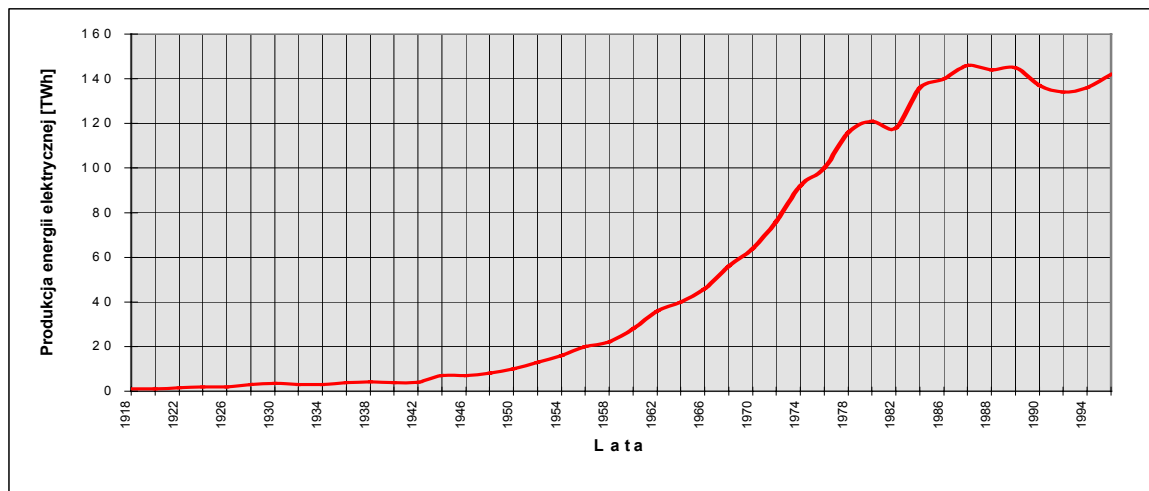


4. Charakterystyka Elektroenergetyki.

Pierwszą elektrownię na świecie zbudowano w Nowym Yorku w 1882 roku i wtedy też przesłano po raz pierwszy energię elektryczną na odległość 57 km, prąd stały o napięciu 110 V, wytwarzany w prądnicach napędzanych tłokowymi maszynami parowymi (w 1883 r. – Mediolan i Petersburg, w 1884r. – Berlin).

W Polsce pierwsze siłownie ciepłe (parowe) powstały w XIX w. Dostarczały one energię mechaniczną poszczególnym zakładom przemysłu maszynowego lub włókienniczego, hutom, kopalniom itp. Pod koniec XIX wieku powstały pierwsze elektrownie (miejskie). Po I wojnie światowej planowano w Polsce budowę wielu elektrowni, ale planu tego nie zrealizowano. Dopiero po II wojnie światowej nastąpił gwałtowny rozwój elektroenergetyki w oparciu o własne zasoby surowców energetycznych (węgiel kamienny i później brunatny).

