

*Centralny Program
Badawczo · Rozwojowy*

p.n. Kompleksowy Rozwój Energetyki

*Instytut Maszyn Przepływowych PAN
w Gdańsku*

ENERGETYKA WODNA

Rozwój energetyki w Polsce do 2020 roku

SYMPOZJUM

SESJA NAUKOWO-TECHNICZNA
CENTRALNEGO PROGRAMU BADAWCZO-ROZWOJOWEGO nr 5.1
KIERUNEK 7 p.n. ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII

SEMINARIUM

na temat

ZAŁOŻENIA TECHNICZNO-EKONOMICZNE ROZWOJU
ENERGETYKI WODNEJ W POLSCE DO 2020 ROKU

(materiały)

Gdańsk, 14 września 1990 roku

Organizatorem Sesji jest

ZESPÓŁ KOORDYNACYJNY KIERUNKU 7 CPBR nr 5.1

Adres Organizatora:

Instytut Maszyn Przepływowych PAN
ul. Gen.J.Fiszera 14
80-952 Gdańsk
telefon (centrala): 41-12-71
telex: 0512042
fax: 41-61-44

Redaktor techniczny: Krystyna Kordus
Wydawca: Dział Dokumentacji Technicznej
IMP PAN w Gdańsku
Nakład: 50 egzemplarzy

Referaty przyjęto do druku bez poprawek
merytorycznych, na prawach rękopisu.

Niniejsze wydawnictwo zawiera trzy referaty, których treść jest ściśle związana z wynikami prac osiągniętymi w celu wyprzedzającym nr 7.7W Centralnego Programu Badawczo-Rozwojowego nr 5.1. W ramach tego celu wykonano 11 prac cząstkowych, określonych sześcioma "punktami kontrolnymi" (zadaniami). Spośród tych ostatnich na wyróżnienie zasługują zadania następujące:

- Analiza i ocena opracowanych dotychczas koncepcji i projektów budowy elektrowni wodnych w perspektywie do 2020 roku z punktu widzenia ich przydatności w zmienionych warunkach ekonomicznych
- Kompleksowa ocena programu budowy Kaskady Wisły uwzględniająca różne aspekty gospodarcze i rozwój Krajowego Systemu Energetycznego
- Założenia do wykorzystania Dolnej Wisły w aktualnych warunkach gospodarczych
- Założenia decyzyjne dotyczące optymalnego udziału mocy elektrowni pompowych w Krajowym Systemie Energetycznym ze względu na potrzeby regulacyjno-interwencyjne i wymianę energii z zagranicą
- Ocena ekonomiczna budowy elektrowni wodnych w Polsce uwzględniająca różne aspekty gospodarcze

Zamieszczone referaty są próbą podsumowania wyżej wymienionej tematyki i podstawą do dyskusji przewidzianej programem obrad.

Komitet Organizacyjny

S p i s t r e ś c i

1. R. Malinowski, Stan energetyki wodnej w Polsce 1
2. J. Wróblewski, Aktualne kierunki i tendencje rozwojowe energetyki wodnej w świecie 15
3. E. Binkiewicz, Program rozwoju energetyki wodnej w Polsce 36



CENTRALNY PROGRAM BADAWCZO-ROZWOJOWY NR 5.1

p.n. "Kompleksowy rozwój energetyki"

Kierunek 7 p.n. Odnawialne źródła energii

SESJA NAUKOWO-TECHNICZNA

poświęcona wybranym zagadnieniom energetyki wodnej

Ryszard Malinowski, mgr inż.
Biuro Studiów i Projektów Energetycznych
"ENERGOPROJEKT", Warszawa

STAN ENERGETYKI WODNEJ W POLSCE

Streszczenie: potencjalne zasoby energetyki wodnej, stopień ich wykorzystania i dalsze możliwości wykorzystania. Stan posiadania ze szczególnym naświetleniem 16 największych EW i EP. Kondycja istniejących elektrowni wodnych i pompowych, niektóre wady i zalety techniczne. Wskaźniki i efekty eksploatacyjne w porównaniu do odpowiednich wskaźników i efektów w energetyce cieplnej. Aspekty wymiany międzynarodowej.

1. WPROWADZENIE

Niniejszy referat ma za zadanie przedstawić stan posiadania, kondycję i efekty techniczno-ekonomiczne energetyki wodnej. Mimo niezbyt korzystnych warunków ukształtowania kraju i zasobów wodnych jest to dziedzina pozwalająca na polepszenie struktury wytwarzania i zaspakajania potrzeb energetycznych kraju, tym bardziej, że deficyt innych paliw z wykluczeniem węgla jest również bardzo dotkliwy dla naszej gospodarki. Referat bazuje na kilku ostatnich pracach studialnych autora, wykonanych w ramach CPBR 5.1.7.7.W oraz na "informacjach statystycznych" autorstwa Centrum Informatyki Energetyki. Plany rozwoju energetyki wodnej są przedmiotem innego opracowania.

2. ZASOBY ENERGETYKI WODNEJ

W zależności od autora i metody szacunku, teoretyczne zasoby energetyki wodnej w Polsce wynoszą:

$$A_{\text{teor.}} = 23.000 \div 25.000 \text{ GWh/a}$$

Możliwości wykorzystania tych zasobów są znacznie mniejsze. Są to zasoby techniczne i wynoszą one:

$$A_{\text{techn.}} = 13.700 \text{ GWh/a}$$

Stanowi to 59% zasobów teoretycznych. Rozkład zasobów technicznych jest następujący:

rzeka Wisła	- 6200 GWh/a
" Odra	- 1270 "
rzeki Przymorza	- 260 "
inne rzeki dorzecza Wisły i Odry	- 5970 "-----
razem $A_{\text{techn.}}$	=13700 "

Obecne wykorzystanie zasobów technicznych nie przekracza 12% i wynosi średnio rocznie

$$A = 1.600 \text{ GWh}$$

Przy produkcji w kraju energii elektrycznej rzędu 146.000 GWh/a (1987 r.), energia wyprodukowana w elektrowniach wodnych stanowi zaledwie 1,1%.

Wykorzystanie nawet wszystkich możliwych zasobów energetyki wodnej nie poprawiłoby radykalnie struktury wytwarzania. Wykorzystanie 50% zasobów technicznych przy obecnym poziomie produkcji dałoby rocznie 6.800 GWh i stanowiłoby to 4,7% produkcji globalnej. Znacznie ekonomiczniejszym inwestycyjnie rozwiązaniem dla systemu elektroenergetycznego była realizacja elektrowni pompowych lub elektrowni wodnych z członami pompowymi. Polska jest i pozostanie krajem nizinnym o ograniczonych zasobach energetyki odnej, co nie znaczy, że nie trzeba wykorzystywać najlepszych lokalizacji na budowę elektrowni wodnych, a w szczególności elektrowni pompowych.

Wg wielu publikacji zachodnich optymalną strukturę systemu Elektro-Energetycznego jest posiadanie 12 ÷ 15% mocy w elektrowniach regulacyjno-inwestycyjnych i szczytowych.

3. STAN POSIADANIA

Ogólna średnia moc zainstalowana w elektrowniach zawodowych w Polsce w 1988 r. wynosiła 28.900 MW.

Odpowiednio w elektrowniach wodnych i pompowych 2005 MW i wielkość ta nie zmienia się od 1982 r.

Udział mocy energetyki wodnej w całym systemie stanowi 6,94%, podczas gdy w roku 1982 stanowił 8,57%.

W Polsce jest czynnych obecnie 119 elektrowni wodnych zawodowych. Liczących się w Krajowym Systemie Elektro-Energetyczny jest 16 elektrowni z mocami instalowanymi powyżej 5,0 MW. Są to elektrownie zestawione i uszeregowane wg mocy w tabeli 1. Pozostałe 103 elektrownie, poniżej 5,0 MW mocy zaliczane są do Małych Elektrowni Wodnych (MEW) i stanowią zaledwie kilka procent mocy i produkcji energetyki wodnej. Istnieje również w Polsce kilka mini elektrowni wodnych jako pozostałość po około 2000 obiektach o sile wodnej przed wojną. Ich odbudowa lub modernizacja jest ze wszech miar korzystna i celowa lecz ze względów ekonomicznych opłacalna w swerze gospodarce prywatnej. Temat MEW jest przedmiotem odrębnego referatu. Przytoczone poniżej 16 elektrowni (1989 r.) stanowi 93,8% mocy całej energetyki wodnej, a produkcja 91,4%.

Analizując zestawienie ze strony 4 można stwierdzić, że:

1) Największa elektrownia wodna pompowa Żarnowiec stanowi 33,9% mocy wszystkich EW, daje ona również największą produkcję szczególnie cennej energii szczytowej i regulacyjno-interwencyjnej (38% całej produkcji w EW). Czas wykorzystania jej w ciągu roku ponad 2000 h/a tj. dwa razy więcej niż w elektrowniach pompowych Porąbka-Żar i Żydowo.

2) Pierwsze sześć pozycji z wyłączeniem EW Włocławek stanowi grupę elektrowni pompowych (EP) o szczególnym znaczeniu dla systemu. Łączna moc 1545,5 MW, co stanowi aż 77% zainstalowanej mocy w energetyce wodnej.

Tablica 1

NAJWIĘKSZE ELEKTROWNIE WODNE I POMPOWE

Lp.	Nazwa elektrowni	Moc instalowana (MW)	Produkcja roczna (GWh)	Czas wyk. mocy (h)	Uwagi
1	2	3	4	5	6
1.	Żarnowiec	680,0	1413,7	2,079	EP
2.	Porąbka-Żar	500,0	511,2	1,022	EP
3.	Włocławek	160,2	695,9	4,344	EW przyjazowa
4.	Żydowo	150,0	169,4	1,129	EP
5.	Solina	136,0	104,9	771	EW+P
6.	Dychów	79,5	50,8	639	EW+P
7.	Rożnów	56,0	150,9	2.695	EW przyzaporowa
8.	Koronowo	26,0	35,9	1,381	EW derywacyjna
9.	Tresna	21,0	29,6	1,410	EW przyzaporowa
10.	Dębe	20,0	93,5	4,675	EW przepływowa
11.	Porąbka	12,6	26,9	2,135	EW przyzaporowa
12.	Wały	9,8	44,4	4,531	EW przyjazowa
13.	Myczkowce	8,3	29,8	3,590	EW derywacyjna
14.	Żur-Gródek	8,0	8,5	1,063	EW derywacyjna
15.	Pilichowice	7,5	21,8	2,907	EW przyzaporowa
16.	Bielkowo	6,7	12,4	1,851	EW
	RAZEM	1.881,6	3.399,6	1.807 (śr.)	

Uwaga: dane z 1989 r. (EW wyprodukowały 3.711.9,96 GWh)

3) Elektrownie zbiornikowe o czasie wykorzystania mocy w granicach od 1000 do 3000 h/a to elektrownie wykorzystywane w Systemie Energetycznym do produkcji energii szczytowej. Są to EW Rożnów, Koronowo, Tresna, Porąbka, Żur-Gródek, Pilichowice i Bielkowo o łącznej mocy 137,8 MW (6,9%) i produkcji 286 GWh (7,7%).

4) Ostatnią grupę stanowią 4-y EW przepływowe z czasem wykorzystania mocy powyżej 3000 h/a. Są to elektrownie: Włocławek, Dębe, Wały i Myczkowce.

Szczególną rolę odgrywa tu EW Włocławek na Dolnej Wiśle o dużej mocy i produkcji energii.

Łączna moc tych elektrowni 198,3 MW (9,9%) i średnia produkcja 864 GWh (23,2%).

Graficzne zestawienie mocy i produkcji (na następnej stronie) bardzo wyraźnie obrazuje udział różnych typów Elektrowni Wodnych w Polskim Systemie Elektroenergetycznym. Dominują Elektrownie Pompowe i nie jest to przypadek. Jest to wynikiem rozsądnej polityki inwestycyjnej w energetyce wodnej. Przy niewielkich możliwościach finansowych i ograniczonych możliwościach technicznych, przeznaczenie nakładów na liczące się moce w Elektrowniach Pompowych przyniosło doskonałe efekty.

