A., Zakład Energetyczny Łódź-Teren S.A.

³⁾ Zakład Energetyczny Warszawa-Teren S.A., Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego S.A., Lubelskie Zakłady Energetyczne S.A. LUBZEL, Zakłady Energetyczne Białystok S.A., Zamojska Korporacja Energetyczna S.A.

1.4. Oddziaływanie sektora elektroenergetycznego na środowisko

Sektor elektroenergetyczny należy do tych działów gospodarki, które mają znaczący wpływ na zanieczyszczanie środowiska, przede wszystkim po-

przez emitowanie do atmosfery szkodliwych substancji.

Elektroenergetyka zawodowa odpowiedzialna jest za ok. 55 % emisji krajowej SO₂, 30 % emisji NO_x, 10 % emisji pyłu oraz ok. 45 % emisji CO₂.

Tabela 6. Emisje zanieczyszczeń do atmosfery z elektroenergetyki zawodowej w latach 2005—2006

Wyszczególnienie		2005	2006*	Zmiana 2005/2006
Emisja pyłu	tys. ton	42	40	-4,77 %
Emisja SO ₂	tys. ton	641,6	680	-4,50 %
Emisja NO _x	tys. ton	246,5	246	-1,6 %
Emisja CO ₂	mln ton	150	147	-2 %

* Dane szacunkowe.

Źródło: Bazy danych ARE S.A. oraz dane z raportu Rzeczypospolitej Polskiej z wdrażania w Polsce dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2001/81/WE z dnia 23 października 2001 r. w sprawie krajowych pułapów emisji niektórych zanieczyszczeń powietrza atmosferycznego (Warszawa, sierpień 2007 r.).

Ochrona środowiska w sektorze elektroenergetycznym wiąże się z ponoszeniem przez przedsiębiorstwa określonych kosztów budowy instalacji odpylania i odsiarczania, które ze względu na skomplikowane i nowoczesne rozwiązania technologiczne są bardzo wysokie, ale równocześnie relatywnie niskie w stosunku do wysokości kar, które przedsiębiorstwo musiałoby płacić w razie ich braku. Prowadzenie aktywnej polityki ochrony środowiska wpływa na wysokość kosztów wytworzenia energii elektrycznej, ale wzrost ten jest uzasadniony potrzebami ochrony środowiska oraz podniesieniem jakości życia obywateli.

Działania w zakresie ochrony środowiska w sektorze elektroenergetycznym są określone zarówno dla organów rządowych, jak i podmiotów gospodarczych przez krajowe akty prawne oraz regulacje UE, w szczególności postanowieniami dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2001/80/WE z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczania emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw (tzw. dyrektywa LCP), której celem jest ograniczenie emisji SO₂, NO_x i pyłu ze źródeł o mocy w paliwie większej niż 50 MW. Dyrektywa określa dopuszczalne standardy emisji, obowiązujące dla istniejących obiektów od 2008 r. Nowe źródła powinny spełniać wymagania określone w dyrektywie. Są one tańsze dla obiektów, które uzyskały pozwolenia na budowę przed dniem 1 sierpnia 1997 r., oraz bardziej restrykcyjne dla źródeł nowych.

Polska uzyskała odstępstwa od wypełnienia indywidualnych norm emisji SO₂ i NO_x dla imiennie podanej w Traktacie o Przystąpieniu listy kotłowej. Lista ta została wdrożona do prawa krajowego na mocy rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2005 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz. U. Nr 260, poz. 2181, z późn. zm.).

Polsce, jako jedynemu krajowi UE, dodatkowo ponad wymogi dyrektywy 2001/80/WE, ustalono w Trak-

tacie o Przystąpieniu Rzeczypospolitej Polskiej do Unii Europejskiej sumaryczny limit emisji dla SO₂ i NO_x w latach 2008, 2010 i 2012 dla instalacji objętych regulacjami dyrektywy, który praktycznie oznacza zwiększenie zobowiązań ponad regulacje dyrektywy 2001/80/WE i powoduje, że uzyskane derogacje stają się niemożliwe do realizacji.

Rząd Rzeczypospolitej Polskiej w lutym 2007 r. przedstawił Komisji Europejskiej koncepcję realizacji dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2001/80/WE z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczania emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw oraz postanowień zapisanych w Traktacie o Przystąpieniu Rzeczypospolitej Polskiej do Unii Europejskiej, stwarzającej realną szansę na zrealizowanie przez RP zobowiązań wynikających z Traktatu o Przystąpieniu i osiągnięcia zapisanych w nim pułapów emisyjnych.

Wypełnienie zobowiązań, dotyczących emisji zanieczyszczeń, wynikających z Traktatu o Przystąpieniu i dyrektywy nie jest jednak możliwe bez poniesienia znacznych nakładów inwestycyjnych na budowę instalacji ograniczających emisję zanieczyszczeń i ograniczenia produkcji w istniejących krajowych elektrowniach i elektrociepłowniach.

Podjęmowane w latach 1999—2006 przez Rząd Rzeczypospolitej Polskiej działania doprowadziły do znaczącej poprawy w zakresie redukcji SO₂. W tym okresie emisja SO₂ z elektrowni opalanych węglem brunatnym zmniejszyła się o ponad 35 %. Zmniejszyły się również emisje z elektrowni opalanych węglem kamiennym. Głównym działaniem elektrowni w celu redukcji emisji SO₂ była budowa instalacji odsiarczania spalin. Liczba instalacji w poszczególnych elektrowniach i elektrociepłowniach systemowych przedstawia się następująco:

— w elektrowniach zawodowych na łączną liczbę 100 turbozespołów o łącznej mocy znamionowej

29 210 MW przypada 148 instalacji odpylania oraz 57 instalacji odsiarczania,

— w elektrociepłowniach zawodowych na łączną liczbę 27 turbozespołów o łącznej mocy znamionowej 1 670,7 MW przypada 56 instalacji odpylania oraz 11 instalacji odsiarczania.

Sektor elektroenergetyczny odpowiedzialny jest również za emisję około 80 % całości emisji gazów cieplarnianych.

KE, działając w ramach dyrektywy 2001/81/WE, na lata 2005—2007 przyznała Polsce limity emisyjne dwutlenku węgla w wysokości 239,1 mln ton. Limit ten był wystarczający w latach 2005—2006 oraz wydaje się być wystarczający w 2007 r. Odmienna sytuacja może zaistnieć w latach 2008—2013, ponieważ Polska w drugim Krajowym Planie Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla (KPRU 2) wystąpiła o uprawnienia do wyemitowania 284 mln ton CO₂ rocznie. KE podjęła decyzję o zmniejszeniu proponowanego przez Rząd Rzeczypospolitej Polskiej limitu o 76 mln ton

rocznie, do poziomu 208,6 mln ton, co jest wielkością niższą niż w latach 2005—2006. Rząd Rzeczypospolitej Polskiej odwołał się od tej decyzji, postulując podniesienie przyznanych limitów. Nieuwzględnienie polskich postulatów może skutkować zahamowaniem wzrostu gospodarczego kraju, pogorszeniem sytuacji ekonomicznej sektora energetycznego, co może w perspektywie przełożyć się na wzrost cen energii elektrycznej (wywołany koniecznością zakupu przez przedsiębiorstwa energetyczne dodatkowych pozwoleń na emisje CO₂).

Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii jest jednym ze sposobów ochrony środowiska, jak również zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa. Polska stara się rozwijać tę gałąź pozyskiwania energii, zwiększając systematycznie jej udział w całości wytwarzanej energii w kraju. Potencjał wytwórczy odnawialnych źródeł energii (bez uwzględnienia technologii współspalania) na podstawie udzielonych koncesji ważnych na dzień 31 grudnia 2006 r. przedstawia się następująco:

Tabela 7. Potencjał wytwórczy odnawialnych źródeł energii, według stanu na dzień 31 grudnia 2006 r.

Rodzaj źródeł OZE	Moc zainstalowana (MW)	Liczba instalacji (szt.)
Elektrownie na biomasę	238,79	6
Elektrownie na biogaz	36,76	74
Elektrownie wiatrowe	152,56	104
Elektrownie wodne	1 081,43	684
Łącznie	1 307,54	868

Źródło: Dane URE.

Rozwój wytwarzania energii z odnawialnych źródeł jest koniecznością wynikającą z przyjętych zobowiązań. W dyrektywie 2001/77/WE, dla Polski ustalono udział energii elektrycznej wytworzonej ze źródeł odnawialnych w krajowym zużyciu brutto energii elektrycznej na rok 2010 w wysokości 7,5 %. Powstawaniu elektrowni bazujących na odnawialnych źródłach energii mają sprzyjać odpowiednie regulacje prawne.