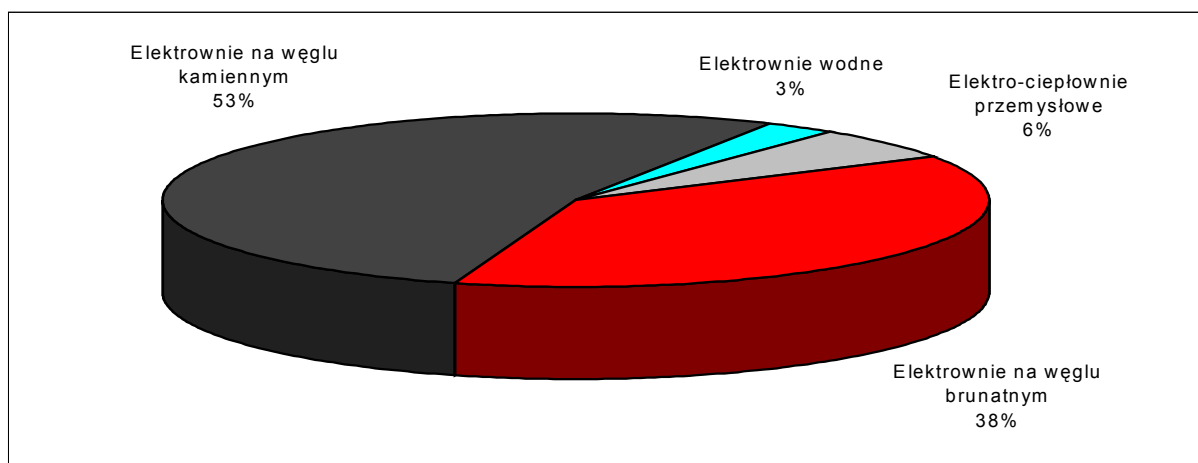
Górnictwo węgla brunatnego kształtowało się po 1945 r. W latach 1951-60 przeznaczono zaledwie piątą część węgla brunatnego na potrzeby gospodarki, reszta to eksport do b. NRD. Zasadnicza zmiana kierunku wykorzystania węgla brunatnego nastąpiła w dziesięcioleciu 1961-70. Dzięki rozpoczęciu intensywnej eksploatacji zasobnych złóż w zagłębiach turowskim i konińsko-adamowskim, zbudowano odkrywkowe kopalnie o niespotykanej dotąd koncentracji wydobywania. Zużycie węgla brunatnego w elektrowniach wzrosło w tym okresie do 78% całkowitego wydobywania. Stało się to możliwe dzięki zbudowaniu wielkich elektrowni zawodowych, jak “Turów” o mocy 2000 MW, “Adamów” o mocy 1000 MW, w tym 600 MW na węglu brunatnym, “Pątnów” o mocy 1200 MW i rozbudowie elektrowni “Konin” do mocy 543 MW. Jeszcze mocniej zaznaczył się udział węgla brunatnego w produkcji energii elektrycznej w latach osiemdziesiątych, po zbudowaniu jednej z największych w Europie kopalni odkrywkowej “Bełchatów” wraz z największą w Polsce elektrownią (parową) o mocy 4320 MW. Obecnie (1995r) w Polsce od kilku lat utrzymuje się nadwyżka mocy. Przy około 33 tys. MW mocy dyspozycyjnej, maksymalne, grudniowe pobory dochodziły do 23 tysięcy MW, a były również - w lipcu - takie dni, gdy zapotrzebowanie spadało poniżej 11 tysięcy MW. Elektroenergetyka w Polsce ma 5-procentowy udział w tworzeniu PKB. Wartość jej majątku brutto w 1995 roku wynosiła 90 miliardów złotych, a roczne wpływy – około 13 miliardów złotych. Udział kosztów energii elektrycznej w produkcji przemysłowej i usługach wynosił 7 procent, w gospodarstwach domowych - 3,5%.



Rys. 9. Historia polskiej elektroenergetyki.

Źródło: Bicki Z. „*Stan elektroenergetyki polskiej i podstawowe problemy rozwojowe*”, PSE S.A., Warszawa, s. 50.

Nośnikami energii pierwotnej do produkcji energii elektrycznej w Polsce są głównie rodzime zasoby węgla kamiennego i brunatnego. Udział obu nośników energii używanych w elektrowniach zawodowych do produkcji energii elektrycznej wynosi obecnie 91% (dane z 1997r.). Resztę energii (9%) zostało wytworzone przez elektrownie wodne i elektrociepłownie również opalane paliwami stałymi. W polskiej elektroenergetyce nie istnieją stacje elektroenergetyczne (1998), których paliwem podstawowym są paliwa płynne.