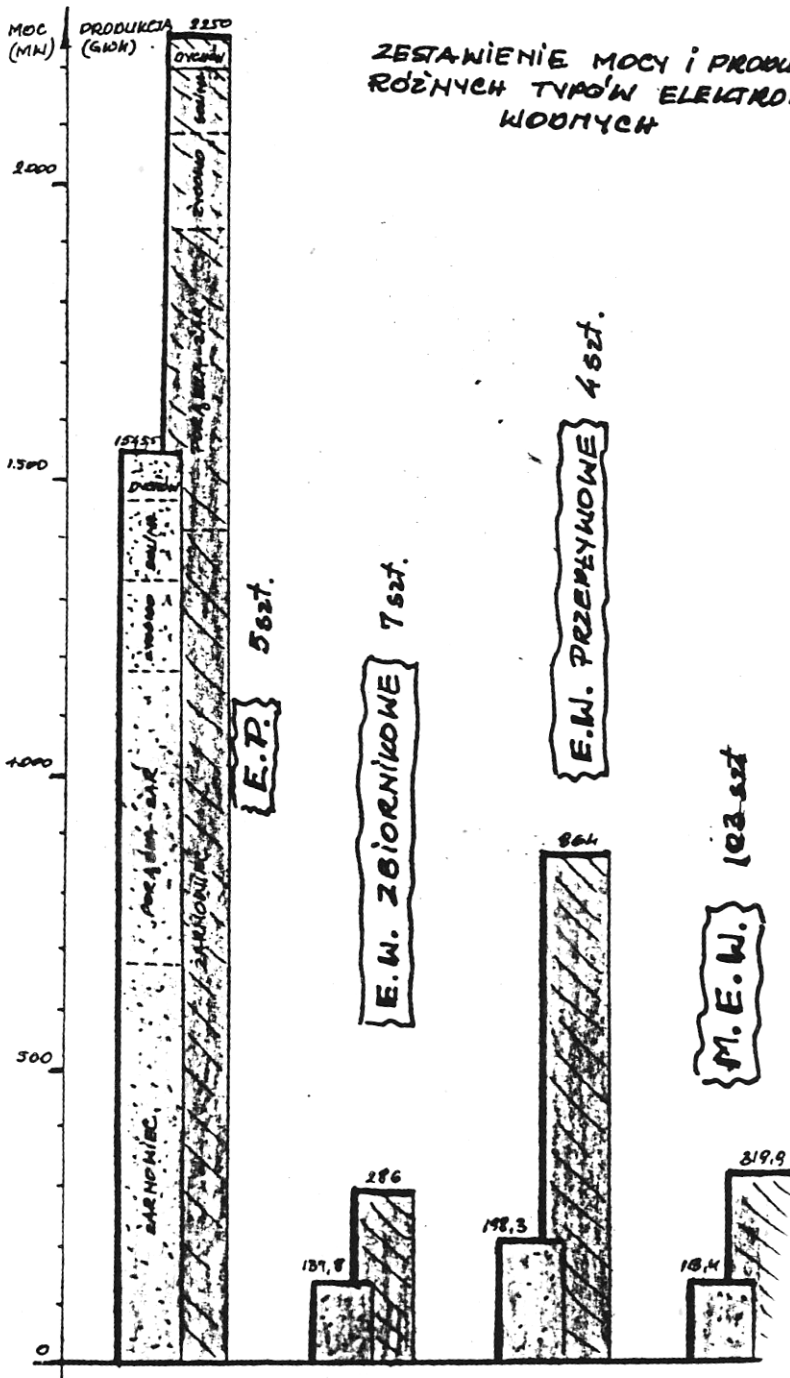
Nie znaczy to, że efekty i stan posiadania są zadawalające.

Były one na tyle wystarczające, że pozwoliły przetrwać ostatnie dwa dziesięciolecia nie doprowadzając do drastycznych wyłączeń odbiorców i uniknąć większych awarii systemowych.

4. KONDYCJA ELEKTROWNI WODNYCH

We wszystkich 119 Elektrowniach Wodnych zainstalowanych jest 266 turbin. W większości są to jednostki Kaplana, a w kilkunastu o wyższych piętrzeniach Franciszy lub Franciszy odwracalne (EP). W EW Dychów są zainstalowane dodatkowo 4 pompy. W małych elektrowniach wodnych (MEW) w 80% są to jednostki stare

ZESTAWIENIE MOCY I PRODUKCI RÓŻNYCH TYPOW ELEKTROWNI WODNYCH



instalowane przed 1939 r., a nawet przed I-szą Wojną Światową.

W 16 większych elektrowniach zestawionych w niniejszym opracowaniu tylko trzy z nich są wyposażone w jednostki stare (Pilichowice, Żur, Bielkowo). Pozostałe 13 elektrowni z 47 turbinami o łącznej mocy 1.861,4 MW to elektrownie z turbinami wyprodukowanymi po ostatniej wojnie światowej. Ich stopień wyeksploatowania nie osiągnął jeszcze 50%. Najstarszą z tej grupy jest EW Rożnów (1943 - w czasie wojny), najmłodszą Elektrownia Pom-powa - Żarnowiec oddana do użytku w 1982 r.

O dobrym stanie jednostek turbinowych we wszystkich EW świadczy wskaźnik dyspozycji mocy równy 96,5%, a EP osiągają 98,5%.

Nie znaczy to że wszystkie nowe turbiny i turbo-pompy wykazują dobre sprawności i wysoką dyspozycyjność. Podobnie jak w energetyce cieplnej węglowej, jednostki nowe o lepszych parametrach technicznych wypierają jednostki stare o pogorszonych sprawnościach i gorszych właściwościach ruchowych. Ewidentnym symptomem tego zjawiska jest zmniejszanie się czasu wykorzystania mocy w elektrowniach wypieranych.

Oprócz starzenia się zespołów, mamy do czynienia niekiedy z wadami niektórych konstrukcji turbozespołów. Wiadomym jest, że 2 jednostki rewersyjne w Solinie jako jednostki prototypowe szczególnie w okresie rozruchu wykazały wady konstrukcyjne. Mimo modernizacji, nie osiągnęły one rezultatów jakie osiągnęły te same typy turbin w el. Żydowo i Żarnowiec. Nie wykluczone że warto byłoby wymienić w tej elektrowni turbozespoły odwracalne.

Wymaga to szczegółowszej analizy techniczno-ekonomicznej.

Odrębnym zagadnieniem są turbozespoły w el. Porąbka-Żar, a w szczególności konstrukcja generatorów-silników. Obecnie przechodzą one fabryczną modernizację i dopiero kilkuletnia eksploatacja pozwoli ocenić ich dyspozycyjność i stopień wykorzystania mocy.

Poniżej przytoczono tablicę czasu wykorzystania mocy w pięciu Polskich EP w przedziale ośmiu ostatnich lat (1982-1989).

- W EP Solina przez ostatnie 8 lat stopień wykorzystania mocy utrzymuje się na niskim poziomie.

Dla obydwu tych EP jest to szczególnie niepokojące jeżeli weźmie się pod uwagę fakt, że energia uzyskiwana dodatkowo z pompowania wynosi zaledwie 10% w Solinie i 30% w Dychowie.

Odpowiednio 90% i 70% jest z przepływu naturalnego. Stanowczo te dwie elektrownie nie są w pełni wykorzystywane jako elektrownie szczytowo-pompowe.

- EP Żydowo jeszcze w latach 1984 i 1985 była wykorzystana w dużym stopniu. Rola jej znacznie zmalała, ostatecznie w 1989 r. pracowała tylko 1130 h/a.

- Czas wykorzystania mocy w EP Porąbka-Żar wzrastał systematycznie aż do 1600 h/a w 1988 r.

W roku 1989 zmalał do 1022 h/a. Miejmy nadzieję że jest to spadek przejściowy wynikający ze wspomnianej rekonstrukcji generatorów.

- EP Żarnowiec ciągle powiększa swój czas wykorzystania mocy osiągając aż 2.079 h/a w 1989 r.

Inne elektrownie wodne zbiornikowe i przepływowe pracują poprawnie i wydajnie na miarę zasobności rzek w wodę w różnych latach. Szczególnie efektywna jest EW Włocławek pracująca już bez przerwy od 1970 r. Jej 20-letnia bezawaryjna eksploatacja, spłacająca kilkakrotnie poniesione nakłady inwestycyjne winna być impulsem do podjęcia decyzji o realizacji całej Kaskady Dolnej Wisły.

CZAS WYKORZYSTANIA MOCY W EP (h/a)

Lp.	Nazwa el.pompowej	L A T A							
		1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	DYCHÓW	1175	1082	853	912	1026	979	782	638
2.	SOLINA	779	974	696	943	751	637	791	771
3.	ŻYDOWO	1688	1567	1931	1904	1839	1544	1618	1130
4.	PORĄBKA-ŻAR	1033	1290	1351	1295	1411	1584	1600	1022
5.	ŻARNOWIEC	470	1042	1384	1585	1787	1969	1984	2079

5. EFEKTY EKSPLOATACYJNE

- By zasignalizować atrakcyjność EW w KSE, przedstawię kilka informacji na tematy eksploatacyjne z ostatnich kilku lat, porównując z odpowiednimi wskaźnikami uzyskiwanymi w Elektrowniach Ciepłych. Dotyczyć to będzie zużycia energii na potrzeby własne, wskaźnika zatrudnienia na 1 MW zainstalowanej mocy, jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, kosztów remontów oraz średnich płac załogi.

5.1. Zużycie energii na potrzeby własne

- Zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne w elektrowniach ciepłych i elektrociepłowniach kształtuje się średnio w granicach 7,1 - 7,3% wyprodukowanej energii przy czym rozrzut jest od 2% do 12% w zależności od mocy i wieku elektrowni lub EC. Wskaźnik ten wcale nie ma tendencji spadkowej, lecz przeciwnie rośnie, np.

1987 r.	7,18%
1989 r.	7,28%

Średni wskaźnik zużycia energii elektrycznej w EW i EP wynosi zaledwie 0,77% i ma nadal lekką tendencję spadkową. Rozrzut tych wskaźników w zależności od mocy, typu i wieku elektrowni jest znacznie mniej zróżnicowany niż w el. ciepłych i notowany jest od 0,27% (EW Włocławek), 0,33% (EP Żydowo i Żarnowiec) do 1,5 - 1,8% w mniejszych EW.

Średnio w EW i EP zużywa się 10-krotnie mniej energii na potrzeby własne (wykluczając oczywiście pobór energii na pompowanie w EP).

5.2. Wskaźnik zatrudnienia

- W elektrowniach i elektrociepłowniach średni wskaźnik zatrudnienia na 1 MW instalowanej mocy wynosi $\sim 2,2$ osoby/MW i ma tendencję zniżkową przy czym w elektrowniach jest on $\sim 1,5$ osoby/MW, a w EC $\sim 5,1$ osobóy/MW. Rozrzut w zależności od mocy, typu i wieku jest bardzo duży. Najniższy w El. Rybnik - 1,19 osoby/MW do 44,7 osoby/MW w EC Pruszków.

- Wskaźnik zatrudnienia w EW i EP jest znacznie niższy i wynosi obecnie średnio \surd 0,8 osoby/MW i ma silniejszą tendencję zniżkową niż w El. ciepłych. Rozrzut w zależności od typu, mocy i wieku elektrowni zawiera się w przedziałach od 0,22 osoby/MW (Włocławek, Żydowo) do 5,47 osób/MW w małych elektrowniach wodnych Zakładu Energetycznego Jelenia Góra. Średnio jest to 3-krotnie mniejsze zatrudnienie niż w elektrowniach ciepłych i EC.

5.3. Jednostkowy koszt wytwarzania

W ostatnich latach bardzo szybko rosły koszty wytwarzania energii elektrycznej we wszystkich elektrowniach.

Jest to związane z ogólnym kryzysem i super inflacją.

Nie interesują nas jednak w tym opracowaniu bezwzględne wartości produkcji 1 kWh lecz relacje między nimi.

W 1987 r. średni koszt wytwarzania w El i EC wynosił 2,67 zł/kWh, przy czym rozrzut w zależności od mocy typu i wieku elektrowni był od 2,02 zł/kWh w Rybniku do 22,2 zł/kWh w EC Pruszków (1:11).

W roku 1989 średni koszt wytwarzania energii w El i EC wyniósł już 11,37 zł/kWh i był 4,3 razy wyższy niż w 1987 r. (był nieco niższy od gusowskiego wskaźnika wzrostu kosztów w tych latach - 4,66). Rozrzut kosztów produkcji w zależności od mocy, typu i wieku elektrowni był od 8,12 zł/kWh również w El. Rybnik do 78,6 zł w EC Kalisz (1:9,7).

- W elektrowniach wodnych i pompowych odpowiednie wyniki produkcyjne były następujące:

W 1987 r. średni koszt wytwarzania energii wyniósł 1,5 zł/kWh a rozrzut zawierał się w przedziale od 0,41 zł/kWh w EW Wały (w EP Żydowo 0,61 zł/kWh) do 7,35 zł/kWh w EW Żur (1:18).

W 1989 r. średni koszt wyniósł już 7,6 zł/kWh i był 5,1 razy wyższy niż w 1987 r. Odpowiedni rozrzut kosztów w zależności od mocy, typu elektrowni i jej wieku zawierał się w przedziałach od 1,13 zł/kWh w EW Włocławek do 73,64 zł w MEW Południowego Okręgu Energetycznego (1:65).

Średnio koszt produkcji energii elektrycznej w El i EC jest wyższy od produkcji w EW i EP od 1,5 do 1,75 razy.