Obowiązujące w latach 2005—2006 przepisy umożliwiły szersze wsparcie odnawialnych źródeł energii. Działaniem mającym na celu wspieranie rozwoju źródeł odnawialnych było wprowadzenie ustawą z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy — Prawo energetyczne oraz ustawy — Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 62, poz. 552, z późn. zm.) praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych. Przepisy tej ustawy zostały przygotowane na podstawie doświadczeń związanych z funkcjonowaniem krajowego systemu świadectw pochodzenia oraz doświadczeń krajów członkowskich UE. Świadectwa te mają na celu efektywne i sprawne promowanie odnawialnych źródeł przy założeniu, że podstawą wsparcia

jest obowiązek ich posiadania lub uiszczenie opłaty zastępczej. Regulacje zawarte w ww. ustawie wprowadziły nie tylko nowy system wypełniania i rozliczania obowiązku zakupu, ale także dokonały zmian w systemie wydawania i umarzania świadectw pochodzenia. Najważniejszą konsekwencją rozwiązań przyjętych w ustawie o zmianie ustawy — Prawo energetyczne oraz ustawy — Prawo ochrony środowiska było rozdzielenie przychodów ze sprzedaży energii wyprodukowanej w źródłach odnawialnych na dwa strumienie:

- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej fizycznej, które zapewniają bezpośrednie gwarantowane dochody źródeł odnawialnych (wytwórca otrzymuje płatność za sprzedaną energię po cenie energii konwencjonalnej),
- przychody ze sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (wytwórca otrzymuje płatność z chwilą nabycia przez podmiot zainteresowany praw majątkowych, wynikających ze świadectw pochodzenia zapisanych na koncie wytwórcy prowadzonym przez Towarową Giełdę Energii).

Powyższe mechanizmy wytwarzania i obrotu energią elektryczną ze źródeł odnawialnych obwarowane zostały systemem kar nakładanych na przedsiębiorstwa energetyczne za niewypełnienie wyżej wymienionych obowiązków. Środki uzyskane z opłat zastępczych i kar zasilają konto Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej i są przeznaczane wyłącznie na wsparcie finansowe inwestycji związanych z odnawialnymi źródłami energii.

Spodziewany udział energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, w krajowym zużyciu energii elektrycznej w latach 2005—2014, został określony w „Raporcie określającym cele w zakresie udziału energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, w krajowym zużyciu energii elektrycznej w latach 2005—2014”, stanowiącym załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 31 sierpnia 2005 r. w sprawie ogłoszenia raportu określającego cele w zakresie udziału energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, w krajowym zużyciu energii elektrycznej w latach 2005—2014 (M. P. Nr 53, poz. 731).

Rząd Rzeczypospolitej Polskiej podjął również działania wywierające pozytywny wpływ na środowisko naturalne, a mające na celu zmniejszenie zanieczyszczeń podczas wytwarzania energii w skojarzeniu (kogeneracji) w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym. Rozwój skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej przyczynia się do zwiększenia efektywności energetycznej i zmniejszenia negatywnego oddziaływania energetyki na środowisko. Jest to sposób jednoczesnego wykorzystania różnorodnych paliw do produkcji ciepła i energii elektrycznej o wysokiej efektywności i niskich poziomach emisji zanieczyszczeń. Zasady dotyczące wytwarzania energii w skojarzeniu, obowiązujące w UE, zawarte zostały w dyrektywie 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającej dyrektywę 92/42/EWG. Mimo że Polska już od

2000 r. prowadzi aktywne działania promujące produkcję energii elektrycznej w skojarzeniu, to osiągnięte wyniki nie są zadowalające. W latach 2000—2006 występował stan permanentnego niedoboru podaży w relacji do założonych celów indykatorywnych. W 2006 r. udział tej energii w sprzedaży odbiorcom końcowym wyniósł ok. 12 %, wobec wymaganych 15 %. Z tego względu konieczne są dalsze działania w celu zwiększenia udziału energii wytworzonej w skojarzeniu w całości wytwarzanej energii.

1.5. Sytuacja ekonomiczna przedsiębiorstw energetycznych, w tym konkurencyjność cenowa energii elektrycznej

Sytuacja przedsiębiorstw energetycznych

Rok 2006 był kolejnym rokiem, w którym sektor elektroenergetyczny odnotował wzrost wyniku na sprzedaży energii elektrycznej. Wypracowano 5 404 mln zł zysku netto i był to wzrost o 44 % w stosunku do 2005 r. Podobnie wysoką dynamikę wzrostu wyniku odnotowano w latach 2004/2003 (dynamika 136 %). W okresie 2005/2004 wzrost był nieco wolniejszy (o 7,6 %). Przychody z działalności energetycznej wzrosły w stosunku do 2005 r. o 6,7 %.

Wzrost wyniku na działalności energetycznej zaobserwowano we wszystkich podsektorach. Najwyższą kwotę zysku wypracowały przedsiębiorstwa wytwórcze, przy czym kwota ponad 360 mln zł to zysk na pozostałej działalności energetycznej (w tym ze sprzedaży praw majątkowych do świadectw pochodzenia dla energii uzyskiwanej w procesie współspalania). Znaczącą pozycją kosztów wytwórców był podatek akcyzowy — wynoszący 2 700 mln zł — co stanowi w przybliżeniu 13 % kosztów uzyskania przychodów. Ponoszone w 2006 r. koszty finansowe to 843 mln zł — co stanowi 4,1 % kosztów uzyskania przychodów. Sytuacja w poszczególnych jednostkach wytwórczych była zróżnicowana, w 20 na 55 odnotowano straty na działalności energetycznej w wysokości od 0,1 do ponad 54 mln zł (w sumie 252,5 mln zł).

Wzrost przychodów przełożył się na inwestycje w sektorze, które w 2006 r. w stosunku do 2005 r. wzrosły o około 10 %.

Tabela 8. Łączny wynik na działalności energetycznej

Wyszczególnienie	2005	2006	Dynamika
	mln zł		%
Wytwórcy	1 508,4	2 176,8	144,3
w tym: elektrownie ciepłone na węglu brunatnym	171,3	314,2	183,4
elektrownie ciepłone na węglu kamiennym	910,5	1 126,0	123,7
elektrociepłownie	330,5	706,3	213,7
Przesył	838,6	1 515,7	180,7
Dystrybucja	1 320,4	1 608,4	121,8
w tym: obrót	296,5	179,2	60,4
dystrybucja	681,2	1 199,2	176,0
Przedsiębiorstwa obrotu	83,9	103,0	122,8
Razem	3 751,3	5 403,9	144,1

Źródło: Dane ARE S.A.

W podsektorze dystrybucji przedsiębiorstwa odnotowały zysk na działalności energetycznej. Zdecydowanie lepsze wyniki uzyskano na działalności dystrybucyjnej — tylko jedna spółka odnotowała stratę. Na działalności obrotowej odnotowano stratę w sześciu spółkach dystrybucyjnych, a wypracowany wynik był blisko sześciokrotnie niższy niż na działalności dystrybucyjnej. Jedną z przyczyn korzystniejszych wyników działalności dystrybucyjnej jest możliwość, od 2002 r., stopniowego uwzględniania zwrotu z zaangażowanego kapitału w kosztach uzasadnionych działalności regulowanej. W 2007 r. po raz pierwszy w kosztach zostanie uwzględniony pełny zwrot z zaangażowanego kapitału.

Przedsiębiorstwa obrotu zakupiły w 2006 r. 117 028 GWh energii, co stanowi wzrost o 35 % w porównaniu do 2005 r. Działają one głównie na rynku hurtowym, a ich udział w zaspokojeniu zapotrzebowania odbiorców końcowych wynosił jedynie 3,7 %. Przedsiębiorstwa te wypracowały niewielki zysk na działalności energetycznej, a ich wskaźnik rentowności w kolejnych latach nie przekraczał 1 %. Z roku na rok poprawia się rentowność sektora. Na działalności energetycznej rentowność podsektora wytwarzania osiągnęła w 2006 r. 8,1 %, podsektora dystrybucji 5,5 %, a przesyłu 9,9 %. Wyraźnie wzrosły również wskaźniki rentowności kapitałów własnych i aktywów. W stosunku do 2005 r. niewielkiej poprawie uległa również płynność finansowa poszczególnych podsektorów.