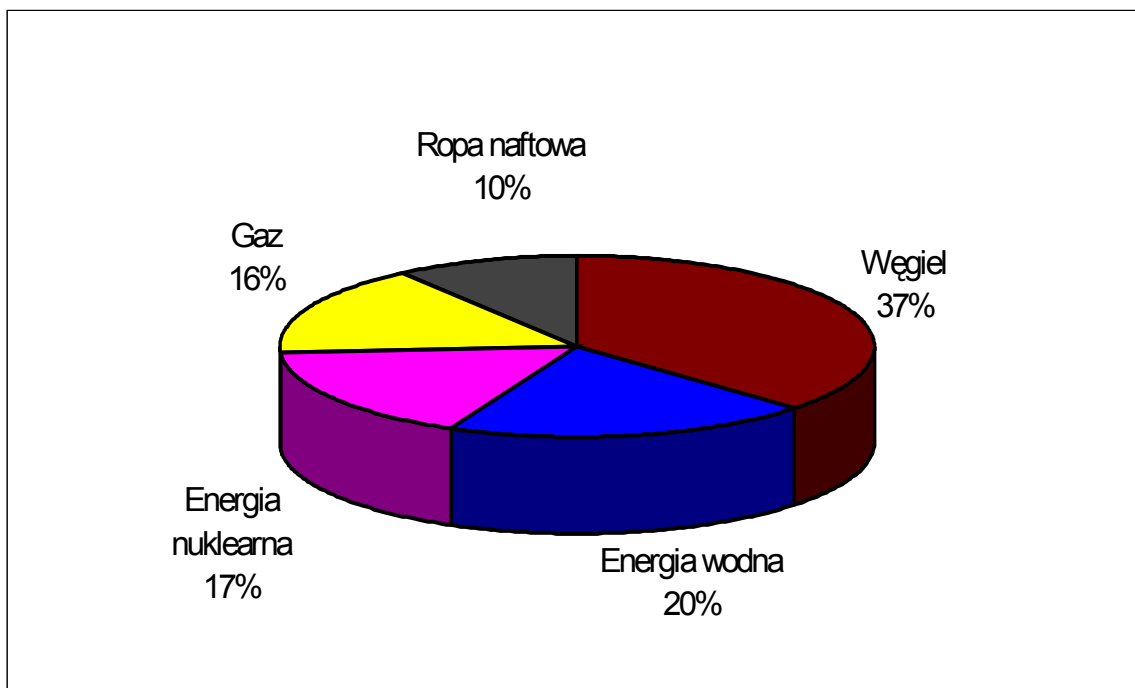


Rys. 10. Struktura wytworzenia energii elektrycznej w Polsce w 1993 r.

Źródło: Bicki Z. „*Stan elektroenergetyki polskiej i podstawowe problemy rozwojowe*”, PSE S.A., Warszawa, s. 56

W Polsce w 1995 roku wyprodukowano 135 TWh, z czego w elektrowniach zawodowych 127 TWh [10 s. 56].

Zgoła inna jest struktura wytworzenia (zużycia) energii elektrycznej na świecie w zależności od źródeł jej pozyskania.



Rys. 11. Struktura wytworzenia energii elektrycznej na świecie w 1998 r.
Źródło: Blaschke W. „Węgiel czy ...”, Przegląd Techniczny nr 49/98 s.15.

Na bazie paliw stałych w Polsce wytworzono w 1997 roku 144 mld kWh (144TWh) energii, z czego na elektrownie opalane węglem brunatnym przypada 52 mld kWh, tj. ponad 36%. Powody takiej struktury zużycia energii elektrycznej są takie same, jak energii pierwotnej. Na razie węgiel ma duży udział w wytwarzaniu energii elektrycznej, ale jego konkurencyjność sukcesywnie maleje w stosunku do innych nośników głównie ze względów ekologicznych oraz elastyczności i bezpieczeństwa pracy KSE.

Według zaleceń Europejskiej Komisji Gospodarczej, udział jednego paliwa dostarczanego z jednego kierunku nie powinien przekraczać 30%.

<i>Kraj</i>	<i>1987</i>	<i>1988</i>	<i>1989</i>	<i>1990</i>	<i>1991</i>	<i>1992</i>	<i>1993</i>	<i>1994</i>	<i>1994*</i>
Polska	147,6	148,8	147,7	135,3	132,1	128,7	131,5	132,7	3500
Austria	44,9	46,3	47,8	50,0	52,2	51,7	51,9	52,4	6600
Francja	348,9	355,2	365,0	374,7	401,8	409,3	411,1	413,0	7100
Hiszpania	131,9	138,2	146,0	151,3	155,0	159,2	157,9	163,5	4200
Niemcy	540,0	551,5	560,9	550,6	538,8	531,8	526,6	530,6	6600
Włochy	224,5	234,8	244,5	251,5	257,1	261,5	262,2	269,4	4700
GB	315,4	321,0	326,5	331,0	338,5	337,7	340,0	342,3	5900

* - per capita [kWh/osobę]

Rys.12. Zużycie energii elektrycznej brutto w Polsce i w wybranych krajach w TWh.
Źródło: Bojarski W. „Rynek odbiorcy energii”, Badania Systemowe „EnergSys” sp. z o.o.,
Warszawa 1998, s. 232

Ocenia się, że poziom elektryfikacji kraju nie jest zadowalający dla nowoczesnej gospodarki. Świadczy o tym porównanie wskaźników zużycia energii elektrycznej w Polsce i w Europie (na głowę), który jest uważany za miernik poziomu rozwoju kraju. [128 s. 45].