Niezwykle tania jest energia produkowana w EW przepływowych (Włocławek i Wały) i ze względu na porównywalny charakter tych elektrowni z elektrowniami cieplnymi (są to elektrownie pracujące w podstawie), najbardziej miarodajne jest porównanie kosztów produkcji między nimi. Średnio koszt energii elektrycznej produkowanej w energetyce cieplnej jest 5 ÷ 10 razy wyższy niż w EW przepływowych.

5.4. Koszty remontów

Jako jeszcze jeden ze wskaźników charakteryzujących efektywność ekonomiczną EW w stosunku do EL cieplnych są koszty remontów w okresie ich eksploatacji. Wiadomo, że koszty te w energetyce wodnej są niższe niż w cieplnej. Poniżej wyprowadzono te relacje na podstawie ostatnich lat eksploatacji (1987 i 1989). W 1987 r. na remonty w EL i EC wydano $76,8 \cdot 10^9$ zł, a w EW i EP $1,09 \cdot 10^9$ zł. Jako wskaźnik na 1 MW zainstalowanej mocy wynosi to odpowiednio w el. cieplnych $2,9 \cdot 10^6$ zł/MW, a w el. wodnych $0,5 \cdot 10^6$ zł/MW czyli prawie 6 razy mniej. W 1989 r. koszty remontów w EL i EC wyniosły $375,5 \cdot 10^9$ zł, a w EW i EP $7,09 \cdot 10^9$ zł, co daje odpowiednio $14,3 \cdot 10^6$ zł/MW w el. cieplnych i $3,5 \cdot 10^6$ zł/MW w energetyce wodnej. Proporcje są tu mniej drastyczne i kształtują się jak 4.1:1. Rok 1989 jest rokiem o wyjątkowo dużych nakładach na rekonstrukcję generatorów w Porąbce-Zar remonty generalne w Żydowie i Myczkowcach. Temat analizy porównawczej kosztów remontów jest sam w sobie obszerny i może stanowić odrębną pracę studialną.

5.5. Płace załogi

Średnie miesięczne płace załóg eksploatacyjnych w energetyce cieplnej były nieco wyższe niż w energetyce wodnej i wynosiły odpowiednio ~ 34000 zł/mies. i 32.700 zł/mies. w 1987 r. oraz 271.200 zł/mies. i 241.700 zł/mies. w 1989 r. Wynagrodzenia w energetyce cieplnej stanowiły w 1987 r. 104% płac w energetyce wodnej i rosły też szybciej osiągając 112% w 1989 r.

Różnice te nie są jednak tak duże jak przedstawiono w pozostałych wskaźnikach przytoczonych wcześniej.

6. ENERGETYKA WODNA A WYMIANA MIĘDZYNARODOWA

Studiując "informację statystyczną energetyki" z lat 1987 i 1989 daje się zauważyć korzystne zmiany w polityce wymiany międzynarodowej. Umiejętność wykorzystania przez PDM mocy zainstalowanych w dużych EP (Żarnowiec, Porąbka) oraz wykorzystanie turbozespołów tych elektrowni do pracy kompensacyjnej pozwala na korzystną wymianę energii eksportując ją głównie w strefach szczytowych obciążeń i importując tanią energię w dolinie nocnej. Nie bez znaczenia na cenę energii elektrycznej ma dotrzymanie parametrów częstotliwości przez systemy współpracujące w wymianie.

W 1987 r. eksport wyniósł 2.858 GWh, import zaś 4.576 GWh.

Saldo tej wymiany było ujemne i wyniosło - 1.718 GWh. Dzięki wyższej cenie energii eksportowanej (5,85 zł/kWh) w porównaniu do ceny energii importowanej (3,78 zł/kWh) wartość złotówkowa ujemnego salda była niewielka i wyniosła - 594.10⁶ zł.

Stosunek ceny energii eksportowanej do importowanej wynosił jak 1,55:1.

W roku ubiegłym (1989) przewaga importu nad eksportem wyniosła:

$$2452 - 4243 = - 1.791 \text{ GWh}$$

natomiast wartość (tej wymiany w złotych jest dodatnia dzięki znacznie bardziej zróżnicowanym cenom (sprzedaż energii "wysokogatunkowej" i kupno energii taniej).

Bilans w milionach złotych wyniósł:

$$101.475 - 65.660 = 35.815 \text{ mln zł}$$

Uzyskane ceny wyniosły: eksport 41,38 zł/kWh

import 15,47 zł/kWh, a odpowiednie

proporcje tych cen 2,67:1.

Wykazane efekty ekonomiczne w wymianie międzynarodowej (przewaga importu nad eksportem) przy jednoczesnym dodatnim saldzie finansowym (35,815 mld zł) jest możliwe tylko dzięki przewadze nasze-

go Systemu Elektroenergetycznego w dziedzinie produkcji energii szczytowej i regulacyjno-interwencyjnej. Nie bez znaczenia w osiągnięciu tych ekonomicznych efektów wymiany jest obecny w Polsce regres w przemyśle i zmniejszone zapotrzebowanie na energię.

7. WNIOSKI

- 1) Zasoby energetyki wodnej w Polsce są ograniczone, ale należy zrobić wszystko by zwiększyć stopień wykorzystania tych zasobów.
- 2) Udział energetyki wodnej w KSE w wysokości 7% jest niewystarczający mimo, że przy obecnym obniżonym zapotrzebowaniu na energię nie odczuwa się deficytu mocy, a pewien nadmiar mocy pozwala na korzystną ekonomicznie wymianę energii z zagranicą
- 3) Polityka inwestycyjna koncentracji nakładów w EP i dużych elektrowniach wodnych jest w pełni uzasadniona. Jednocześnie odbudowa MEW i wykorzystanie zasobów wodnych przy okazji budowy zbiorników retencyjnych i innych piętrzeń na ciekach wodnych jest opłacalna i ze wszech miar korzystna dla gospodarki narodowej i dla ochrony środowiska.
- 4) Polska mimo skromnych zasobów naturalnych, ma doskonałe przykłady rozwiązań technicznych i ekonomicznych w energetyce wodnej, które winny być przykładem dla dalszego rozwoju tej dziedziny naszej gospodarki.
- 5) Posiadane EP, EW i MEW są wykorzystywane w sposób racjonalny i dają dobre efekty ekonomiczne mimo, że istnieją również błędy i braki w dotychczasowych rozwiązaniach.
- 6) Energetyka wodna podobnie jak w innych krajach rozwiniętych oprócz swych walorów techniczno-ruchowych charakteryzuje się w stosunku do energetyki cieplnej:
 - a) większą dyspozycyjnością mocy
 - b) niższym zużyciem energii na potrzeby własne
 - c) mniejszym wskaźnikiem zatrudnienia

d) niższym kosztem wytwarzania

e) niższymi kosztami remontów

7) Odpowiednia struktura mocy wytwórczych w KSE (rezerwa szczytowa, awaryjna - interwencyjna) w granicach 12% pozwala na racjonalne pokrycie potrzeb energetycznych kraju i racjonalną wymianę międzynarodową. Rolę taką z powodzeniem mogą spełnić el. wodne, a szczególnie EF.

8) Energetyka wodna we wskaźnikach inwestycyjnych nie jest droższa od innych elektrowni, a ze względów ochrony środowiska jest do przyjęcia przez aktywnie działające ruchy ekologiczne.



CENTRALNY PROGRAM BADAWCZO-ROZWOJOWY NR 5.1

p.n. "Kompleksowy rozwój energetyki"

Kierunek 7 p.n. Odnawialne źródła energii

SESJA NAUKOWO-TECHNICZNA

poświęcona wybranym zagadnieniom energetyki wodnej

Jan Wróblewski, mgr inż.
Katedra Budownictwa Wodnego
Wydziału Hydrotechniki
Politechniki Gdańskiej

AKTUALNE KIERUNKI I TENDENCJE ROZWOJOWE ENERGETYKI WODNEJ W ŚWIECIE

Streszczenie: W referacie przedstawiono aktualny stan rozwoju energetyki wodnej w świecie z uwzględnieniem trendów prognostycznych głównie na rok 2000 lub 2020. Omówione zostały m. in. takie problemy jak: światowe zużycie energii, zasoby wodne świata - ich wykorzystanie obecnie i w przyszłości, aktualne tendencje rozwoju elektrowni pompowych, stan rozwoju w świecie wielozadaniowych obiektów wodnoenergetycznych. Opracowanie jest poparte dużą liczbą tabel zestawieniowych obrazujących powyższe zagadnienia.

1. WPROWADZENIE

Światowym zużyciem energii zajmują się m. in. takie międzynarodowe organizacje jak: ONZ, Kongresy Światowej Konferencji Energetycznej (World Energy Conference), UNIPED (L'Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique), Kluby Prognostyczne (Rzymski, Nowojorski). Publikowane dane dość często rozciągają się ze sobą, ale są na tyle zbliżone, że na podstawie opracowań którejs z w.w. agend światowych można przeprowadzić rzeczową analizę.

W niniejszej pracy, dla uproszczenia analiz, stosuje się tylko dwie jednostki energii spośród wielu obecnie używanych w energetyce światowej.

Są to:
1 TOE (1 tona umownej ropy) $\approx 41,9 \cdot 10^9 \text{ J}$,
1 TWh = $3,6 \cdot 10^{15} \text{ J}$.

2. ŚWIATOWE ZUŻYCIE ENERGII

Wg opracowań SKE z roku 1983 światowe zużycie energii w r. 1980 wynosiło jak w tabelicy 2.1

Tablica 2.1. Światowe zużycie energii w krajach uprzemysłowionych i rozwijających się

Region	10 ⁹ TOE	TOE/mieszkańca
kraje uprzemysłowione	5,2	4,5
kraje rozwijające się	1,9	0,6
suma	7,1	

Tablica ta przedstawia zarazem jak bardzo nierównomierny jest rozkład zużycia energii w świecie pomiędzy krajami rozwiniętymi i nierozwiniętymi gospodarczo.

Tablica 2.2 ukazuje zaś rozkład zużycia energii pierwotnej dla celów produkcji energii elektrycznej oraz rozkład produkcji energii elektrycznej uzyskiwanej z elektrowni wodnych w stosunku do całkowitej produkcji energii elektrycznej, jak również w stosunku do energii pierwotnej, na przestrzeni lat 1925 - 1985.

Tablica 2.2. Rozkłady produkcji w świecie energii pierwotnej, energii elektrycznej i energii elektrycznej z energetyki wodnej w latach 1925 - 1985

Rodzaj energii	jednostka	1925	1950	1963	1974	1985
Energia pierwotna EP	10 ⁹ TOE	1,09	1,86	3,50	6,05	9,31
Energia elektryczna EE	10 ⁹ TOE TWh	0,047 200	0,22 959	0,67 2880	1,46 6246	2,80 12000
Stosunek EE/EP	%	4,3	11,8	19,1	24,1	30,1
Energia wodna EH	TWh	78,7	342,8	802,7	1426	2200
Stosunek EH/EE	%	40,0	35,8	25,8	23,0	18,4
Stosunek EH/EP	%	1,7	4,3	5,3	5,5	5,5
Ludność świata	10 ⁹	1,965	2,486	3,160	3,850	4,800
EE/mieszkańca	kWh/m	102	386	911	1622	2500
EP/mieszkańca	TOE/m	0,55	0,75	1,11	1,57	1,94

Zużycie energii pierwotnej na produkcję energii elektrycznej

systematycznie rośnie i w 1985 r. przekroczyło poziom 30%. Wyniką to przede wszystkim z uniwersalności energii elektrycznej. Wielkość produkcji energii elektrycznej w okresie lat 1925 - 1985 wzrosła 60-krotnie, podczas gdy zużycie całkowite energii pierwotnej tylko 9-krotnie przy 2,5-krotnym wzroście liczby ludności w tym czasie. Prognozy przewidują dalszy wzrost zużycia energii pierwotnej dla celów produkcji energii elektrycznej, które w latach 2000 - 2020 powinno być rzędu 40% łącznej energii zużywanej we wszelkich postaciach.

Udział zużycia energii wodnej w stosunku do energii pierwotnej utrzymuje się już od ponad 30-stu lat na poziomie ponad 5-iu procent i wszystko wskazuje na to, że poziom ten w latach 2000 - 2020 zostanie utrzymany, bądź jak przewidują niektóre prognozy, może nawet wzrosnąć do 7%.

3. ZASOBY WODNE SWIATA, ICH WYKORZYSTANIE OBECNIE I W PRZYSZŁOŚCI

Sumowy potencjał rzeki na określonym odcinku oblicza się w formie rocznej energii wg znanych wzorów:

$$W = 9,81 \cdot \frac{Q_1 + Q_2}{2} \cdot H \cdot 8760 \quad [\text{kWh}] ,$$

lub

$$W = \frac{V \cdot H}{367} \quad [\text{kWh}] ,$$

przy czym:

Q_1, Q_2 - przepływy średnie roczne na początku i końcu badanego odcinka rzeki w $[\text{m}^3/\text{s}]$,

H - różnica poziomów (spad) na danym odcinku rzeki w $[\text{m}]$,

V - średnia objętość przepływu wody na badanym odcinku rzeki w roku w $[\text{m}^3]$.