Tabela 9. Wybrane wskaźniki ekonomiczne

Wyszczególnienie	Lata Dynamika	Podsektor dystrybucji	Przesył	Podsektor wytwarzania
Wskaźnik rentowności obrotu netto (%)	2005 2006 %	3,63 4,00 110,19	3,41 8,60 252,20	4,41 6,99 158,50
Wskaźnik rentowności kapitału własnego (%)	2005 2006 %	4,57 5,77 126,26	16,64 31,79 191,05	5,75 8,62 149,91
Płynność bieżąca (krotność)	2005 2006 %	0,63 0,69 109,52	0,98 1,35 137,76	1,06 1,10 107,55
Stopień finansowania wewnętrznego inwestycji (%)	2005 2006 %	135,47 131,74 97,25	243,42 549,77 225,85	191,35 185,92 97,16
Wskaźnik zadłużenia długoterminowego (%)	2005 2006 %	1,11 0,99 89,19	16,64 6,03 36,24	52,29 42,26 80,82
Inwestycje/sprzedaż (%)	2005 2006 %	7,79 8,04 103,21	2,30 2,04 88,70	7,66 8,44 110,18

Źródło: Dane ARE S.A.

Stopień zadłużenia w podsektorze wytwarzania jest znacznie wyższy niż w podsektorach przesyłu i dystrybucji, ze względu na spłatę kredytów zaciągniętych na inwestycje modernizacyjno-odtworzeniowe w ramach zawartych KDT.

Starzejące się moce i linie energetyczne to istotny problem przedsiębiorstw sektora, gdyż, między innymi, od stanu infrastruktury technicznej zależy bezpieczeństwo w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną. Stopień umorzenia środków trwałych w 2006 r. w podsektorze wytwarzania wyniósł 66,25 %, a w podsektorze dystrybucji — 50,1 %.

W 2006 r. skala inwestowania zarówno w podsektorze wytwarzania, jak i dystrybucji charakteryzowała się zbyt niskim poziomem w stosunku do wielkości potrzeb — inwestycje w podsektorze wytwarzania stanowiły około 8 % przychodów ze sprzedaży, a w pod-

sektorze przesyłu tylko 2 %. W poszczególnych przedsiębiorstwach wytwórczych obserwowano bardzo wyraźne zróżnicowanie poziomu inwestowania od 0,1 % do 23,8 % wielkości przychodów ze sprzedaży (w czterech przedsiębiorstwach powyżej 14 %), w przedsiębiorstwach dystrybucyjnych znacznie mniejsze zróżnicowanie od 4,7 % do 12,7 %. W podsektorze dystrybucji wielkość nakładów inwestycyjnych (około 2 500 mln zł) była o ponad 20 % wyższa niż w podsektorze wytwarzania. Tylko w czterech przedsiębiorstwach wytwórczych wypracowane środki (zysk netto łącznie z amortyzacją) nie wystarczyły na pokrycie ponoszonych wydatków inwestycyjnych.

Prezes URE — według stanu na dzień 3 lutego 2006 r., udzielił 1 210 koncesji na prowadzenie działalności związanej z wytwarzaniem, przesyłaniem, dystrybucją lub obrotem energią elektryczną.

Tabela 10. Liczba koncesji udzielonych przez Prezesa URE wg stanu na dzień 3 lutego 2006 r.

Wyszczególnienie	Koncesje udzielone	Wydane promesy
Wytwarzanie (WEE)	702	54
Przesył i dystrybucja (PEE)	182	4
Obrót (OEE)	308	4
Dystrybucja (DEE)	18	2
Ogółem	1210	64

Źródło: Dane URE.

Konkurencyjność cenowa energii elektrycznej

Zgodnie z art. 23 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. — Prawo energetyczne, do zakresu działania Prezesa URE należy, między innymi, zatwierdzanie taryf dla energii elektrycznej i kontrolowanie ich stosowania. Ustawowym kryterium regulacji cen jest pokrycie kosztów uzasadnionych, ochrona interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen oraz eliminowanie subsydiowania skrośnego. W latach 2005—2006 obowiązki zatwierdzenia przez Prezesa URE podlegały ceny i taryfy stosowane w spółkach

dystrybucyjnych. Pozostali uczestnicy rynku energii (wytwórcy, przedsiębiorstwa obrotu, giełda) na podstawie art. 49 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. — Prawo energetyczne, zostali zwolnieni z obowiązku przedkładania taryf dla energii elektrycznej do zatwierdzenia, gdyż Prezes URE uznał rynek, na którym działają te przedsiębiorstwa, za konkurencyjny.

Rynek hurtowy

Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej kształtujące się w segmencie rynku hurtowego, dla poszczególnych kierunków jej sprzedaży, przedstawia poniższa tabela.

Tabela 11. Ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku hurtowym (zł/MWh)

Wyszczególnienie	Średnia cena ważona ^{*)}	Kierunki sprzedaży			
		SD	PO	Giełda	
Wytwórcy	2005	140,7	124,8	111,8	117,4
	2006	142,1	127,5	116,9	138,6
	<i>dynamika (%)</i>	<i>101,00</i>	<i>102,14</i>	<i>104,64</i>	<i>118,04</i>
Przedsiębiorstwa obrotu	2005	115,2	114,7	116,3	117,7
	2006	121,0	122,6	119,4	126,0
	<i>dynamika (%)</i>	<i>105,04</i>	<i>106,89</i>	<i>102,67</i>	<i>107,05</i>

^{*)} Ceny uwzględniają również sprzedaż energii elektrycznej w ramach KDT.

W 2006 r. średnie ceny ważne energii sprzedawanej przez wytwórców wzrosły o 1 % w stosunku do 2005 r. Najwyższe ceny dotyczyły sprzedaży energii elektrycznej do PSE S.A., głównie w ramach kontraktów długoterminowych (rynek niekonkurencyjny). Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej w obszarze poddanym mechanizmowi konkurencji wzrosły natomiast o 3,6 % i osiągnęły 120,65 zł/MWh. Z analizy cen energii, w zależności od rodzaju paliwa, wynika, że ceny za energię wytwarzaną w elektrowni opalanej węglem kamiennym były o 16 % wyższe od cen energii sprzedawanej z elektrowni opalanej węglem brunatnym. W 2005 r. różnica była jeszcze wyraźniejsza (24,3 %).

Konkurencję na rynku kontraktów bezpośrednich ograniczały, nałożone na dostawców energii, obowiązki związane z koniecznością kupowania droższej energii produkowanej w kogeneracji lub ze źródeł odnawialnych (zakup praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia lub uiszczanie opłaty za-

stępczej). W 2006 r. udział tej energii w strukturze zakupu SD stanowił około 14 %, a w strukturze zakupu przedsiębiorstw obrotu 2,03 %. Istotne ograniczenie konkurencji na rynku energii elektrycznej stanowiły kontrakty długoterminowe.

Rynek detaliczny

Sprzedaż energii elektrycznej na rynku detalicznym, w analizowanym okresie, realizowały przede wszystkim spółki dystrybucyjne. Udział pozostałych uczestników rynku stanowił niespełna 8 %. Na wzrost cen energii dla odbiorców końcowych miały wpływ następujące czynniki: konieczność finansowania rosnącego udziału energii ze źródeł odnawialnych i skojarzonych, potrzeba stopniowego zapewnienia przedsiębiorstwom sieciowym wynagrodzenia majątku zaangażowanego w działalność koncesjonowaną, jak również potrzeba zapewnienia podmiotom wytwórczym możliwości finansowania inwestycji modernizacyjnych i rozwojowych.

Ponad 88 % energii sprzedawanej odbiorcom końcowym w 2006 r. stanowiła energia sprzedawana odbiorcom taryfowym spółek dystrybucyjnych (ceny regulowane). Ceny oraz warunki ich stosowania musiały być ujęte w taryfie przedsiębiorstw i podlegały zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Przepisy⁴⁾ obowiązujące

w 2006 r. określały dopuszczalny limit wzrostu cen dla subsydiowanych grup taryfowych (o ile ochrona interesów odbiorców wymaga subsydiowania niektórych grup taryfowych lub wzrost cen jest skutkiem eliminowania subsydiowania skrośnego). Ceny te mogły wzrosnąć co najwyżej 3 % ponad poziom inflacji z 2005 r.