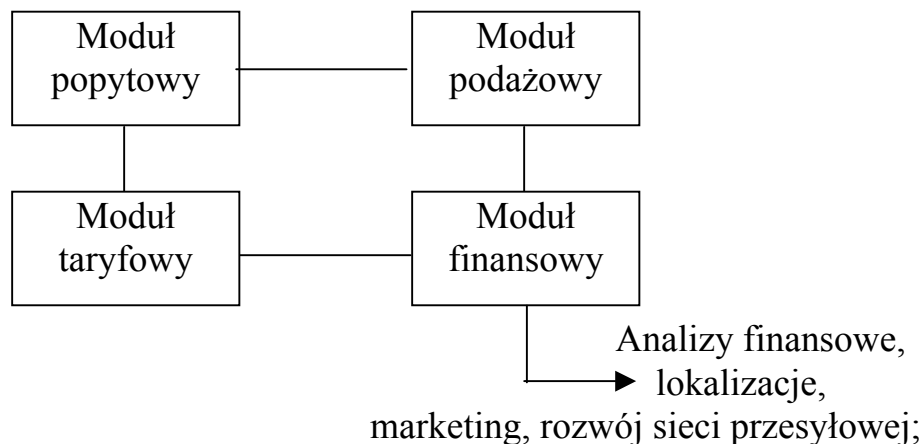
<i>Kraj</i>	<i>1987</i>	<i>1988</i>	<i>1989</i>	<i>1990</i>	<i>1991</i>	<i>1992</i>	<i>1993</i>	<i>1994</i>	<i>per capita w 1994r</i>
Polska	2307	2236	2207	2294	2408	2286	2250	2158	56,8
Austria	319	316	315	315	321	311	311	305	38,1
Francja	323	316	313	313	334	335	342	334	5,8
Hiszpania	306	305	308	308	308	314	315	320	8,2
Niemcy	365	359	353	336	319	309	309	303	3,7
Włochy	224	225	228	230	232	234	238	239	4,2
GB	348	338	338	339	354	355	350	339	5,8

Rys.13. Wskaźnik elektrochłonności (energia elektryczna brutto/PKB) w
Polsce i w wybranych krajach w kWh/tys.USD (ceny stałe 1990r).

Źródło: Bojarski W. „Rynek odbiorcy energii”, Badania Systemowe „EnergSys” sp. z o.o.,
Warszawa 1998, s. 232

Z porównania wskaźnika elektrochłonności można zauważyć, że gospodarka energetyczna Polski jest bardzo energochłonna w stosunku do PKB i w tej dziedzinie jest wiele do zrobienia. Planowane są inwestycje typu DSM (Demand Side Management - sterowanie popytem energii), które jest częścią zintegrowanego planowania w gospodarce

energetycznej (Integrated Resource Planning - IRP) obejmujące opracowanie planów rozwoju podsystemu wytwarzania energii elektrycznej wg schematu [49 s.13]:

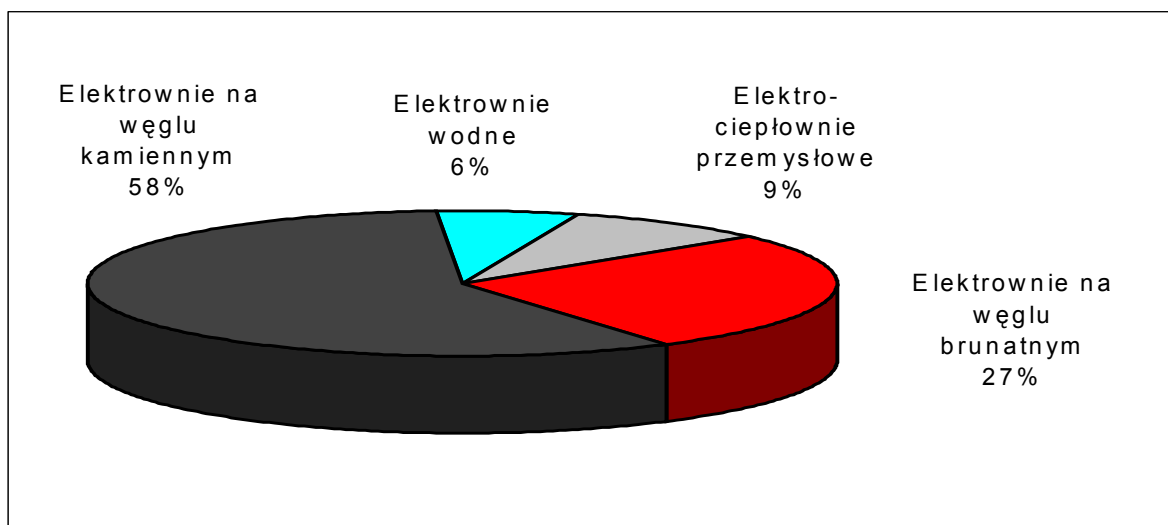


Dzięki tej metodzie możliwe jest optymalne zaspokojenie potrzeb finalnych (energii użytecznej) przy najmniejszych kosztach społecznych, włączając koszt ochrony środowiska. Zintegrowane planowanie w gospodarce energetycznej jest od lat stosowane z powodzeniem w USA.

Zużycie energii elektrycznej ma charakter wybitnie sezonowy zarówno w okresie rocznym (szczyt zimowy – maksymalne zapotrzebowanie mocy w grudniu 1998r wynosiło 23401 MW i dolina letnia – minimalne obciążenie elektrowni w czerwcu 1998 r. 15044 MW) jak i w ciągu doby w tzw. strefach mocy, w których występuje szczytowe zapotrzebowanie na energię elektryczną, zwykle między godzinami 7-13 i 16-22 – wahania w zimie (styczeń 1998) w granicach od 17000 MW do ponad 21000 MW, a w lecie – czerwiec 1998 od 12500 MW do prawie 16000 MW. W związku ze zmianami zapotrzebowania na energię elektryczną można wyróżnić elektrownie podstawowe, pracujące bez przerwy ze stałym obciążeniem. Charakteryzują się dużym czasem wykorzystania mocy zainstalowanej (powyżej 4000 h/rok). Elektrownie takie opłaca się budować dużym nakładem środków inwestycyjnych, stosując wysokie parametry oraz nowoczesne bloki energetyczne dużych mocy (o wysokiej sprawności). W krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE) rolę elektrowni podstawowych spełniają przed wszystkim elektrownie ciepłe opalane węglem brunatnym i nowoczesne elektrownie ciepłe opalane węglem kamiennym (rolę elektrowni podstawowych będą spełniać także elektrownie jądrowe). Elektrownie szczytowe są włączane do pracy w okresie szczytowego obciążenia. Mogą pokrywać również wysokie obciążenia, lecz wytwarzają rocznie stosunkowo

niewielką ilość energii. Czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni szczytowej kształtuje się poniżej 3000 h/rok. Do elektrowni szczytowych zalicza się zwykle elektrownie wodne zbiornikowe i podzespoły gazowe lub silniki spalinowe. Mogą ją także spełniać człony gazowe elektrowni gazowo-parowych oraz człony MHD. Obszar obciążeń podszczytowych pokrywają starsze elektrownie parowe, które poprzednio pracowały jako podstawowe. Do elektrowni podszczytowych zalicza się także elektrownie wodne zbiornikowe, jeśli w zbiornikach jest wystarczająco dużo wody.

Sektor elektroenergetyki charakteryzuje moc zainstalowana w sektorze, będącą sumą nominalnych mocy elektrycznych czynnych bloków energetycznych zainstalowanych w siłowniach (łącznie z generatorami potrzeb własnych). Moc dyspozycyjna elektrowni jest to największa moc elektrowni osiągnięta w określonym czasie i określonych rzeczywistych warunkach eksploatacyjnych.