Energetyczne zasoby wodne tak obliczone to tzw. zasoby brutto. Zasoby wodne użytkowe to ta część zasobów brutto, która nadaje się pod względem technicznym i ekonomicznym do wykorzystania.

Pod pojęciem możliwości technicznych należy rozumieć m. in.: dostępność miejsca, geotechniczne warunki posadowienia, spad do uzyskania. Pod pojęciem możliwości ekonomicznych kryje się opłacalność inwestycji. Budowy technicznie możliwe, bądź nawet łatwe do realizacji mogą być ekonomicznie

nawet nie do przyjęcia, ze względu np. na koszt wykupu gruntu, zniszczenie cennego środowiska naturalnego itp.. Przykładem może być odejście, po referendum narodowym, od budowy stopnia na Dunaju w rejonie Wiednia. Cofka zbiornika zalałaby naturalne podmokłe tereny, bogate w wyjątkowo cenną florę i faunę. Przykładami w Polsce są choćby kontrowersyjna ekologicznie i ze względu na ochronę środowiska zapora w Czorsztynie lub odejście od planowanego wcześniej stopnia Puławy na Wiśle Środkowej, ze względu na tak znaczną wartość gospodarczą terenów, które miałyby zostać zalane.

W tabelicy 3.1 przedstawia się rozkład zasobów wodnych brutto i użytkowych dla poszczególnych regionów świata, z uwzględnieniem wielkości tych zasobów przypadających na jednostkę powierzchni terenu.

Tablica 3.1. Zasoby wodne świata brutto i użytkowe

Region geograficzny	Powierz. 10 ³ km ²	Potenc. TWh	Zasoby użytkowe		
			GW	TWh	kWh/km ²
Europa (bez ZSRR)	4866	3400	215	700	144000
ZSRR	22272	4000	269	1100	49000
USA, Kanada, Grenlandia	21498	6100	200	1300	60000
Japonia, Chiny	10370	9000	380	1450	140000
Ameryka Środkowa i Pd.	20500	5400	328	1850	90000
Afryka	30300	6300	437	2000	66000
Azja (bez Jap., Chin, Syb.)	20865	4400	309	1200	58000
Oceania (z Australią)	8521	1500	38	200	23500
Antarktyda	14000	200	-	-	-
SUMA	153192	40300	2176	9800	64000

Zasoby użytkowe stanowią średnio 24% zasobów surowych brutto. Proporcje są zróżnicowane. Zasoby wodne użytkowe Ameryki Pd. i Środkowej stanowią aż 34,2% swojego potencjału surowego, podczas gdy Europy i Ameryki Pn. tylko ok. 20.

28 krajów skupia ponad 80% energetycznych zasobów wodnych użytkowych

Tablica 3.2. Zestawienie państw o największych zasobach wodnych użytkowych w świecie

Kraj	Pot.uż.	Pot.wyk.1985		Kraj	Pot.uż.	Pot.wyk.1985	
	TWh	TWh	%		TWh	TWh	%
Chiny	1320,0	254,0	19,2	Ekwador	126,0	12,6	10,0
ZSRR	1095,0	230,0	21,0	Nowa Gwinea	121,7	1,2	1,0
USA	701,5	350,0	49,9	Norwegia	121,0	102,0	84,3
Zair	660,0	9,9	1,5	Kamerun	114,8	1,7	1,5
Kanada	535,2	299,6	56,0	Peru	109,2	6,5	6,0
Brazylia	519,3	120,0	23,1	Pakistan	105,0	5,6	5,3
Malazja	320,0	3,2	1,0	Szwecja	100,3	66,0	66,0
Kolumbia	300,0	9,6	3,2	Meksyk	99,4	38,0	38,2
Indie	280,0	35,0	12,5	Wenezuela	98,0	11,8	12,0
Birma	225,0	0,9	0,4	Chile	88,6	6,5	7,3
Wiet.i La.	192,0	0,6	0,3	Gabon	87,6	0,9	1,0
Argentyna	191,0	11,8	6,2	Hiszpania	67,5	48,0	71,1
Indonezja	150,0	3,2	2,1	Francja	65,0	65,0	100,0
Japonia	130,0	117,1	90,0	Jugosławia	63,6	38,4	60,4

świata. Zestawienie tych krajów przedstawia kolejna tablica 3.2 wraz z podaniem aktualnego (rok 1985) stopnia wykorzystania tych zasobów. Kraje te wykorzystwały łącznie 1849,1 TWh, co w stosunku do całkowitego ich potencjału, równego 7986,7 TWh, stanowi 23,2%. Cały świat w roku 1985 wykorzystał potencjał użytkowy rzek w wielkości równej 2200 TWh. Wobec łącznego potencjału 9800 TWh stanowi to 22,4%. Wynika więc z tego, że pozostałe kraje, oprócz ww. 28-iu, wykorzystwały swoje zasoby użytkowe w mniej więcej takim samym stopniu.

W tablicy 3.3 przedstawia się rozkład wykorzystania zasobów użytkowych dla poszczególnych regionów świata z podaniem prognozy na rok 2000, przy założeniu zróżnicowanego, dla niektórych krajów, przyrostu rocznego dalszego wykorzystywania swych zasobów (warianty: "a" i "b").

Niektóre dane, np. odnośnie Chin, różnią się nieco od danych zawartych w innych tablicach. Wynika to głównie z braku danych, bądź z uzyskiwania niekompletnych danych ze strony przedstawicielstw tych krajów w organizacjach międzynarodowych.

Kolejna tablica 3.4 prezentuje rozkłady zasobów użytkowych z podaniem procentowego udziału ich wykorzystania w latach 1974 i 1985, wraz z prognozą na rok 2000 (przy przyjęciu wariantu "a" z poprzedniej tablicy).

Tablica 3.3. Prognoza wykorzystania zasobów wodnych użytkowych świata w roku 2000.

Strefa geograficzna	Zasoby użytkowe [TWh]	Zasoby wykorzystane [TWh]			
		1974	1985	2000	
				a (%)	b (%)
Europa	700	402,3 ← 2,35% →	520 → 0,5% →	560 —↑	560 —↑
ZSRR	1100	132 ← 5,25% →	230 → 6% →	550 —↑	5% → 450
Kanada USA	535 }1235 700	210,2 }514 304	299 → 3,3% → }652 353	900 —↑	900 —↑
Japonia	130	82,3 ← 3,5% →	117	117	117
Chiny	1320	35,3 ← 14,2% →	153 → 8% →	350 —↑	5% → 300
Inne kraje	5350	260,7 ← 6,6% →	528 → 7,25% →	1523 —↑	5% → 1073
Razem	9800	1426,5	2200	4000	3400

Tablica 3.4. Stopień wykorzystania zasobów użytkowych w poszczególnych regionach świata w lat. 1974, 1985 wraz z prognozą na r. 2000

Region	Zasoby użytkowe	w y k o r z y s t a n i e					
		1974		1985		2000	
		TWh	% wyk.	TWh	% wyk.	TWh	% wyk.
Europa(b.ZSRR)	700	402,3	65	520	73	560	80
ZSRR	1100	132	12	230	21	550	50
Grenlandia	65	0	0	?	?	?	?
Kanada	535	212,5	39,2	299	56	900	73
USA	700	304	43,5	353,6	50		
Japonia	130	82,3	63,4	117	90	117	90
Chiny	1320	35	2,6	153	11	350	26,5
Am. Sr. i Pd.	1850	123,6	6,6	528	10	1523	30
Afryka	2000	34,3	1,7				
Azja b.Sy.i Ch.	1200	74,6	6,2				
Oceania	200	28,2	14				
R a z e m	9800	1426,5	14,5	2200	22,4	4000	41

Jak wynika z obu powyższych tablic, z dość dużym prawdopodobieństwem

można przyjąć, że zasoby użytkowe świata w roku 2000 będą wykorzystane w granicach 35 - 41%. W dalszych latach udział sił wodnych w całkowitej produkcji energii pirwotnej świata będzie z pewnością z długo utrzymywanego poziomu 5% zmniejszać się.

Tablica 3.5 zestawiająca 21 największych producentów energii elektrycznej w oparciu o zasoby wodne wskazuje, że wykorzystali oni w roku 1985 swój potencjał użytkowy w 34%. Dalsze wykorzystywanie tych zasobów na

Tablica 3.5. 21 największych w świecie producentów energii elektrycznej z zasobów wodnych

Region	poten. surowy TWh	potencjał użytkowy				wykorzystanie w 1985		
		potenc. użytk. TWh	% potenc. uż. świata	% pot. sur. kraju	GW	TWh	% pot. użytk. świata	% pot. użytk. kraju
Cały świat	36000	9800	100,0	27	2266	2200	100	22.4
USA	} 6100	700	7,14	} 21	186,7	} 652	29,6	52,8
Kanada		535	5,46		94,5			
ZSRR	4000	1095	11,17	27	269,0	230	10,5	21
Chiny	8330	1320	13,46	16	330,4	153	7,0	12
Brazylia	658	519	5,30	79	46,1	120	5,5	23,1
Japonia	670	130	1,32	19	49,6	117	5,3	90
Norwegia	500	121	1,23	24	29,6	102	4,6	84,3
Szwecja	196	100	1,02	51	20,1	66	3,0	66
Francja	266	65	0,66	24	21,0	65	3,0	100
Włochy	341	50	0,51	15	19,2	50	2,3	100
Hiszpania	155	67	0,68	43	29,3	48	2,2	71,6
Jugosławia	110	64	0,65	58	17,0	38,4	1,7	60
Meksyk		100	1,02		20,3	38,0	1,7	38,2
Indie		280	2,86		70,0	35,0	1,6	12,5
N.Zelandia	500	55	0,56	11	10,0	} 35,0	1,6	44,3
Australia	53	24	0,24	45	8,6			
Austria	153	44	0,45	29	12,3	31,5	1,4	71,6
Szwajcaria	144	32	0,33	22	11,0	28,9	1,3	90,3
Korea Pn.						28,0	1,3	
RFN	33	22	0,22	67	4,4	17,8	0,8	80,9
Finlandia	28	18	0,18	64	3,7	12,2	0,6	67,7
s u m a	22237	5320	54,29	24	1252,8	1867,8	85,0	34,1
% światowy	62%	54%			55,3%	84,9%		

prawo odbywać się będzie w zmniejszonym tempie, choćby z racji tej, że niektóre kraje (Francja, Włochy) wykorzystały swoje zasoby całkowicie, a

inne (Japonia, Szwajcaria, Norwegia, RFN) w procencie niewiele już odbiegającym od stu. Warunki ekologiczne i obrona środowiska naturalnego przed jego zmianami oraz cały szereg innych czynników wpływają na coraz większe ograniczenia w wykorzystaniu energetycznym rzek. Dlatego też dane dziś podawane o wielkości zasobów użytkowych mogą za 10 - 20 lat okazać się znacznie wygórowane. Austria, np. w ciągu ostatnich lat zmniejszyła ocenę swojego potencjału użytkowego o przeszło 6%, Szwajcaria zaś z 35,2 do 30,0 TWh, a Norwegia z 130 na 112. Z całą pewnością również i w Polsce podawany potencjał 13-14 TWh jest zawyżony. Nowa ocena naszych zasobów wodnych użytkowych jest z pewnością konieczna do przeprowadzenia. Szereg dawniej projektowanych stopni jest dziś albo nieopłacalnych, albo nie do przyjęcia.

Tablica 3.6. 36-iu największych w świecie producentów energii elektrycznej z elektrowni wodnych oraz udział tej energii w całkowitej produkcji energii elektrycznej (rok 1974)

Kraj	En. el. z wody H [TWh]	En. el. w ogóle E [TWh]	H/E %	Kraj	En. el. z wody H [TWh]	En. el. w ogóle E [TWh]	H/E %
USA	304	1967	15	Korea Półn.	14	22,5	62
Kanada	210	279	75	Australia	13,5	69,75	19
ZSRR	132	975	13	Finlandia	12,3	26,2	47
Japonia	82,3	460,7	18	Rumunia	8,5	49	17
Norwegia	76,57	76,64	99,9	Kolumbia	8,2	12	75
Brazylia	66,9	70,5	95	Portugalia	7,9	10,75	74
Szwecja	57,2	75,1	76	Wenezuela	7,3	18,3	40
Francja	56,8	180,4	31	Chile	6	9,3	65
Włochy	38,3	147	26	Peru	5,58	7,53	32
Chiny	35	118	30	Iran	5,5	12,5	44
Hiszpania	30,6	81,1	38	Rodezja Pd	5,2	5,3	90
Szwajcaria	28,9	37,7	77	Egipt	5,2	8,2	63
Indie	27,4	75,4	36	Pakistan	4,84	9,32	52
Austria	22,6	33,9	66	Włk Bryt.	4,8	273	1,7
Jugosławia	20,6	39,45	52	Argentyna	4,8	28	17
RFN	17,8	311	6	Czechosłow.	4	56	7
Meksyk	16,7	40,7	41	Zair	3,85	4	96
Nowa Zel.	15,4	18,35	84	Turcja	3,34	13,46	25

Tablica 3.6 przedstawia 36 największych w świecie producentów energii elektrycznej z elektrowni wodnych z podaniem procentowego udziału tej energii w ogólnej produkcji energii elektrycznej. Dane te pochodzą niestety z roku 1974. Danych aktualniejszych nie udało się znaleźć. Udział

energetyki wodnej w produkcji całkowitej w ostatnich latach w wielu krajach, głównie dobrze rozwiniętych uległ pogorszeniu. Dowodzi temu tablica 3.7, sporządzona przez UNIPED dla roku 1985 dla krajów europejskich i innych głównych producentów światowych.