Tabela 12. Średnie ceny ważone energii elektrycznej sprzedanej do odbiorców końcowych (zł/MWh)

Wyszczególnienie	Lata Dynamika	SD (Taryfowi)		SD (TPA)		El i EC (TPA)	PO (TPA)
		energia elektryczna	przesył	energia elektryczna	przesył	energia elektryczna	
WN	2005	120,8	73,2	119,3	54,4	119,0	121,3
	2006	124,9	74,4	126,0	59,0	125,2	122,8
	%	103,4	101,6	105,6	108,5	105,2	101,2
SN	2005	125,7	101,4	119,8	92,7	—	120,0
	2006	127,7	104,0	130,1	100,1	—	124,0
	%	101,6	102,6	108,7	108,0	—	103,3
nN (w SD grupa C)	2005	138,2	199,6	—	—	—	306,6
	2006	137,1	204,4	135,3	163,0	—	159,2
	%	99,2	102,4	—	—	—	57,1
gospodarstwa domowe i rolne (taryfowi SD)	2005	144,0	176,3	—	—	—	—
	2006	146,0	187,9	—	—	—	—
	%	101,4	106,6	—	—	—	—
Średnia cena	2005	133,0	139,5	119,3	58,3	119,0	121,1
	2006	134,5	144,8	126,0	65,6	125,2	124,0
	%	101,1	103,8	105,6	112,5	105,2	102,4

Ceny nie zawierają podatku VAT. Źródło: ARE S.A.

Ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych taryfowych spółek dystrybucyjnych rosły wolniej (o 1,1 %) niż usług przesyłowych dla tej grupy odbiorców (o 3,8 %). Najwyższy wzrost dotyczył ceny energii dla odbiorców końcowych na WN (o 3,4 %) oraz opłaty przesyłowej dla grupy gospodarstw domowych i rolnych (o 6,6 %). Na

wysokość cen dla odbiorcy końcowego w kraju wpływ mają również obciążenia fiskalne. Koszt produkcji energii elektrycznej podwyższył, wprowadzony w 2002 r., podatek akcyzowy w wysokości 20 zł/MWh. Kolejnym obciążeniem jest podatek VAT w wysokości 22 %, który jest jednym z najwyższych w Europie.

Tabela 13. Obciążenia fiskalne energii elektrycznej w krajach UE

Kraj	Gospodarstwa domowe o rocznym zużyciu 3,5 MWh		Przemysł o rocznym zużyciu 50 GWh	
	Akcyza	Podatek VAT	Akcyza	Podatek VAT
	Euro/MWh	%	Euro/MWh	%
Francja	12,5	16	—	—
Hiszpania	5,2	16	3,5	16
Holandia	43,0	19	2,4	19
W. Brytania	0	5	1,3	18
Włochy	45,9	10	22,8	10
Niemcy	20,5	19	12,3	19
Belgia	7,8	21	3,9	21
Irlandia	—	13	—	13
Polska	5,1	22	5,1	22

Źródło: Opracowania własne ARE S.A. (2006 r. wg danych EUROSTATU).

⁴⁾ § 27 rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 23 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. Nr 105, poz. 1114).

Obciążenia podatkiem akcyzowym i VAT w 2006 r. stanowiły ponad 22,4 % ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych (o rocznym średnim zużyciu do 3,5 MW), podczas gdy np. w Wielkiej

Brytanii jedynie 4,8%. W grupie odbiorców dużych przemysłowych udział ten wynosił 26,13 % w Polsce, w Irlandii — 12,95 %, a w Wielkiej Brytanii — 16,36 %.

Tabela 14. Ceny energii elektrycznej w krajach UE

Kraj	Gospodarstwa domowe	Przemysł (bez VAT)
	Euro/MWh	
Austria	143,9	87,5
Czechy	98,4	75,6
Finlandia	105,1	—
Francja	115,6	40,7
Hiszpania	209,0	—
Holandia	157,1	107,0
Portugalia	146,6	87,7
Słowacja	124,1	81,8
Węgry	126,7	88,6
W. Brytania	163,9	—
Polska	107,9	59,9

Źródło: Opracowania własne ARE S.A. (IV kwartał 2006 r. wg danych OECD).

Ceny energii elektrycznej w Polsce, na tle innych krajów UE, wydawały się niskie. Porównując te ceny, należy jednak eliminować różnicę ich poziomów w poszczególnych krajach. Określając ceny według parytetu siły nabywczej, w styczniu 2006 r. cena energii elektrycznej w Polsce była jedną z trzech najwyższych w UE. W gospodarstwach domowych udział wydatków na paliwa i energię był 2,5 razy

wiekszy niż w krajach europejskich o zbliżonym klimacie⁵⁾, co oznacza, że koszty energii stanowiły znaczące obciążenie dla budżetów domowych w naszym kraju.

Konkurencyjność cen energii elektrycznej w Polsce, w stosunku do innych nośników energii, przedstawiają poniższe tabele.

Tabela 15. Ceny nośników energii dla gospodarstw domowych (bez podatku VAT)

Nazwa nośnika energii	IV kwartał 2005 r.		IV kwartał 2006 r.		Dynamika	
	zł/GJ	Euro/GJ	zł/GJ	Euro/GJ	(%)	
Energia elektryczna	97,31	25,40	113,67	29,24	116,81	115,10
Gaz ziemny	34,77	9,08	42,72	10,99	122,86	121,08
Lekki olej opałowy	57,64	15,05	55,53	14,29	96,34	94,97
Węgiel kamienny	14,98	3,91	17,44	4,49	116,42	114,82

Źródło: Opracowania własne ARE S.A.

Tabela 16. Ceny nośników energii dla przemysłu (bez podatku VAT)

Nazwa nośnika energii	IV kwartał 2005 r.		IV kwartał 2006 r.		Dynamika	
	zł/GJ	Euro/GJ	zł/GJ	Euro/GJ	(%)	
Energia elektryczna WN	54,97	14,35	56,26	14,48	102,35	100,91
Energia elektryczna SN	66,00	17,23	65,17	16,77	98,74	97,33
Gaz ziemny wielcy odbiorcy	22,77	5,94	24,86	6,40	109,18	107,67
Lekki olej opałowy	52,55	13,72	57,01	14,67	108,49	106,94
Węgiel kamienny	8,73	2,28	8,78	2,26	100,57	99,12

Źródło: Opracowania własne ARE S.A.

⁵⁾ Źródło: materiały URE.

Przedstawione informacje wyraźnie wskazują, że ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w Polsce są znacznie wyższe od cen pozostałych nośników energii. Jedynie dla odbiorców na WN, w 2006 r. cena energii elektrycznej była nieco niższa od ceny oleju opałowego.

1.6. Poziom zapasów paliw wykorzystywanych do wytwarzania energii elektrycznej

Struktura wytwarzania energii elektrycznej jest historycznie bardzo silnie uzależniona od dostępności do krajowych zasobów poszczególnych rodzajów paliw. W energetyce wykorzystuje się przede wszystkim węgiel kamienny oraz brunatny, które są podstawą wytwarzania około 93 % energii w kraju. Taka struktura wytwarzania umożliwia samowystarczalność energetyczną państwa, jeśli chodzi o zaopatrzenie kraju w energię elektryczną.

Do czynników kształtujących poziom bezpieczeństwa energetycznego należy stan zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie produkcji oraz ciągłości dostaw do odbiorców. Zapewnieniu tego bezpieczeństwa służą regulacje prawne zawarte w ustawie — Prawo energetyczne. Ustawa nałożyła, na przedsiębiorstwa wytwarzające energię i ciepło, obowiązek utrzymania zapasów paliw w ilościach zapewniających utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej i ciepła do odbiorców. Wielkość zapasów została określona w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 12 lutego 2003 r. w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych (Dz. U. Nr 39, poz. 338). Przepisy tego rozporządzenia gwarantują, że w przypadkach zakłóceń w dostawach paliw ze źródeł pierwotnych wielkość zgromadzonych zapasów pozwoli utrzymać ciągłość wytwarzania i dostaw energii elektrycznej oraz ciepłej do odbiorców. Rozporządzenie określa wielkość zapasów dla węgla kamiennego w sposób następujący:

- zapas ma odpowiadać co najmniej 3-dobowemu zużyciu, jeśli węgiel dostarczany jest z kopalni wyłącznie taśmociągami i jednocześnie kopalnia utrzymuje na potrzeby wytwórcy energii elektrycznej lub ciepła zapas co najmniej 14-dobowy,
- zapas ma odpowiadać co najmniej 20-dobowemu zużyciu, jeśli węgiel jest dostarczany dowolnymi środkami transportu (koleją, samochodami, taśmociągami), ale odległość wytwórcy energii elektrycznej lub ciepła jest nie większa niż 50 km od kopalń, które dostarczają łącznie co najmniej 70 % wielkości zużycia węgla,
- zapas ma odpowiadać co najmniej 30-dobowemu zużyciu w pozostałych przypadkach.