Rys.14. Struktura mocy elektrycznej zainstalowanej w Polsce w 1993 r. Moc zainstalowana 33000 MW, z czego 30000 MW w elektrowniach zawodowych. Elektrownie na węglu stanowią 85% mocy zainstalowanej, które wytworzyły w 1993 roku 91% energii elektrycznej.

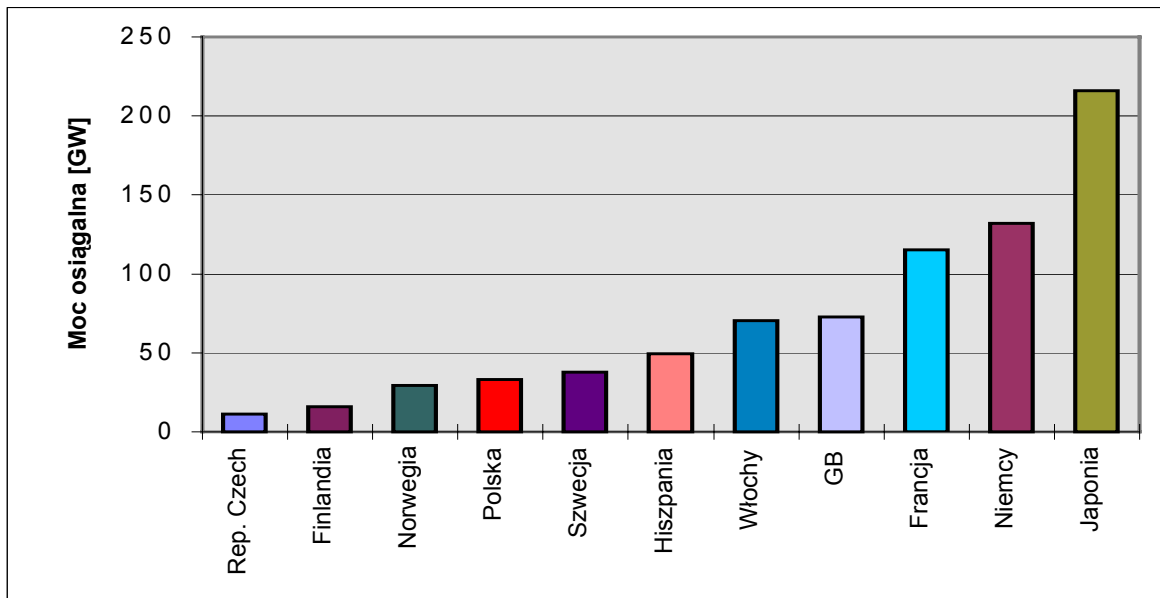
Źródło: Bicki Z. „Stan elektroenergetyki polskiej i podstawowe problemy rozwojowe”, PSE S.A., Warszawa, s. 53.

Różnicę między mocą osiągalną i dyspozycyjną powodują: remonty urządzeń elektrowni, pogorszona okresowo jakość paliwa, niedostateczne zaopatrzenie w paliwo, niedostatek lub podwyższona temperatura wody chłodzącej, zmniejszona moc dyspozycyjna urządzeń w pierwszym okresie eksploatacji nowych urządzeń, awarie i naprawy urządzeń, krótkotrwałe ograniczenia w wyprowadzeniu mocy z elektrowni, w elektrowniach

jądrowych wymiana prętów paliwowych, w elektrowniach wodnych krótkotrwałe obniżenie poziomu wody, w elektrociepłowniach zmiany w planach ciepłowniczych. Suma mocy dyspozycyjnych nazywa się mocą włączoną. W KSE wszystkie zawodowe elektrownie ciepłownicze oraz większe elektrownie wodne są telemetrycznie stale połączone z Krajową Dyspozycją Mocy (obecnie wchodzi w skład spółki Polskie Sieci Elektroenergetyczne), gdzie w dowolnym czasie można uzyskać dane o obciążeniu wszystkich pracujących w tych elektrowniach generatorach.