Tablica 3.7. Produkcja energii elektrycznej z energetyki wodnej państw europejskich i pozostałych największych producentów świata (r. 1985)

Kraj	En. el. z wody H [TWh]	En. el. w ogóle E [TWh]	H/E %	Kraj	En. el. z wody H [TWh]	En. el. w ogóle E [TWh]	H/E %
SWIAT	2020,8	9652,1	20,9	Polska	3,9	137,7	2,8
AZJA	340,0	1783,7	19,1	Rumunia	11,9	75,3	15,8
w tym:Chiny	92,4	410,4	22,5	Szwajcaria	32,7	54,8	59,7
Jap.	87,9	673,44	13,1	Szwecja	71,8	137,2	52,3
Indie	58,0	188,5	30,8	Węgry	0,2	26,8	0,7
AFRYKA	48,7	228,2	21,3	ZSRR	214,5	1544,2	13,9
AMERYKA	892,5	3428,0	26,0	EWG	183,1	1571,8	11,6
w tym:Kanad.	304,3	460,4	66,1	w tym:Belgia	1,3	57,3	2,3
USA	281,1	2469,8	11,4	Dania	0,1	29,1	0,3
Pd.Am.	272,2	352,7	77,2	Francja	64,2	224,1	18,7
OCEANIA	35,8	150,5	23,8	Grecja	2,8	27,7	10,1
w tym:A-lia	14,4	119,0	12,1	Hiszpania	33,1	127,3	26,0
EUROPA	703,8	4061,7	17,3	Holandia	-	62,9	-
Albania	2,5	3,2	78,1	Irlandia	1,2	12,1	9,9
Austria	31,6	44,5	71,0	Luksemburg	0,5	0,9	55,6
Bułgaria	2,2	41,6	5,3	Portugalia	10,8	19,1	56,5
Czechosł.	4,3	80,6	5,3	RFN	17,6	408,7	4,3
Finlandia	12,2	47,1	25,9	Włka Bryt.	6,9	296,8	2,3
Jugosławia	24,3	74,8	32,5	Włochy	44,6	185,7	24,0
NRD	1,8	113,8	1,6	reszta Eu-y	3,9	5,1	76,5
Norwegia	102,9	103,2	99,7				

W krajach słabo rozwiniętych gospodarczo a bogatych w wodę jest odwrotnie. Udział ten wzrasta i trend ten będzie się najprawdopodobniej przez najbliższą przyszłość utrzymywać. W Zairze, np. decydującą rolę w produkcji energii elektrycznej stanowi zespół elektrowni wodnych Inga, w Mozambiku elektrownia Cabora Bassa na rzece Zambezi.

Dla Paragwaju i Brazylii decydujące znaczenie mają elektrownie na rzece Parana.

Kraje naszego globu pod względem wykorzystania energetycznego rzek można

podzielić jak by na cztery grupy.

Pierwszą grupę stanowią kraje dobrze rozwinięte gospodarczo lecz ubogie w wodę (np.: W-łka Brytania, RFN, Belgia, Irlandia, Czechosłowacja) w których udział energetyki wodnej w całkowitej produkcji energii elektrycznej nie przekracza kilku procent, choć zasoby te są wykorzystywane w bardzo wysokim stopniu. Polska spośród krajów europejskich jest na ostatnim miejscu pod względem wykorzystywania swych zasobów wodnych (użytkowych), które jest równe zaledwie rzędu 8-9%.

Drugą grupę krajów tworzą państwa wysoko rozwinięte gospodarczo i bogate w wodę. Stopień wykorzystania zasobów energetycznych wodnych u tych państw jest bardzo wysoki i udział energetyki wodnej w produkcji ogólnej energii elektrycznej również jest duży, choć systematycznie się zmniejsza (np. Francja, Szwajcaria, Austria, Japonia). Udział ten spadł na przestrzeni lat 1963 -1985, na przykład we Francji, z 47,7% do 18,7, choć produkcja energii z wody w tym czasie wzrosła o blisko połowę; w Japonii z 43,2 do 13,1% (!), przy wzroście produkcji o 100%; w Szwajcarii z 98,6 do 59,7%; w Hiszpanii z 81,5 do 26,0%.

Trzecia grupa to państwa dobrze i średnio rozwinięte gospodarczo o dużych zasobach wodnych, które zostały już w dość wysokim stopniu wykorzystane i w których energia wodna odgrywa istotną rolę ale rezerwy wciąż posiadają ogromne. Są to m. in.: ZSRR, Kanada, USA, Szwecja, Jugosławia, Rumunia.

Czwartą grupę tworzą państwa słabo rozwinięte gospodarczo, ale o bogatych zasobach, w których rozwój hydroenergetyki jest ostatnio bardzo szybki. Należy wymienić tu kraje Ameryki Południowej i Środkowej: Paragwaj, Brazylia, Argentyna, Meksyk, Wenezuela; Afryki: Mozambik, Zair, Kamerun; Azji: Turcja, Indie, Chiny, Pakistan.

Rozwój energetyki wodnej w świecie natrafia już obecnie na dwie bariery. Pierwsza to dotarcie w niektórych krajach rozwiniętych gospodarczo do granicy możliwości techniczno-ekonomicznych dalszego wykorzystywania swych zasobów wodnych, czyli 100% zasobów użytkowych (Francja, Włochy). Druga bariera to trudności finansowe krajów trzeciego świata.

Pomimo, że spada udział energetyki wodnej w ogólnej produkcji energii elektrycznej, to udział energii wodnej w odniesieniu do światowego zużycia energii pierwotnej utrzyma się wg wszelkich prognoz na poziomie od 5 do 7% do roku 2000 a może i poza tym okresem. Dowodzi to, że nie słabnie w świecie zainteresowanie energetyką wodną, wręcz przeciwnie dąży się do maksymalnego wykorzystania jej zasobów użytkowych.

Na stan dzisiejszy rozwoju energetyki światowej elektrownie wodne są największymi elektrowniami świata.

Na zakończenie tego rozdziału zestawia się 25 największych elektrowni wodnych przystopniowych naszego globu.

Tablica 3.8. Największe elektrownie wodne przystopniowe świata (rok 1986)

Lp	Nazwa	Kraj	Rzeka lub basen	Moc [MW]		Produkcja roczna [TWh]	początek eksploatacji
				plano-wana	aktua-lna		
1	Itaipú	Brazyli./Paragwaj	Parana	12600	4900	70	1983
2	Guri (Raul Leoni)	Wenezuela	Caroni	10000	2800	?	1968
3	Tucuruí	Brazylia	Toçantins	8000	3960	21,5	1984
4	Grand Coulee	USA	Kolumbia	6494	6494	20,3	1942
5	Sajano-Szuzzeńska	ZSRR	Jenisej	6400	6400	23,3	1980
6=	Krasnojarska	ZSRR	Jenisej	6000	6000	20,4	1968
6=	Corpus Posadas	Argentyna/Brazylia	Parana	6000		30,0	1990
8	La Grande 2	Kanada	La Grande	5328	2000	35,8	1982
9	Churchill Falls	Kanada	Churchill	5225	5225	34,5	1971
10	Bratska	ZSRR	Angara	4500	4500	22,7	1964
11	Ust-Ilimska	ZSRR	Angara	4500	3675	21,7	1974
12	Yacyretá-Apipe	Argentyna/Paragwaj	Parana	4050	2700	18,0	1986
13	Cabora Bassa	Mozambik	Zambezi	4000	2000	17,8	1975
14	Rogun	ZSRR	Wachsz	3600	3600	14,9	1985
15	Paulo Alfonso I	Brazylia	São Francisco	3409	1524	?	1955
16	Ilha Solteira	Brazylia	Parana	3200	3200	15,0	1973
17	Gezhouba	Chiny	Changjian.	2715	2715	?	1982
18	John Day	USA	Kolumbia	2700	2160	11,4	1969
19	Nurek	ZSRR	Wachsz	2700	900	11,2	1976
20	Revelstoke	Kanada	Kolumbia	2700	900	?	1986
21	São Simão	Brazylia	Pranaiba	2680	2680	?	1979
22	Mica	Kanada	Kolumbia	2660	1736	?	1975
23	Wołgogradzka (22 Zjazdu)	ZSRR	Wołga	2563	2563	11,1	1958
24	Itaparica	Brazylia	São Fran.	2500	?	?	1985
25	Chicoasén	Meksyk	Grijalva	2400	2400	?	1980

4. AKTUALNE TENDENCJE ROZWOJU ELEKTROWNI POMPOWYCH

W wielu krajach wysoce rozwiniętych gospodarczo tempo budowy nowych ele-

ktrowni pompowych zostało w ostatnich latach nieco wyhamowane. Sytuacja ta wynika bowiem z tego, że braki w mocy interwencyjno-regulacyjnej w systemach elektroenergetycznych tych krajów zostały w odpowiednim stopniu uzupełnione i obecnie tylko dobudowuje się nowe elektrownie pompowe proporcjonalnie do przyrostu nowych mocy w tych systemach.

Należy również podkreślić, że obowiązujące dziś tendencje do racjonalizacji zużycia energii elektrycznej poprzez wprowadzanie w gospodarkach narodowych technologii energooszczędnych doprowadziły do sytuacji, w których przyrosty nowych mocy są minimalne. Przykłady takich krajów to: RFN, Włochy, Szwajcaria.

W krajach bogatych w zasoby wodne i w których energetyka wodna decyduje o produkcji energii elektrycznej (Norwegia, Szwecja, Kanada, Brazylia) w zasadzie nie spotyka się elektrowni pompowych, bowiem elektrownie wodne zbiornikowe same spełniają funkcję interwencyjno-regulacyjną. Często też w krajach zasobnych w wodę, dla celów pracy dynamicznej w systemie, specjalnie projektuje się elektrownie zaopatrzone w odpowiedniej wielkości zbiorniki, dysponujące konieczną rezerwą interwencyjno-regulacyjną. Często też dodatkowo stosuje się dopompowywanie, które ma charakter bilansowy i ekonomiczny. Stosuje się, jak ma to miejsce m.in. w krajach alpejskich, przerzuty wody nawet z innych zlewni, wtedy gdy elektrownie wodne dysponują nadmiarem energii i mocy.

4.1. Stan budownictwa elektrowni pompowych w świecie

Historię rozwoju budownictwa elektrowni pompowych w poszczególnych okresach przedstawia tablica 4.1.

Tablica 4.1. Rozwój budownictwa elektrowni pompowych w świecie

L a t a	Srednia moc budowanych elektrowni [MW]	Łączna moc wybudowanych elektrowni w okr. [MW]	Moc łączna [MW]
1900-1950	100	1440	1440
1951-1960	200 - 400	1660	3100
1961-1970	400 - 600	16100	19200
1971-1980	600 - 1200	28400	47600
1981-1990	1200 - 2000	34400	82000

Z końcem 1986 roku elektrownie pompowe istniały w 31 krajach świata. O mocy powyżej 1000 MW było wybudowanych 21 elektrowni, zaś o mocy od 500 do

1000 MW 22, w tym dwie polskie. Całkowita moc instalowana wszystkich elektrowni wynosiła 78600 MW. Zestawienie największych elektrowni pompowych w świecie (wybudowanych, będących w budowie i planowanych) przedstawia tablica 4.2.