W przypadku węgla brunatnego zapas ma odpowiadać co najmniej 20-dobowemu zużyciu, przy czym do ilości tej można zaliczyć zapas utrzymywany przez kopalnię na rzecz wytwórcy energii elektrycznej i/lub ciepła. Kopalnia może uznawać za zapas również węgiel niewydobyty, znajdujący się w złożu przygotowanym do wydobycia.

Wydobycie węgla kamiennego w kraju, w 2006 r., wyniosło 94,3 mln ton, z tego przedsiębiorstwa energetyki zawodowej zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej zakupiły 44,6 mln ton. Stan zapasów węgla kamiennego w kopalniach na koniec 2005 r. wyniósł 3,5 mln ton, a w 2006 r. wzrósł do 7,7 mln ton.

Wskaźnik stanu zapasów paliw stałych jest na poziomie zapewniającym zachowanie bezpieczeństwa energetycznego państwa.

Według długoterminowych prognoz zapotrzebowania na paliwa i energię, węgiel kamienny i brunatny będzie dominującym surowcem energetycznym dla produkcji energii elektrycznej w perspektywie najbliższych lat — do 2025 r. (prognozy sporządzone zostały w Ministerstwie Gospodarki).

1.7. Podejmowanie działań w zakresie bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną

1.7.1. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz postępowanie w przypadku niedoborów jej dostaw

Regulacje prawne

Nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w energię elektryczną sprawuje minister właściwy do spraw gospodarki, natomiast monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w zakresie m.in. bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, prowadzi Prezes URE.

Aktem prawnym tworzącym podstawy zabezpieczenia ciągłości dostaw energii elektrycznej jest ustawa — Prawo energetyczne wraz z aktami wykonawczymi. Ustawa nakłada na odpowiednie instytucje i przedsiębiorstwa energetyczne szereg obowiązków oraz zobowiązuje operatora systemu przesyłowego oraz operatorów systemów dystrybucyjnych do podejmowania określonych działań, w przypadku wystąpienia zagrożeń w krajowym systemie elektroenergetycznym lub niedoborów w dostawach energii elektrycznej do odbiorców. Aktem prawnym regulującym bezpieczne i niezawodne funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego oraz określającym wymagania w zakresie budowy i prawidłowej eksploatacji sieci, urządzeń oraz instalacji, a także parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi odbiorców jest rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93, poz. 623), które uchylilo, obowiązujące w latach 2005—2006, rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 20 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, ruchu i eksploatacji tych sieci (Dz. U. z 2005 r. Nr 2, poz. 6).

W przypadku zaistnienia możliwości wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego państwa, polegającego na braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym, mają zastosowanie odpowiednie

procedury postępowań dotyczące wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Procedury te zostały określone w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 23 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła (Dz. U. Nr 133, poz. 924). W latach 2005—2006 obowiązywało rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 11 marca 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych oraz w dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła (Dz. U. Nr 59, poz. 518, z późn. zm.), które utraciło moc z dniem 20 marca 2007 r. na podstawie art. 3 ustawy z dnia 21 lipca 2006 r. o zmianie ustawy — Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 158, poz. 1123). W przypadku energii elektrycznej za prowadzenie tych działań odpowiedzialni są OSP oraz OSD pod nadzorem Prezesa URE.

W 2006 r. zostały dokonane stosowne uzgodnienia dotyczące aktualizacji planu wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, ustalając tym samym procedury działania w przypadku stanów awaryjnych. Decyzją z dnia 29 sierpnia 2006 r. Prezes URE zatwierdził aktualizację planu wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Zaktualizowany plan obowiązywał w okresie od dnia 1 września 2006 r. do dnia 31 sierpnia 2007 r.

Utrzymanie określonej wielkości zapasów paliw w ilości zapewniającej ciągłość dostaw energii elektrycznej do odbiorców wynika z rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 12 lutego 2003 r. w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych (Dz. U. Nr 39, poz. 338).

Ustawa — Prawo energetyczne zawiera również regulacje umożliwiające przeprowadzenie przetargów na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię, w przypadku stwierdzenia, przez ministra właściwego do spraw gospodarki, że istniejące i będące w trakcie budowy moce wytwórcze energii elektrycznej oraz przedsięwzięcia racjonalizujące jej zużycie nie zapewniają długookresowego bezpieczeństwa dostaw tej energii. Przetargi te, z uwagi na występujący dotychczas wysoki poziom bezpieczeństwa w zakresie możliwości długookresowych dostaw energii elektrycznej w Polsce, nie były przeprowadzane.

Podstawowe czynniki ryzyka dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w perspektywie najbliższych pięciu lat

Istotnymi zagrożeniami pracy systemu są:

- zaniżenia mocy, spowodowane remontami kapitalnymi i średnimi oraz warunkami pracy sieci przesyłowej,
- wzrost zapotrzebowania na moc bierną, stwarzający dodatkowe trudności w dotrzymaniu wymaganych poziomów napięcia w sieci przesyłowej,

- ograniczenia uprawnień do emisji do atmosfery gazów cieplarnianych, przewidziane w regulacjach prawnych oraz warunki gospodarowania tymi uprawnieniami.

Wysokie temperatury i upały przyczyniły się pośrednio do awarii w KSE w czerwcu 2006 r., która objęła centralną część kraju, oraz wystąpienia zagrożenia niezbilansowania KSE w lipcu i sierpniu 2006 r. W celu zapobiegania podobnym awariom w przyszłości, określono zakres działań:

- 1) w okresie najbliższym — przewiduje się, między innymi:
 - rozpoczęcie doraźnych inwestycji sieciowych w postaci instalacji baterii kondensatorów,
 - zwiększenie zakresu monitorowanych zagrożeń pracy KSE,
 - wzmocnienie funkcji koordynacyjnych w obszarze sieci zamkniętej 400/220/110 kV,
 - zwiększenie zakresu pracy interwencyjnej źródeł wytwórczych,
 - szkolenia służb ruchowych;
- 2) w okresie dalszym — przewiduje się, między innymi, dokonanie zmian ustawy — Prawo energetyczne wraz z aktami wykonawczymi oraz IRIESP.

Ponadto podstawowe czynniki ryzyka dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej mają charakter strukturalny. W okresie najbliższych pięciu lat będą nimi:

- wyższy, od planowanego, wzrost zapotrzebowania na moc elektryczną,
- ograniczone możliwości budowy nowych linii przesyłowych,
- brak oczekiwanej tendencji wzrostowej sumarycznej mocy osiągalnej krajowych źródeł wytwórczych.

W przypadku znacznego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną przedstawione działania PSE-Operator S.A. mogą okazać się w przyszłości niewystarczające dla skutecznej minimalizacji zagrożeń. Konieczne będzie podejmowanie działań nadzwyczajnych, wykraczających poza kompetencje OSP. Działania te powinny być nastawione na minimalizację ryzyka wystąpienia zagrożeń, a także na wyposażenie operatora w niezbędne instrumenty, umożliwiające sprawne jego działanie w przypadku wystąpienia zagrożeń.

Wzrost zapotrzebowania na moc elektryczną

Zakładane w najbliższych latach szybkie tempo wzrostu gospodarczego spowoduje wzrost krajowego zużycia energii elektrycznej wynikający zarówno z potrzeb rozwijającej się gospodarki, jak i potrzeb gospodarstw domowych. Z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw, istotne znaczenie ma wzrost zapotrzebowania na moc elektryczną. Rejestrowane aktualnie dane⁶⁾

⁶⁾ „Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w perspektywie najbliższych pięciu lat” — PSE-Operator S.A., maj 2007 r.

wskazują na tendencję wzrostową — ok. 5 % w skali roku. Nowym zjawiskiem był znacznie wyższy, od przeciętnego, wzrost zapotrzebowania na moc w okresie letnim oraz jego koncentracja w aglomeracji warszawskiej. W latach 2005—2006 zanotowano blisko 20 % wzrost zapotrzebowania na moc w okresie letnim.

Ograniczone możliwości budowy nowych linii przesyłowych

Możliwości budowy nowych linii przesyłowych określone zostały w planie inwestycji PSE S.A. Uwzględniają one długotrwałość procesu inwestycyjnego, w tym szczególnie długi okres pozyskiwania lokalnych pozwoleń na budowę. Aktualne doświadczenia wskazują na systematyczne wydłużanie się cyklu inwestycyjnego (do kilkunastu lat). Zgodnie z planem inwestycji PSE S.A., w perspektywie najbliższych 5 lat jedynymi nowymi liniami przesyłowymi będą:

- linia 400 kV Pątnów-Plewiska,
- linia 400 kV Plewiska-Ostrów,
- linia 400 kV Ostrów-Brąszcין.