Według danych z połowy lat dziewięćdziesiątych w krajowym systemie elektroenergetycznym pracowało 55 elektrowni ciepłowniczych i elektrociepłowni o łącznej mocy 28 GW oraz 122 elektrownie wodne o mocy około 2 GW. W przemysłowych elektrociepłowniach jest zainstalowana moc 3,1 GW (około 200 siłowni). Całkowita moc zainstalowana w KSE w roku 1998 wynosiła 33,85GW [15 s.6]. **Do roku 1998 sytuacja w elektroenergetyce nie zmieniała się, ale obecnie ulega przeobrażeniom zwłaszcza w obszarze mniejszych mocy. Silnemu przyspieszeniu - w związku z rozwojem rynku energii - podlega budowa lokalnych, nowych mocy elektrycznych (w skojarzeniu - elektrociepłownie) w oparciu o gaz ziemny (głównie elektrociepłowni miejskich i z kapitałem zagranicznym). Istotnego znaczenia nabiera wymiana międzynarodowa i wejście silnych firm zagranicznych na rynek energii elektrycznej Polski. Co prawda - na razie - możliwości importu energii są niewielkie (30 TWh w roku, tj. ok. 20% obecnie zużywanej w Polsce energii) z uwagi na techniczne możliwości sieci przesyłowych, ale po wykupieniu firm dystrybucyjnych przez inwestorów zagranicznych sytuacja ta szybko może ulec zmianie.**

Istotnym (technicznym) parametrem opisującym sektor jest moc osiągalna, która jest sumą mocy osiągalnych poszczególnych elektrowni. Przy sprawnych technicznie urządzeniach, w normalnych warunkach pracy dla elektrowni ciepłowniczych jest to największa moc czynna jaką może ona osiągnąć w czasie dłuższym niż 15h; dla elektrowni wodnej czas ten wynosi 5h; dla elektrociepłowni moc osiągalną wyznacza się z uwzględnieniem planowej produkcji ciepła. Moc osiągalna różni się od mocy zainstalowanej ubytkami mocy, trwającymi dłużej niż jeden rok. Ubytki te mogą być spowodowane między innymi obniżeniem wydajności kotłów na skutek trwałych uszkodzeń, obniżenie mocy turbiny, np. przez usunięcie części łopatek, stała zmiana jakości paliwa, długotrwały niedobór wody w zbiornikach, zmiany w planach dostawy ciepła z elektrociepłowni, ograniczenia w wyprowadzeniu mocy z elektrowni.



Rys. 15. Moc osiągalna netto wybranych państw świata w 1995r.

Źródło: Bicki Z. „*Stan elektroenergetyki polskiej i podstawowe problemy rozwojowe*”, PSE S.A., Warszawa, s. 60.

Bloki energetyczne są przyłączone w Polsce do sieci o napięciach nominalnych 400, 220, 110 kV. W roku 1995 KSE uzyskał połączenie z zachodnioeuropejskim systemem UCPTÉ (*Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Électricité*) gwarantującym dużą stabilność i bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego (moc zainstalowana w systemie wynosi 410 GW). Z elektrowni energia przesyłana jest za pośrednictwem wspomnianej sieci przesyłowej (400 kV, 220 kV lub 750 kV) i sieciowych stacji transformatorowych do rejonowej sieci rozdzielczej 110 kV, pracującej w układzie zamkniętym, a następnie rozprowadzana do punktów zasilających sieci średniego napięcia 15, 20, 30 kV, które pracują jako sieci otwarte. Rozprowadzają one energię elektryczną do stacji zasilających sieci niskiego napięcia 0,4 kV, do których są bezpośrednio przyłączone odbiorniki (odbiorniki większych mocy zasilane są z sieci 3, 5, 6, 10 kV). Łączne straty energii w liniach przesyłowych w Polsce (o długości ok. 650000 km) wynoszą około 12% energii wprowadzonej, podczas gdy w technicznie przodujących krajach są na poziomie 8%. Sektor elektroenergetyczny, w odróżnieniu od innych systemów energetycznych, realizuje wytwarzanie, transport i dystrybucję energii elektrycznej natychmiast, w odpowiedzi na zapotrzebowanie odbiorcy (energii elektrycznej nie można magazynować bezpośrednio – wykorzystuje się do tego metody pośrednie, np. elektrownie wodne pompowe).