Tablica 4.2. Największe elektrownie pompowe świata (luty 1987)

Lp	Nazwa elektrowni	Kraj	Moc instalowana turbin [MW]	rok oddania do eksploatacji
1	Kaniewska	ZSRR	3600	planowana
2	Dniestrowska	ZSRR	2200	planowana
3	Bath County	USA	2100	1984
4	Antilon Lake	USA	2000	?
5	Dinorwig	Wielka Brytania	1800	1982
6	Taszyłyska	ZSRR	1800	w budowie
7	Kajszadorska	ZSRR	1600	w budowie
8	Raccoon Mt	USA	1544	1979
9	Leningradzka	ZSRR	1500	planowana
10	Ludington	USA	1280	1973
11	Takase	Japonia	1280	1977
12	Grand' Maison	Francja	1224	1987
13	Sir Adam Bech	USA	1224	1954
14	Okutataragi	Japonia	1212	1980
15	Okuyoshino	Japonia	1206	1980
16	Zagorska	ZSRR	1200	w budowie
17	Helms	USA	1195	1984
18	Okuyahagi 1 + 2	Japonia	1194	1980, 1980
19	Chiotas	Włochy	1184	1980
20	Vianden	Luksemburg	1100	1963
21	Markesbach	NRD	1100	1978
22	Lake Delio	Włochy	1040	1971
23	Coo 1 + 2	Belgia	1029	1972, 1979
24	Bad Creek	USA	1000	w budowie
25	Blenheim-Gilboa	USA	1000	1973
26	Drakensburg	Republika Pd.Afryki	1000	1982
27	Minghu	Tajwan	1000	1985
28	Northfield Mt	USA	1000	1972
29	Okukiyotsu	Japonia	1000	1978
30	Shimago	Japonia	1000	w budowie
31	Wehr	RFN	992	1975

Elektrownie pompowe to ten rodzaj elektrowni wodnych, które w najbliższej przyszłości będą budowane, szczególnie w tych krajach, gdzie zasoby wodne użytkowe rzek są już wykorzystane całkowicie, bądź są bliskie całkowitego wykorzystania. Przykładem może być Francja, która w 100% wykorzystwała już swój potencjał użytkowy. Electricité de France (EDF) dysponuje analizą wszystkich możliwych technicznie lokalizacji elektrowni pompowych z dobowym lub tygodniowym cyklem pompowania. Najlepsze lokalizacje poddano dokładniejszym studiom. Lokalizacje elektrowni pompowych z tygodniowym cyklem pompowania znajdują się przede wszystkim na południu Francji (Masyw Centralny, Alpy, Pireneje), gdzie istnieją możliwości budowy zbiorników o pojemności od 20 do 40 hm³ i uzyskania spadów od 400 do 800 m. Północna część Francji (Ardeny, Wogezy, Masyw Armorykański w Bretanii) zawiera lokalizacje o możliwościach budowy zbiorników tylko z cyklem dobowym z co najmniej jednym sztucznym zbiornikiem i z niewielkimi spadami. Obecnie we Francji pracuje 10

Tablica 4.3. Elektrownie pompowe Francji

Rok oddania do eks.	nazwa obiektu (położ.geogr.)	Moc [MW]	Czas pracy gener.przy peł.zb.[h]	Cykl magazynowania wody w górnym zbiorniku, uwagi
1938	Lac Noir (Wogezy)	80	7	dobowy cykl pracy
1973	Vouglans (Jura)	57	4	prca pompowa jest dodatkowym uzupełnieniem el. zbiornikowej
1976	Revin (Ardeny)	780	6	dobowy cykl pracy
1977	Sainte-Croix (Alpy Połud.)	54	10	prca pompowa jest dodatkowym uzupełnieniem el. zbiornikowej
1977	La Coche (Alpy Półn.)	320	15	górnny zbiornik ujmuje natural. dopływy wiosenno-letnie
1979	Arc Isère (Alpy Półn.)	480	6	el. przy zbiorniku o wyrówn. rocznym ze znacznymi dopływ.
1982	Montézic (Masyw Centr.)	920	33	tygodniowy cykl pracy
1982	Truel (Masyw Centr.)	38	≈ 50	elektrownia pomiędzy 2 zbiornikami, współprac. ze zb. roc.
1985	Grand'Maison (Alpy Półn.)	1200 +600	≈ 200	kombinacja: gór. zb. z wyrów. rocz., zb. dol. z nat. dopł.
1986	Super Bissorte (Alpy Półn.)	600 +150	≈ 200	elektrownia w kompleksie el.-wni wodnych rzeki Górnej Arc

elektrowni pompowych. Zestawia je tablica 4.3.

Pobudowanie tak dużej ilości elektrowni pompowych w ostatnich dwu dekadach bieżącego wieku, niezbędnych jednak dla prawidłowej pracy systemu, w którym obecnie ponad 70% produkcji energii elektrycznej pochodzi z energetyki jądrowej, zapewnia na tyle wystarczającą ilość mocy interwencyjno-regulacyjnej, że przed rokiem 2000 nie planuje się budowy żadnej nowej elektrowni pompowej o dobowym lub tygodniowym cyklu pracy zbiornika.

EDF przebadła poza tym możliwości budowy elektrowni pompowych o rocznym cyklu pracy w Alpach Północnych. Najkorzystniejsze lokalizacje zostały jednak w poważnej liczbie ograniczone, ponieważ najbardziej interesujące zbiorniki o rocznym cyklu napełniania zostały już wybudowane, a nowe lokalizacje charakteryzują się o wiele mniej interesującą topografią, trudnościami geologicznymi i problemami związanymi z ochroną środowiska. Trzy lokalizacje znajdują się jednak w trakcie studiów badawczych. Są one powiązane z istniejącymi stopniami wodnymi, przy których znajdują się elektrownie przyzaporowe. Pierwsza z tego typu elektrowni pompowych o wielotygodniowym cyklu pompowania, być może, zacznie być budowana w latach dziewięćdziesiątych.

5. ENERGETYKA WODNA JAKO JEDNA Z FUNKCJI OBIEKTÓW HYDROTECHNICZNYCH WIELOZADANIOWYCH

Większe inwestycje wodne prawie zawsze były budowane dla więcej celów, niż jeden. Jeżeli nawet były one nazywane jednozadaniowymi, to zawsze pełniły kilka zadań bezpośrednio lub pośrednio. Pierwsze zbiorniki retencyjne służyły rzeczywiście tylko zaopatrzeniu w wodę. Wraz z rozwojem maszyny parowej w połowie XIX wieku przebiegał rozwój maszyn i urządzeń wykorzystujących energię wodną. Pojawiły się pierwsze turbiny wodne typu Segnera, Fourneyrona, Henschel-Jouvala, a w parę lat później Francisa i Peltona - stosowane do dziś. Początek XX-ego wieku to kolejny etap rozwoju turbin wodnych. Około roku 1914 powstała turbina śmigłowa i Kaplana.

W drugiej połowie XIX wieku rozpoczął się okres pierwszych wielkich rozwiązań hydrotechnicznych. Przeprowadzono regulacje wielkich rzek, jak: Rodan, Ren, Łaba, Sekwana, Odra. Były to przedsięwzięcia w zasadzie jednozadaniowe. Z początkiem XX-ego wieku zaczęto budować pierwsze przeciwpowodziowe zbiorniki retencyjne, przy których budowano już elektrownie wodne.

Przełomem w budownictwie wodnym wielozadaniowym było opracowanie w latach trzydziestych pierwszego w świecie kompleksowego planu zagospo-

darowania systemem wodno-gospodarczym znacznego obszaru geograficznego, zlewni rzeki Tennessee w USA, obejmującej swą powierzchnią oprócz stanu Tennessee również mniejsze, bądź większe obszary stanów sąsiednich (Alabama, Georgia, Płn. Karolina, Kentucky i Wirginia). Obiekty hydrotechniczne spełniały następujące funkcje: redukcja fali powodziowej, nawodnienia, produkcja energii elektrycznej, utworzenie nowoczesnej śródlądowej drogi wodnej, zaopatrzenie w wodę.

Wraz z rozwojem planowania i programowania wielozadaniowych systemów wodno-gospodarczych rozwinęły się metody właściwego rozdziału nakładów inwestycyjnych. Zagadnienia te zostały opracowane przez Katedrę Budownictwa Wodnego Politechniki Gdańskiej dla kilku przykładowych polskich wielozadaniowych inwestycji wodno-energetycznych w ramach ówczesnego Programu Badawczo - Rozwojowego PR-8. Materiał z tych studiów znajduje się w archiwach tegoż programu, a jego wyniki były publikowane w ramach kilku konferencji naukowo-technicznych.

Wielozadaniowość od czasów kaskady Tennessee stała się w budownictwie wodnym sprawą obligatoryjną. Uzasadnienie celowości budowy wielozadaniowych obiektów wodno-gospodarczych nie jest celem tej rozprawy. Kaskadowa zabudowa wielu rzek świata, w różnych okresach, jak i w różnych systemach społeczno-politycznych, wydaje się być najlepszym potwierdzeniem opłacalności tych inwestycji. Na dziś, bardziej interesującym problemem jest jak wyglądają w innych krajach zagadnienia dotyczące: eksploatacji tych obiektów, odpowiedzialności władz państwowych za realizację inwestycji, wpływu innych użytkowników na eksploatację elektrowni wodnych, finansowania budowy i eksploatacji (w tym problem rozdziału nakładów i oceny zysków bezpośrednich i pośrednich), opodatkowania poszczególnych użytkowników. Nie sposób jednak jest omówić te zagadnienia na kartach tej pracy. Są one tutaj tylko sygnalizowane dla podkreślenia wagi tych problemów w przypadku budowy obiektów wielozadaniowych.

Na koniec niniejszych rozważań zestawia się w tablicy 5.1 12 największych, pod względem potencjału energetycznego i wielkości przepływów, kaskad hydroenergetycznych świata, zaś w tablicy 5.2 wybrane kaskady rzek europejskich. Dla porządku i jasności tablicy 5.2 podaje się, że wymienione w niej, skaskadowane odcinki rzek znajdują się w następujących państwach: Rodan - Francja; Ren - Francja i RFN; Douro - Portugalia i Hiszpania (w Hiszpanii zwana Duero); Inn, Lech, Sara - RFN; Mozela - Luksemburg i RFN; Kemi, Oulu, Kokemaen - Finlandia; Drawa, Cetina - Jugosławia; Bystrzyca, Arges (polska nazwa - Ardżesz) - Rumunia; Wag - CSRF.

Tablica 5.1. Zestawienie parametrów największych kaskad hydroenergetycznych świata

nazwa rzeki (kraj ew. kraje)	Parametry kaskady														
	Dane rzeki					potencjał [TWh]					moc [MW]				
	długość km	pow. zlew. tys. km ²	Qsr. w uj. ściu m ³ /s	długość km	spad m	śred. m ³ /s	Qsr na po- czątku i ko- ńcu kask. m ³ /s	liczba stopni	wysok. spadu m	wykony- wzys. r _{zys} .	nie- cał- kowit- a	cał- kowit- a	zain- stal.	niewy- korz.	cał- kowit- a
Tennessee (USA)	1600	105	1900	1050	145	0,14	? -1900	9	12-27	9,6	0	9,6	1960	0	1960
Kolumbia (USA)	2000	670	7500	1100	400	0,36	2900-7500	12	12-105	83,79	8,49	92,26	16655	9118	25773
Parana (Par., Br. Arg.)	3100	2343	16000	1800	300	0,16	?-16000	9	10-100	96,0	78,0	174,0	21250	16050	36300
Jenisej (ZSRR)	4500	2600	17400	2100	500	0,24	1480-16680	7	16-222	43,7	96,6	140,3	12400	17180	29580
Angara (ZSRR)	1850	1056	3600	1450	325	0,22	1920-3600	7	12-106	48,5	33,5	82,0	9660	7300	16960
Wołga (ZSRR)	3700	1380	8000	3100	125	0,04	300-8000	9	11-24	29,49	9,93	39,41	7143	3160	10303
Dniepr (ZSRR)	2300	510	1680	800	90	0,11	1365-1680	6	9-25	9,274	0	9,274	3381	230	3611
Zambezi (Mozambik)	2700	1330	3500	1250	500	0,40	1350-3200	6	17-105	26,0	32,5	58,5	5200	5200	10400
La Grande (Kanada)	860	177	3500	470	375	0,80	2000-4400	4	22-135	67,8	0	67,8	10190	0	10190
Manicougan (Kanada)	240	45	1000	185	360	0,90	670-1000	4	36-154	18,5	0	18,5	3664	0	3664
Aux Outardes (Kan.)	320	20	400	255	350	1,40	350-395	3	73-145	10,1	0	10,1	1839	0	1839
Dunaj (bez RFN)	2850	817	6500	680		0,17	400-5800	14	7-26	30,16			4188		

Tablica 5.2. Zbiorcze zestawienie wybranych kaskad rzek europejskich

Rzeka	Pow. zlewni [km ²]	Sredni przeplyw [m ³ /s]	Spad [m]	Moc wykorzyst. [MW]	Moc zainst. [MW]	Prod. roczna elekt. [GWh]	Ilosc roznicy poziomow [m]	Okres budowy	Głowne cele drugorz.	Investor
RODAN	-	1460	263.3	3062	16620	18	37-85	e,ż n	CNR	
REN	36 000	1060	107.0	1157	6728	8	27-70	e ż	EDF	
DOURO	91 490	500	321.0	1054	4906	8	54-81	e,n ż	Hydro-Elctrica do Douro	
INN	25 760	721	-	779	4477	15	19-82	e -	Immwerk, ÖBK	
KEMI	51 400	530	242.0	783	4223	9	48-71	e sd	Kemijoki Oy	
DRAWA	40 400	335	175.8	657	3448	10	41-90	e n,p	EP Zagreb, ZPE Maribor	
CETINA	3 400	107	846.3	854	3417	5	54-89	e n,p	EP Dalmacije	
OULU	23 000	240	118.6	403	2060	7	48-57	e sd	Oulujoki Oy	
BYSTRZYCA	-	45	370.2	454	1142	13	do 66	e n,p,w	-	
LECH	2 538	95	297.0	250	1100	20	40-84	e p	BAWAG	
KOKEMAEN	27 000	200	88.4	225	1006	8	09-51	e sd	-	
MOZELA	28 200	-	84.0	193	859	12	56-76	ż e	Moselkraftwerke	
ARGES	750	20	565.8	399	753	15	do 74	e w	-	
SARA	-	-	55.0	33	154	7	56-86	ż e	Saarkraftwerke	
WAG	-	-	270.0	553	-	19	30-65	p,r e,n,ż	-	

e - energetyka ż - żegluga n - nawadnianie p - ochrona przeciwpowodziowa r - regulacja przeplywu
w - zaopatrzenie w wodę sd - spław drewna

6. WNIOSKI KOŃCOWE

Przedstawiony powyżej materiał pozwala na sformułowanie następujących wniosków końcowych.