W okresie tym nie jest możliwe wybudowanie, istotnych dla bezpieczeństwa dostaw, nowych połączeń w relacji centrum-północ, nowych linii zasilających aglomerację warszawską oraz zapewnienie drugostronnego zasilania dla stacji Narew. Dodatkowym efektem braku tych połączeń będzie rosnący poziom, występujących w okresie letnim, ograniczeń w wyprawadzeniu mocy z niektórych dużych elektrowni (m.in. Bełchatów, Kozienice). Brak nowych linii przesyłowych uniemożliwił często przeprowadzenie wymaganych modernizacji w sieci przesyłowej — np. modernizacji starej linii 400 kV Pasikurowice-Dobrzeń, mającej istotne znaczenie dla zasilania aglomeracji wrocławskiej. Modernizacja tej linii będzie możliwa po oddaniu do eksploatacji linii 400 kV Plewiska-Ostrów.

Malejące nadwyżki mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE)

Oczekiwany wzrost krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną nie jest w wystarczającym stopniu kompensowany uruchamianiem nowych źródeł wytwórczych. Jedynymi planowanymi nowymi źródłami wytwórczymi o istotnym znaczeniu dla krajowego bilansu mocy, w perspektywie najbliższych pięciu lat, są trzy inwestycje o łącznej mocy zainstalowanej wynoszącej 1 753 MW netto. Uruchomieniu nowych jednostek wytwórczych, w tym okresie, towarzyszyć będą długookresowe odstąpienia pracujących jednostek wytwórczych, w celu przeprowadzania remontów, a także likwidacja niektórych jednostek. Brak jest nowych lokalizacji w północnej części kraju.

Planowane, na lata 2005—2009, bilanse mocy wykazują systematyczny spadek nadwyżki mocy dostępnej dla OSP. Szczególnie niepokojący jest znacznie szybszy spadek tej nadwyżki w okresie letnim w związku z prowadzoną kampanią remontową i występującymi ograniczeniami w wyprawadzeniu mocy z niektórych elektrowni w wyniku zmniejszenia dopuszczalnej

obciążalności linii przesyłowych w warunkach wysokich temperatur. Operator systemu przesyłowego ma ograniczony wpływ na zmianę, zgłoszonych przez elektrownie, harmonogramów odstawiń remontowych bloków. Obserwuje się ponadto zmniejszenie produkcji energii elektrycznej w okresie letnim przez elektrociepłownię, któremu towarzyszyły malejące możliwości wykorzystania elektrociepłowni do produkcji mocy biernej.

W sytuacjach nadzwyczajnych, stwarzających zagrożenie wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach (podobnej do tej, która wystąpiła w KSE latem 2006 r.), bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej polegające na natychmiastowym imporcie energii z zagranicy może, w ograniczony sposób, zapewnić integracja synchroniczna krajowego systemu elektroenergetycznego z połączonymi systemami elektroenergetycznymi krajów UE w ramach UCTE. Ewentualne niedobory krajowych zdolności wytwórczych nie mogą być jednak skutecznie zastąpione importem energii elektrycznej za pomocą połączeń międzysystemowych. Przyczyną tego są coraz większe przepływy kołowe wywołane przez elektrownie wiatrowe, zlokalizowane w północnej części Niemiec. Istotną barierę stanowią również bardzo wysokie ceny energii elektrycznej w sąsiadujących krajach UE (szczególnie w Niemczech), które w przypadku konieczności importu energii w stanach zagrożenia jej dostarczenia nie uzyskująby akceptacji społecznej.

Działania ograniczające ryzyko

Działania podejmowane przez PSE-Operator S.A.

W perspektywie najbliższych lat, z powodu braku istotnej rozbudowy sieci przesyłowej i faktycznej stabilizacji sumarycznej mocy osiągalnej krajowych źródeł wytwórczych, konieczne jest podjęcie działań przez PSE-Operator S.A. mających na celu minimalizację zagrożeń dla bezpieczeństwa dostaw. Wśród najważniejszych należy wymienić:

- organizowanie przetargów na rezerwę operacyjną OSP,
- instalację dodatkowych źródeł mocy biernej,
- rozbudowę linii przesyłowych,
- uruchomienie dodatkowych transformatorów pracujących w sieciach najwyższych napięć (NN/110 kV),
- zwiększenie technicznych możliwości importu z połączonych systemów UCTE.

Inne działania

Poprawę bezpieczeństwa dostarczenia energii elektrycznej może zapewnić także:

- zmiana przepisów umożliwiających szybsze prowadzenie inwestycji sieciowych (dotyczy to w szczególności projektów istotnych ze względu na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej),
- przekazanie majątku sieciowego do OSP (usprawni to proces inwestycyjny sieci przesyłowej).

Wymagane działania nadzwyczajne

W przypadku znacznego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, gdy działania PSE-Operator S.A. okażą się niewystarczające, dla skutecznej minimalizacji zagrożeń, do czasu uruchomienia nowych linii przesyłowych i oddania do eksploatacji nowych zdolności wytwórczych, działania nadzwyczajne powinny podejmować organy odpowiedzialne za bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. Dotyczą one zarówno działań nastawionych na minimalizację ryzyka wystąpienia zagrożeń, jak i wyposażenia operatora w niezbędne instrumenty w przypadku ich wystąpienia. Jako najważniejsze działania o charakterze nadzwyczajnym należy wymienić:

- zainstalowanie interwencyjnych źródeł wytwórczych,
- zwiększenie możliwości importowych na granicy wschodniej,
- wprowadzenie ograniczeń w poborze energii elektrycznej.

1.7.2. Skuteczność podejmowanych działań

Działania, które powinny zostać zrealizowane w najbliższej przyszłości, w celu zapewnienia bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną określa Program dla elektroenergetyki. W Programie tym planuje się:

- wprowadzenie mechanizmów rynkowych, stymulujących rozwój inwestycji w źródła wytwórcze energii elektrycznej,
- promocję nowych, ekonomicznie efektywnych technologii wytwarzania w oparciu o paliwa krajowe,
- rozbudowę połączeń sieciowych z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi,
- współdziałanie przy tworzeniu regionalnego i europejskiego rynku energii elektrycznej z krajami sąsiednimi i na forum Komisji Europejskiej,
- podjęcie działań zmierzających do poprawy efektywności wytwarzania, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej,
- szersze wykorzystanie i wspieranie inwestycji w odnawialne źródła energii.

W warunkach wdrażania rynku konkurencyjnego, wzrost bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną i niezawodności dostaw energii do odbiorców odbywać się może w wyniku prowadzonej restrukturyzacji, modernizacji technologicznej i zmian organizacyjnych w sektorze elektroenergetycznym. Wzrost ten może być zapewniony poprzez wykreowanie i budowę odpowiednio silnych struktur organizacyjnych firm elektroenergetycznych, zdolnych do ponoszenia niezbędnych nakładów na inwestycje w zdolności wytwórcze, przesyłowe i dystrybucyjne, jak również dzięki wdrożeniu działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej gospodarki.

Stosowanie mechanizmów rynkowych w elektroenergetyce może spowodować (przykładem są występujące w minionych latach awarie w systemach elektroenergetycznych niektórych państw europejskich) powstawanie sytuacji nieprzewidywalnych, stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa pracy tych syste-

mów. Zagrożeń tych nie da się wyeliminować tylko na gruncie przepisów prawa i regulacji. Niezwykle ważne jest ustanowienie nowych zasad monitoringu i koordynacji działań, gwarantujących bezpieczeństwo dostaw energii w dłuższym horyzoncie czasowym. Jednym z takich mechanizmów jest aktywna współpraca międzynarodowa i uczestnictwo w pracach organizacji koordynujących pracę nad zapewnieniem bezpieczeństwa połączonych systemów. Rolę taką zapewnia Polsce udział w UCTE, która prowadzi prace nad tzw. *Operational Handbook*, czyli dokumentem kompleksowym definiującym standardy techniczne i procedury konieczne dla bezpiecznej pracy systemów w warunkach liberalizacji rynku energii i podziału zintegrowanych przedsiębiorstw na wytwarzanie, przesył i dystrybucję. Monitorowanie funkcjonowania bezpieczeństwa systemów elektroenergetycznych należy do obowiązków regulatorów zgrupowanych w CEER, w tym również do zakresu działania Prezesa URE. Jest to działanie ważne, które umożliwia Prezesowi URE prowadzenie zorganizowanego, długoterminowego procesu obserwacji: procedur i mechanizmów zapewnienia bezpieczeństwa oraz wypełniania obowiązków informacyjnych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych.