1. Udział zużycia energii wodnej w stosunku do zużycia energii pierwotnej w ogólnym bilansie energetycznym świata utrzymuje się już od ponad 30-stu lat na poziomie ponad 5%. Poziom ten w latach 2000 - 2020 zostanie utrzymany, a według niektórych prognoz może nawet wzrosnąć do 7%. W dalszych latach udział ten z pewnością zacznie się zmniejszać.
2. Zasoby wodne użytkowe świata stanowią średnio 27% zasobów wodnych brutto. Największe możliwości użytkowego wykorzystania tych zasobów istnieją w Ameryce Południowej i Środkowej - ok. 34% zasobów surowych i w Afryce - ok. 33%, najmniejsze w krajach Oceanii - ok. 13% i w Europie (z wyłączeniem ZSRR) - ok. 20%.
3. Elektrownie wodne to największe elektrownie świata.
4. W całym świecie w dalszym ciągu buduje się w mniej więcej jednakowym tempie elektrownie wodne, bądź wielkie obiekty hydrotechniczne z dużymi elektrowniami wodnymi.
5. Punkt ciężkości rozwoju energetyki wodnej przesunął się do krajów rozwijających się o dużych zasobach wodnych. Przykłady tych państw to: Paragwaj, Brazylia, Argentyna, Wenezuela, Meksyk w Ameryce Płd. i Sr.; Zair, Mozambik, Senegal w Afryce; Indie, Chiny, Turcja w Azji.
6. Wszystkie kraje Europy oraz USA, Kanada, Japonia, Australia wykorzystały swoje zasoby użytkowe w granicach od 100 do 30-40%. Polska ze swoim wykorzystaniem w granicach 12% znajduje się na ostatnim miejscu naszego kontynentu.
7. Potencjał użytkowy zasobów wodnych świata w 1985 r. został wykorzystany w 22,4%. W roku 2000 udział ten wzrośnie i z dość dużym prawdopodobieństwem będzie wynosić ok. 41%, czyli niewiele już poniżej połowy całego potencjału wodnego możliwego do wykorzystania.
8. Udział energetyki wodnej w produkcji globalnej energii elektrycznej świata systematycznie się zmniejsza i w roku 1985 wynosił 18,4%. Wynika to nie z powodu mniejszego zainteresowania energią wodną, lecz z coraz intensywniejszego wzrostu produkcji energii elektrycznej, jako najwygodniejszej formy energii. Tego tempa wzrostu energetyka wodna nie wytrzymuje, szczególnie w krajach rozwiniętych gospodarczo, gdzie zasoby wodne użytkowe są co raz bardziej bliskie całkowitego wyczerpania. Wobec tego faktu, zwraca się co raz większą wagę w tych krajach na małą energetykę wodną, wykorzystując nawet najmniejsze ciekły.

9. Na pewne ograniczenie w budowie elektrowni wodnych wpływa wzrost znaczenia ochrony środowiska. Przykładem mogą być dwa stopnie na Dunaju. Pierwszy to rezygnacja z budowy stopnia w okolicy Wiednia, ze względu na ochronę unikalnej flory i fauny charakterystycznej dla tego regionu. Przykład drugi to protesty ekologów węgierskich w związku z budową kompleksu Gabčíkovo - Nagymaros, które to poparte głosami społeczeństwa Węgier, nabrały wręcz charakteru politycznego. W innych krajach (RFN) nie zezwala się już na prowadzenie rurociągów na powierzchni terenu. W krajach alpejskich zaś co raz trudniej uzyskać zgodę na budowę nowych zbiorników.
10. Elektrownie pompowe będą wciąż budowane w przyszłości, szczególnie w tych krajach, gdzie zasoby wodne użytkowe są skromne lub są już bliskie całkowitego wykorzystania. Wymogiem podstawowym jest w tym względzie konieczność posiadania w systemie elektroenergetycznym odpowiedniej wielkości mocy interwencyjno-regulacyjnej w stosunku do mocy zainstalowanej całego systemu.
11. Co raz bardziej okazują się być potrzebne dla celów długotrwałej rezerwy interwencyjno-regulacyjnej elektrownie pompowe ze zbiornikami o tygodniowym i sezonowym cyklu pompowania. Ze względu na fakt, że coraz trudniej jest znaleźć dogodne lokalizacje na budowę nowych zbiorników, szuka się rozwiązań, bazujących na powiązaniu z istniejącymi już zbiornikami wodnymi.
12. Wykorzystanie zasobów wodnych rzek ma na całym świecie charakter przedsięwzięć wielozadaniowych. Wisła i Odra to jedyne tej wielkości rzeki Europy, które pozostały w stanie naturalnym (Wisła), bądź od dłuższego już czasu nie są dalej zagospodarowywane.
13. W przypadku wielu kaskad rzek świata, efekty ekonomiczne wynikające z energetyki pozwalają często na sfinansowanie budowy całej kaskady, bez udziału innych użytkowników wykorzystujących pozostałe funkcje rzeki.
14. W wielu krajach, głównie europejskich, co raz większą uwagę zwraca się na zabudowywanie w formie kaskad również mniejszych rzek.

7. LITERATURA

1. T. Biernacki, T. Jarzębińska, M. Kowalski, P. Sliwiński: Aktualne kierunki i tendencje rozwojowe energetyki wodnej w świecie dla ukierunkowania programu budowy elektrowni wodnych w kraju. Etap I. Politechnika Gdańska, Wydział Hydrotechniki. 1988. Gdańsk. (praca niepublikowana)

2. T. Biernacki: Aktualne tendencje w budowie elektrowni pompowych. Sympozjum: Elektrownie Pompowe - Doświadczenia Projektowe i Eksploatacyjne. Gdańsk, 19-21 maja 1988. Elektrownia Pompowo-Szczytowa Żarnowiec, 1988.
3. F. Fahlbusch: Determining diameters of power tunnels and pressure shafts. Water Power & Dam Construction. February 1987.
4. T.W. Mermel: Major dams of the world - 1986. Water Power & Dam Construction. July 1986.
5. B. Ott: Planung und Konstruktion von Pumpspeicheranlagen in Frankreich. Österreichische Wasserwirtschaft. Jahrgang 37 (1985).
6. Pump Storage: a world survey. Water Power & Dam Construction. February 1987.
7. Materiały własne autora sporządzone na podstawie różnych źródeł.



CENTRALNY PROGRAM BADAWCZO-ROZWOJOWY NR 5.1

p.n. "Kompleksowy rozwój energetyki"

Kierunek 7 p.n. Odnawialne źródła energii

SESJA NAUKOWO-TECHNICZNA

poświęcona wybranym zagadnieniom energetyki wodnej

Edward Binkiewicz, mgr inż.
BSiPE "Energoprojekt"
w Warszawie

PROGRAM ROZWOJU ENERGETYKI WODNEJ W POLSCE

Streszczenie: Zasoby hydroenergetyczne Polski wykorzystane są zaledwie w 12,4 %. Poprawa struktury Krajowego Systemu Elektroenergetycznego wymaga aby udział elektrowni wodnych i pompowych wynosił minimum 8 % (obecnie 6,5 %). Konieczna jest budowa nowych EW i EP. Założony program przewiduje uruchomienie do 2020 r. EW i EP o łącznej mocy 6234 MW. W pierwszej kolejności wnioskuje się wznowienie budowy EW Ciechocinek i EP Młoty.

1. WPROWADZENIE.

Całkowite i kompleksowe wykorzystanie potencjału energetycznego rzek i cieków naszego kraju nadal jest problemem, który oczekuje rozwiązania. Być może, że nadchodzi obecnie czas, który będzie sprzyjał budownictwu hydroenergetycznemu w Polsce.

Panująca wszechwładnie dotychczas w polskiej energetyce pozycja węgla jako paliwa, zaczyna słabnąć.

Stale wzrastająca materiałochłonność wydobycia węgla co związane jest ze wzrostem głębokości szybów i docieraniem do coraz to głębszych jego pokładów powoduje stały wzrost kosztów wydobycia oraz ogromną dewastację terenów w obrębie niecki węglowej.

Górnictwo doszło do kresu swoich możliwości wydobywczych.

Nie lepiej przedstawia się sytuacja w górnictwie węgla brunatnego. Bilans potrzeb energetyki na to paliwo jest bardzo napięty. W szybkim tempie wyczerpują się zasoby tego paliwa w zagłębiu konińskim. Występują poważne opory wobec dalszego rozwoju energetyki na węglu brunatnym.

Program rozwoju energetyki uchwalony przed kilkoma laty na bazie energii

jądrowej już we wstępnej - początkowej fazie załamał się i tak naprawdę to nikt obecnie w Polsce nie jest w stanie powiedzieć po upływie jakiego czasu będzie można ponownie do tego tematu powrócić.

W zaistniałej sytuacji można pogratulować autorom inicjatywy wprowadzenia w ramach CPBR nr 5.1 Kier.7 tematyki dotyczącej rozwoju polskiej hydroenergetyki do 2020 r. w ujęciu kompleksowym z uwzględnieniem obecnie zmieniających się warunków gospodarczych w kraju.

Wykonana praca daje pełny przegląd stanu posiadania oraz ustala kierunki i priorytety rozwoju. Wytypowane zostały obiekty, których realizacja byłaby wskazana w pierwszej kolejności. Oszacowano przedmiary robót oraz nakłady inwestycyjne w cenach 1990 oraz dolarach i eurodolarach.

Przeanalizowana została praca krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) oraz jego struktura i występujące mankamenty.

Sprecyzowane zostały potrzeby Krajowego Systemu Energetycznego (KSE) w zakresie energetyki wodnej.

Autor referatu uważa, że wykonana została duża i potrzebna i we właściwym czasie praca, która już obecnie jest wykorzystywana do rozmów z przedstawicielami firm zagranicznych na tematy polskiej hydroenergetyki.

2. POTENCJAŁ HYDROENERGETYCZNY KRAJU MOŻLIWY DO WYKORZYSTANIA.

Oszacowano, że potencjał energetyczny rzek i cieków Polski wyliczony teoretycznie wynosi ca 23 - 25 TWh/a. Zasoby jednak możliwe do wykorzystania oszacowane na podstawie licznych studiów wynoszą ca 13,7 TWh/a co stanowi około 59 % zasobów teoretycznych. Do cyfry tej należy podchodzić z rezerwą, ponieważ przy realizowaniu niektórych inwestycji można napotkać na opór społeczny. Zmiany w świadomości społecznej spowodowane zagrożeniem cywilizacyjnym w wielu przypadkach zwłaszcza w odniesieniu do szczególnie drażliwych, kontrowersyjnych inwestycji mogą zniweczyć niekiedy korzystne lokalizacje i w ten sposób wyeliminować je z bilansu hydroenergetycznego kraju. Również pewne wątpliwości budzi podawana cyfra potencjału technicznego rzek Polski wg opracowania wykonanego w Energoprojekcie w ramach CPBR nr 5.1 pt. Analiza opracowanych dotychczas koncepcji budowy elektrowni wodnych do 2020r. z uwzględnieniem zmian programu rozwoju potencjał techniczny podstawowych rzek (bez Wisły) wynosi 4,1 TWh/a. Potencjał Wisły wg innych opracowań szacu-

je się na 6,2 TWh/a, otrzymujemy więc w sumie potencjał techniczny 10,3 TWh/a. Występuje więc znaczna rozbieżność w ocenie potencjału technicznego. Dotychczasowe wykorzystanie jest oceniane na 1,7 TWh/a co stanowi 12,4 % całego potencjału technicznego.