W 2006 r. pod nadzorem Prezesa URE:

- na bieżąco aktualizowano bazę informacyjną o przedsiębiorstwach sektora energetycznego, w szczególności dane, o mocach zainstalowanych w źródłach wytwórczych oraz szczytowego zapotrzebowania na moc, pozyskiwano od OSP oraz z innych źródeł np. ARE S.A. czy UCTE,
- obserwowano funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego, ze szczególnym uwzględnieniem realizacji decyzji Prezesa URE o wyznaczeniu przedsiębiorstwa energetycznego PSE-Operator S.A. operatorem systemu elektroenergetycznego przesyłowego. W toku postępowania uzyskano informacje m.in. o realizacji działalności dotyczącej zarządzania systemem i zdolnościami przesyłowymi połączeń transgranicznych, potwierdzające właściwe postępowanie operatora w zapewnieniu niezawodności i jakości dostaw energii elektrycznej,
- dokonano uzgodnienia aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, dzięki temu w stanach kryzysowych bezpieczeństwo będzie mogło być utrzymywane na podstawowym poziomie,
- w toku kontroli zgodności wielkości zapasów paliw, niezbędnych do utrzymania ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców, z wielkościami określonymi w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 12 lutego 2003 r. w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych, uzyskano potwierdzenie, że nie jest zagrożone bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej,
- wykorzystano również procedurę postępowania w sprawie zatwierdzania IRiESP odnoszące się do bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, w szczególności do zasad ustalania wysokości ceny energii elektrycznej w generacji wymuszonej.

Poprawę stabilności i bezpieczeństwa energetycznego państwa zapewnia udział Polski w planowanych inwestycjach w państwach regionu bałtyckiego. W grudniu 2006 r. w Wilnie podpisano porozumienie w sprawie połączenia transgranicznego systemów elektroenergetycznych Polski i Litwy, natomiast w I połowie 2007 r. odbywały się cykliczne spotkania z udziałem przedstawicieli Polski, Litwy, Łotwy i Estonii w sprawie budowy nowych bloków energetycznych w elektrowni jądrowej w Ignalinie na Litwie. Nowe moce będą odpowiedzią na wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną i zapewnią energię tańszą w porównaniu z innymi źródłami. Przyczynią się do wzrostu bezpieczeństwa energetycznego w regionie obejmującym także północno-wschodnią część Polski.

Informacje przekazywane z rynku hurtowego energii elektrycznej mogą stanowić podstawy do nowych inwestycji w moce wytwórcze. Jeżeli inwestycje nie zostaną podjęte, to ustawa — Prawo energetyczne przewiduje możliwość rozpisania przez Prezesa URE przetargu na budowę nowych mocy wytwórczych. Poprawa warunków dla zapewnienia odpowiedniego poziomu mocy wytwórczych powinna nastąpić po wdrożeniu dyrektywy 2005/89/WE z dnia 18 stycznia 2006 r. dotyczącej działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych.

Zgodnie z ustawą — Prawo energetyczne, przetargi na nowe moce wytwórcze energii elektrycznej powinny być przeprowadzane, jeżeli rynek konkurencyjny energii nie zapewnia odpowiedniej podaży inwestycji w nowe źródła energii elektrycznej. Przetarg będzie ogłaszany w szczególnych sytuacjach, gdy procedury w odniesieniu do nowych mocy wytwórczych lub podjęte przedsięwzięcia w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw będą niewystarczające dla osiągnięcia tego celu. Stosownie do art. 16a ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. — Prawo energetyczne w przypadku możliwości wystąpienia niedoboru w zakresie zaspokojenia długookresowego zapotrzebowania na energię elektryczną, po stwierdzeniu przez ministra właściwego do spraw gospodarki, że dotychczasowe działania nie zapewniają długookresowego

bezpieczeństwa dostaw tej energii, Prezes URE ogłasza, organizuje i przeprowadza przetarg.

W celu wprowadzenia rozwiązań zmierzających do poprawy bezpieczeństwa energetycznego należy podjąć następujące działania:

- opracować rozwiązania systemowe znoszące bariery w rozwoju infrastruktury sieciowej,
- zidentyfikować możliwość wykorzystania funduszy UE i opracować sposoby ich efektywnej absorpcji na rozwój sieci i połączeń transgranicznych,
- implementować dyrektywę dotyczącą bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz rozwoju infrastruktury, w tym przesyłowej infrastruktury transgranicznej,
- pozyskać środki UE na wykonanie analiz opłacalności budowy linii elektroenergetycznych zapewniających alternatywne drogi zaopatrzenia w energię elektryczną,
- wspierać rozbudowę sieci dystrybucyjnych energii elektrycznej.

Przewiduje się także ograniczenie strat energii w krajowym systemie elektroenergetycznym poprzez zwiększenie przepustowości linii elektroenergetycznych, poprawę rozdziału energii i ograniczenie przesyłu energii liniami 110 kV na dalekie odległości. Planuje się również rozbudowę połączeń z krajami sąsiednimi w celu zwiększenia zdolności przesyłu energii. Zwiększenie zdolności przesyłowych sieci elektroenergetycznych oraz zmniejszenie strat w przesyśle stanowi istotny element tworzenia konkurencyjnego rynku energii.

1.8. Przewidywane zapotrzebowanie na energię elektryczną⁷⁾

Szacuje się, że prognozowane zapotrzebowanie na finalną energię elektryczną w gospodarce krajowej w latach 2006—2030 wzrośnie o około 109 %, przy czym najwyższy wzrost spośród sektorów gospodarki prognozowany jest w usługach (o 176 %) i gospodarstwach domowych (o 110 %), najniższy w transporcie — o 56 %.

Tabela 17. Zapotrzebowanie na finalną energię elektryczną w sektorach gospodarki (TWh)

Sektor	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Przemysł	25,1	27,87	31,39	36,16	43,99	52,72
Transport	41,25	47,33	49,43	56,59	65,06	70,44
Rolnictwo	4,41	4,41	4,38	5,28	6,19	6,91
Usługi	1,50	2,27	2,49	2,88	2,86	2,91
Gospodarstwa domowe	26,99	33,47	42,15	47,91	61,10	74,58
RAZEM	99,25	115,35	130,38	148,82	179,20	207,56

⁷⁾ Opracowano na podstawie dokumentu ARE S.A. „Aktualizacja długoterminowej prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię oraz wyznaczenie prawdopodobnego poziomu potrzeb energetycznych gospodarki do roku 2030” — Warszawa, sierpień 2007 r. (wariant podstawowy).

Zapotrzebowanie na finalną energię elektryczną będzie wzrastać w okresie do 2030 r. ze średnim tempem 3,0 % i osiągnie w 2030 r. wartość ok. 208 TWh.

1.9. Planowane lub będące w budowie nowe moce źródeł energii elektrycznej

Podpisane w latach 90 kontrakty długoterminowe (KDT) na zakup przez PSE S.A. energii elektrycznej od wybranych wytwórców umożliwiły podjęcie w tych latach działań inwestycyjnych, mających na celu poprawę efektywności wytwarzania energii elektrycznej i ochrony środowiska. KDT stały się zabezpieczeniem dla inwestycji o wartości ok. 30 mld zł. Objęto nimi wówczas 18 130 MW, co stanowiło około 52 % mocy

zainstalowanej w energetyce krajowej w 2006 r. Ogólna wartość zaciągniętych przez wytwórców kredytów na realizację inwestycji odtworzeniowych i modernizacyjnych, liczona w cenach bieżących, osiągnęła wartość 20 mld zł. Do 2006 r. wytwórcy spłacili ponad 50 % zadłużenia. Najdłuższy z KDT wygaśnie w 2027 r. Ustawa z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130, poz. 905) wprowadziła mechanizmy umożliwiające dobrowolne rozwiązanie KDT oraz uregulowała sposób pokrywania kosztów związanych z przedterminowym rozwiązaniem tych KDT.

Tabela 18. Inwestycje w jednostki wytwórcze w przedsiębiorstwach energetycznych zakończone w latach 2005—2006

Nazwa przedsiębiorstwa	Data podpisania i obowiązywania kontraktu	Zadanie/nr jednostki wytwórczej
BOT EI elektrownia Bełchatów	01.08.1997—31.12.2005	Modernizacja bloków 1—12
Południowy Koncern Energetyczny Elektrownia Łagisza (PKE)	13.05.1996—31.12.2006	Modernizacja bloków 6—7 wraz z budową IOS
Elektrownia Łaziska	25.07.1995—31.12.2005	Instalacja ciepłownicza na bloku nr 7 Modernizacja i budowa IOS półsuchej na bloki 1—2
Elektrownia Jaworzno III	12.04.1995—31.12.2006	Modernizacja bloku nr 1—6 oraz budowa IOS na czterech blokach
Electrabel Połaniec	26.03.1996—31.12.2006	Modernizacja bloków nr 5—8 z mokrą IOS
Dalkia Poznań Zespół EC	09.10.1996—31.12.2006	Dokończenie budowy skojarzonego bloku nr 3 w EC Poznań-Karolin

KDT przyczyniły się do modernizacji ponad 50 % mocy zainstalowanej w energetyce zawodowej, zastosowanie nowoczesnych technologii zmniejszyło emisję szkodliwych substancji do środowiska, w szczególności pyłu o ponad 60 % i dwutlenku siarki około 40 %. Wzrosła też sprawność wytwarzania energii elektrycznej o 3—4 %.

Wiele krajowych jednostek wytwórczych jest technologicznie przestarzałych i wymagane są duże inwestycje na odtworzenie ich mocy i modernizację. Niezbędne są również nowe moce w celu zaspokojenia rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną przy uwzględnieniu coraz ostrzejszych wymogów ochrony środowiska naturalnego.

Obecnie zdeterminowane są trzy inwestycje w zakresie budowy nowych systemowych źródeł wytwórczych:

— Blok — 464 MW w Elektrowni Pątnów II,

— Blok — 833 MW w Elektrowni Bełchatów,

— Blok — 460 MW w Elektrowni Łagisza.

Jak wynika z długoterminowych strategii rozwoju, opracowanych przez przedsiębiorstwa wytwórcze, planowane są budowy nowych mocy wytwórczych. Wielkość potencjalnych jednostek wytwórczych, jak również miejsca ich lokalizacji są przedmiotem bieżącej analizy tych przedsiębiorstw, operatora systemu przesyłowego i wykonawców tych inwestycji. Na ostateczne decyzje inwestycyjne, poza dotychczasowymi uwarunkowaniami ekonomicznymi, społecznymi, ekologicznymi, niewątpliwym wpływ będą miały między innymi:

— europejska i krajowa polityka klimatyczna,

— polityka energetyczna Polski w odniesieniu do paliw pierwotnych i energetyki jądrowej,

— rozbudowa sieci transgranicznych oraz krajowych sieci 400 kV,

- rewizje istotnych dla funkcjonowania energetyki dyrektyw,
- konieczność uzyskania certyfikatów dla całej energii „kolorowej”.

2. Wnioski wynikające z analizy bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną

1. W latach 2005—2006 wykorzystanie istniejącej w KSE rezerwy mocy umożliwiło zaspokojenie zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną przez krajową produkcję energii elektrycznej, mimo wystąpienia krótkotrwałych zagrożeń będących między innymi wynikiem ekstremalnych warunków pogodowych. Posiadany potencjał produkcyjny stwarzał również warunki i możliwości do znacznego eksportu energii elektrycznej. W 2006 r. margines mocy wyniósł 32 %, co oznacza, że w perspektywie krótkoterminowej nie ma większego zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.
2. W związku z dalszym przewidywanym wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną, sukcesywnym zmniejszaniem się rezerw mocy oraz znacznym zużyciem majątku produkcyjnego, dla poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju niezbędna jest budowa nowych mocy, rozbudowa i modernizacja sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz połączeń transgranicznych, umożliwiających w razie potrzeby większą wymianę międzynarodową (import) energii elektrycznej. Budowa połączeń międzysystemowych (poza wzmocnieniem wewnątrz KSE) powinna być również skoordynowana na poszczególnych granicach państwa. Skoordynowana rozbudowa połączeń transgranicznych jest najlepszym sposobem na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz umożliwia wykorzystanie tranzytowego położenia Polski.
3. Majątek trwały zarówno w podsektorze wytwarzania, jak i dystrybucji jest w dużym stopniu wyeksploatowany i wymaga znacznych nakładów odtworzeniowo-rozwojowych. Działania inwestycyjne krajowego podsektora wytwarzania energii elektrycznej sprowadzają się jednak w dużym stopniu do odtwarzania, w stopniu niewystarczającym (w oparciu o te same niskosprawne technologie) zamortyzowanych mocy wytwórczych. W odniesieniu do postępu, jaki się dokonuje w krajach UE w zakresie wzrostu sprawności wytwarzania energii elektrycznej, stawia to naszą elektroenergetykę w trudnej pozycji rynkowej wobec elektroenergetyk innych państw UE. W dłuższej perspektywie czasowej taki stan może doprowadzić do problemów z pokryciem zapotrzebowania na energię elektryczną.
4. Działania przewidziane w przyjętym przez Radę Ministrów w marcu 2006 r. *Programie dla elektroenergetyki* dotyczące powstania skonsolidowanych grup energetycznych są aktualnie wdrażane w życie. Budowa dużych i silnych firm energetycznych jest istotnym celem polityki energetycznej

państwa dla zachowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz możliwości finansowania niezbędnych inwestycji. Ma to szczególne znaczenie w kontekście prognozowanego wzrostu o ponad 109 % spożycia finalnego energii elektrycznej, w perspektywie 2030 r.

5. Uchwalenie ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, rozwiązującej KDT, daje nadzieję na przyspieszenie rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce oraz zapewni utrzymanie stabilnej sytuacji finansowej w przedsiębiorstwach wytwórczych elektroenergetyki.
6. Analiza sytuacji ekonomiczno-finansowej pokazuje poprawę rentowności podsektorów elektroenergetyki, wyraźniejszą w podsektorach wytwarzania i przesyłu. Na niższy poziom wskaźnika rentowności obrotu w dystrybucji niewątpliwym wpływ ma poziom osiąganych przychodów w sektorze. W poszczególnych przedsiębiorstwach rentowność obrotu netto zmieniała się od -10,2 % do 17,39 % — była więc mocno zróżnicowana.
7. Skala wzrostu (około 1 %) średnich cen energii elektrycznej sprzedawanej w obrocie hurtowym przez wytwórców była podobna do dynamiki wzrostu średniej ceny energii dla odbiorców końcowych taryfowych spółek dystrybucyjnych, którzy w 2006 r. stanowili blisko 89 % odbiorców końcowych przedsiębiorstw energetyki zawodowej. Wyraźniej wzrosły natomiast stawki opłat przesyłowych (3,8 %). Należy mieć świadomość, że ceny energii elektrycznej w Polsce według parytetu siły nabywczej należą do najwyższych w UE.
8. Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej dla odbiorców w najbliższych kilku latach powinna zagwarantować występująca obecnie w KSE nadwyżka mocy wytwórczych oraz duże, własne zasoby podstawowego paliwa, wykorzystywanego w elektroenergetyce, jakim jest węgiel kamienny i brunatny. Zapewnienie wystarczalności podsektora wytwarzania w dalszej perspektywie wymaga budowy nowych źródeł wytwórczych. Niezbędne inicjatywy inwestycyjne muszą rozpocząć się już dziś. W przypadku ich braku nie można wykluczyć zastosowania przetargów na niezbędne zdolności wytwórcze zgodnie z zapisami ustawy — *Prawo energetyczne*.
9. Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej wymagać będzie podjęcia działań dla zachowania stabilnej, bezpiecznej i niezawodnej pracy krajowego systemu elektroenergetycznego. W tym celu należy m.in. doprowadzić do istotnego skrócenia cyklu budowy nowych linii przesyłowych poprzez uproszczenie procesu pozyskiwania „prawa drogi” oraz zapewnić budowę interwencyjnych źródeł energii, jeśli występujące zagrożenia nie mogą być usunięte poprzez zrealizowaną w wymaganym czasie rozbudowę sieci przesyłowej.

10. Celowym jest przyjęcie rozwiązań w zakresie rozwoju mechanizmu bilansowania KSE oparte na integracji procesu bilansowania energii i rezerwy operacyjnej, uwzględniające w dalszej perspektywie aspekty lokalizacyjne. PSE-Operator S.A. po-

winien zostać zobowiązany do opracowania, przeprowadzenia konsultacji z zainteresowanymi podmiotami i przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia stosownych zmian mechanizmu bilansowania KSE.