W krajach o bogatej infrastrukturze techniczno-ekonomicznej wykorzystanie energetyki wodnej dochodzi do 50 % i więcej posiadanych zasobów. Jesteśmy więc pod tym względem wyraźnie w tyle za innymi krajami.

3. ROLA ELEKTROWNI WODNYCH I POMPOWYCH W KRAJOWYM SYSTEMIE ELEKTRO-ENERGETYCZNYM.

Prace studialne i analityczne na temat KSE wykonane w ramach CPBR nr 5.1 rzucają pełne światło na jego strukturę i pokazują zasadnicze mankamenty jego pracy oraz dają jednocześnie propozycję poprawienia istniejącego stanu. Zasadniczymi cechami wyróżniającymi nasz system spośród innych jest duża zmienność dobowego zapotrzebowania mocy przy bardzo małym udziale w nim mocy dostarczanej przez elektrownie wodne i pompowe przy jednoczesnym całkowitym braku specjalnych elektrowni szczytowych opalanych gazem lub mazutem. Energia elektryczna pochodząca z elektrowni wodnych stanowi zaledwie 2,8 % ogólnego zapotrzebowania na energię elektryczną z tego połowa jest dostarczana przez elektrownie pompowe.

Na ogólną oriągalną moc w 1988 r. wynoszącą 30909 MW, moc oddawana przez elektrownie wodne i pompowe wynosiła 1976 MW co stanowiło 6,4 % zapotrzebowania.

Minimalny poziom zapotrzebowania w godzinach nocnych dnia roboczego kształtuje się na poziomie 75-80 % zapotrzebowania szczytowego. Ustalono ponadto, że dolina nocna w niedzielę okresu letniego stanowi tylko 48,1 % zapotrzebowania w szczycie wieczornym okresu zimowego.

Nie jest to jedyna przyczyna sztywnego nie ekonomicznego charakteru KSE. Stwierdzono, że system energetyczny oparty wyłącznie na elektrowniach cieplnych opartych na węglu, charakteryzuje się słabymi walorami regulacyjnymi. Spalanie węgla kamiennego w elektrowniach o pogorszonej jakości sprawę jeszcze pogarsza, ponieważ wynikający z tego powodu wzrost minimum technicznego bloków energetycznych przy jakim mogą one jeszcze pracować, zmniejsza moc regulacyjną w elektrowniach cieplnych.

Niewiele jest krajów w Europie poza Polską, których systemy charakteryzowałyby się tak dużym udziałem elektrowni na węglu i bardzo małym udziałem elektrowni wodnych lub innych o dużych walorach regulacyjnych.

Z tego powodu zdarzają się przypadki stosowania ruchu przerywanego w elektrowniach co świadczy o nadmiarze mocy w godzinach nocnych z jednej strony i niemożliwego do opanowania spadku obciążenia na blokach.

Szczególnie trudne przypadki występują w okresach planowanego postoju elektrowni Porąbka-Żar lub Żarnowiec.

Nie trzeba chyba specjalnie udowadniać jak niekorzystne dla bloków ciepłych są skutki stosowania ruchu przerywanego.

Doświadczenia, wynikające z aktualnej pracy KSE, wykazują w sposób bezdyskusyjny, że elektrownie wodne i elektrownie pompowe są wyjątkowo pożądanymi źródłami energii o które usilnie zabiega Państwowa Dyspozycja Mocy.

Elektrownie wodne i elektrownie pompowe w systemie wypełniają różnorakie zadania, których nie jest wstanie wykonać żaden inny typ elektrowni. Szczególnie pożądane są elektrownie pompowe, których uniwersalność jest jedną z najważniejszych zalet ponieważ likwidują one w sposób uniwersalny występujące w systemie niekorzystne zjawiska i poprawiają jego efektywność gospodarczą.

W ostatnich latach szczególnie eksponuje się zalety regulacyjno-interwencyjne elektrowni wodnych i elektrowni pompowych co ma uzasadnienie w tym, że w Polsce ze względów ekonomicznych są one jedynym osiągalnym źródłem mocy regulacyjnej. Państwowa Dyspozycja Mocy szczególnie sobie ceni EW i EP za ich dużą zdolność do szybkiego reagowania na występujące w systemie zmiany obciążenia. Ma to niekiedy wręcz zasadnicze znaczenie ponieważ nagłe wyłączenie dużych odbiorców względnie ich włączenie do sieci może spowodować powstanie awarii typu rozdzielenia się systemu.

Ustalono, że aby uniknąć tego typu awarii należy dysponować elektrowniami i blokami bardzo elastycznymi, zdolnymi szybko zmieniać moc w tempie nie mniejszym niż 0,5 % mocy KSE/min., a wielkość mocy regulacyjnej była równa 5 % mocy KSE.

Ustalono również, że EW i EP pożądane są także w warunkach kiedy w systemie występuje deficyt mocy ponieważ w warunkach rozdzielenia się systemów następuje pogłębienie deficytów mocy.

Wnioski jakie wynikają z opracowań analizujących KSE, są następujące:

1. Budowa EP Młoty o mocy 750 MW jest już mocno opóźniona w stosunku do występujących potrzeb. Budowę EP Młoty należy traktować jako inwestycję zaległą

w odniesieniu do potrzeb KSE a nie jako inwestycję planowaną.

2. Udział mocy regulacyjnej i szczytowej w mocy KSE powinien wynosić nie mniej niż 8 %. Podobne relacje są charakterystyczne dla wszystkich krajów uprzemysłowionych. Uważa się powszechnie, że optymalny udział elektrowni pompowych byłby zapewniony gdyby na każde 10 tys.MW przyrostu mocy z elektrowni ciepłych i elektrowni jądrowych było uruchamiane 1000 MW w elektrowniach pompowych.

3. Elektrownie pompowe jako źródło szybkiej mocy regulacyjnej powinny być wyposażone w turbozespoły zdolne do dokonywania szybkich operacji ruchowych, a niektóre z nich powinny mieć możliwość pracy w rezerwie wirującej.

4. Planowane elektrownie KDW powinny również spełniać wymagania stawiane elektrowniom regulacyjno-interwencyjnym.

5. Sygnalizuje się jako nowe zjawisko, które należy mieć na uwadze, że zakładany w perspektywie rozwój ciepłownictwa z dostosowaniem obecnych elektrowni kondensacyjnych dla tego celu powoduje ubytek mocy regulacyjnej, co wymaga dodatkowego przyrostu mocy pochodzącej z elektrowni wodnych.

4. PROPOZYCJA PROGRAMU BUDOWY ELEKTROWNI WODNYCH DO 2020 r.

Elektrownie przewidywane do realizacji w zasadzie można podzielić na 5 grup klasyfikacyjnych dzielących się następująco:

1. Kaskada Dolnej Wisły (KDW) o mocy	-	1178 MW
2. Elektrownie pompowe o mocy	-	4490 MW
3. Elektrownie wodne w realizacji o mocy	-	106 MW
4. Elektrownie zbiornikowe i przepływowe o mocy	-	260 MW
5. Małe elektrownie wodne (MEW) o mocy	-	200 MW

	w sumie	- 6234 MW

Grupa elektrowni wymieniona w poz.1-3 jest jasno określona i sprecyzowana.

Elektrownie posiadają ustaloną lokalizację, koncepcje ich zostały już opracowane, pod względem przedmiarów i kosztów są dobrze rozpoznane. Wyniki analiz ekonomicznych wskazują na celowość i opłacalność budowy.

Elektrownie występujące pod poz.4 i 5 są jak narazie mało sprecyzowane i w tej

PRZYROSTY MOCY W ENERGETYCE WODNEJ (w MW)

Tablica 1

Lp.	Wyszczególnienie	Stan na 1990	1991		1996		2001		2006		2011		2015		2020	
			1991	1995	1996	2000	2001	2005	2006	2010	2011	2015	2015	2020		
1	2	3	4	5	6	7	8	9								
1.	El. pompowe	1.332	-	750	700	1.040	1.000	1.000								
2.	El. wodne klasyczne *)	673	168	400	234	282	281	375								
3.	w tym Kaskada Dolnej Wisły **)	162	-	307	159	206	206	300								
4.	b) inne el. wodne	511	168	93	75	76	75	75								
5.	Razem w okresach pięcioletnich	2.005	168	1.150	934	1.322	1.281	1.375								
6.	Razem narastająco	2.005	2.173	3.323	4.257	5.579	6.860	8.235								
7.	Orientacyjnie przyrost mocy w systemie	30.900	35.000	41.000	51.000	62.000	68.000	75.000								
8.	Udział Energetyki wodnej w systemie (%)	6,49 %	6,21 %	8,10 %	8,35 %	9,00 %	10,09 %	10,98 %								

*) również z członami pompowymi

**) el. Włocławek

Tabelę sporządził:

mgr inż. Ryszard Malinowski

HARMONOGRAM REALIZACJI EL. WODNYCH I POMPOWYCH poziom cen 1988r.

LP	ELEKTRONNIE	MOC (MW)	PROD (GWh/a)	66b1	66b2	91 ÷ 95	96 ÷ 2000	01 ÷ 05	06 ÷ 10	11 ÷ 15	15 ÷ 2020	Koszt (mln zł)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	MŁOTY	750	1200		217	216						156
2	ROZMÓWNI	700	1120			216						129
3	KĄDZINY	1040	1650									210
4	NIEWIŚTKA	1000	1600									215
5	SOBEL	1000	1817									209
6	CIECHOCINEK	162	488		115	115						104
7	SOŁEC. KŁY.	145	413			115						127
8	CHELMNO	159	440			115						120
9	OPALENIE	206	720									152
10	TCZEW	206	561									146
11	PŁOCK	126	407									118
12	WYSCZOGÓRD	174	483									108
13	INNE EL. WODNE	562	1638									
14	MOC EL. POMP.	4400	7387			750	700	1040	1000	1000	1000	979
15	MOC EL. WODNYCH POMPOWYCH	1740	5145			400	234	282	281	281	875	
16	MOC EL. WODNYCH POMPOWYCH	5230	2532			168	984	1022	1281	1281	1375	

KASKADA O N. POMPONE

OZNACZENIA: badania lokalizacyjne. □ roboty przygotow. ▬ -"- cyklowe ▬ przekazanie do eksploatacji. rozruch

części program powinien być dopracowany i uściślony. Ponadto w odniesieniu do tych pozycji występują rozbieżności w ocenie wielkości i możliwości oraz lokalizacji elektrowni, które powinny być realizowane do 2020 r.

Przyrosty mocy w energetyce wodnej w poszczególnych przedziałach czasowych ilustruje tablica 1

Harmonogram realizacji planowanych do budowy elektrowni wodnych i pompowych przedstawiony został na str.

4.1. KASKADA DOLNEJ WISŁY (KDW).

Generalnie panuje zgodna opinia, że zespół elektrowni wodnych tworzących KDW należy realizować w pierwszej kolejności. Wisła na rozpatrywanym odcinku zawiera 1/4 całości zasobów energetycznych rzek Polski. Wybudowanie kaskady zwiększyłoby wykorzystanie potencjału technicznego o 25,6 %, a więc znacznie. KDW obejmuje budowę elektrowni o danych technicznych jak w załączonej tablicy

Skalkulowane koszty budowy w złotówkach w poziomie cen 1990 oraz w dolarach USA kształtują się jak niżej w tablicy 2.

tablica 2

Lp	Nazwa elektrowni	Moc w MW	Koszt w mln.ż	Kapitałochłonność tys.ż/KW	Koszt w tys./dolarach USA	Kapitałochłonność w \$/KW
1	2	3	4	5	6	7
1.	Ciechocinek	162	129.000	796,3	247.000	1.525
2.	Solec Kujawski	145	162.000	1.117,2	262.000	1.807
3.	Chełmno	159	152.000	955,9	258.000	1.623
4.	Opalenie	206	197.000	956,3	277.000	1.345
5.	Tczew	206	187.000	907,8	275.000	1.335
6.	Płock	126	152.000	1.206,3	266.000	2.111
7.	Wyszogród	174	138.000	793,1	242.000	1.375
		1178	1.117.000	948,2	1.827.000	1.551

PODSTAWOWE DANE TECHNICZNE

Tablica 3

Lp	Stopień wodny	Spady (m)		Przeżytk instal. Q inst. (m ³ /s)	Qi/Pśr.	Moc (MW)		Praca w roku (h/a)	Produkcja roczna (GWh)	Turbiny		Napięcie (kV) generat. transf.		
		max.	śr.			min.	Max.			Min.	średn. (m)		szt.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1.	Wyszogród	8,0	7,2	6,6	2.400	1:2,59	174	136	3.100	483	7,1	6	6,3	110
2.	Płock	6,7	5,8	5,5	2.250	1:2,36	126	99	3.600	407	"	6	6,3	110
3.	Włocławek	11,3			2.190	1:2,22	162		4.000	700				
4.	Ciechocinek	8,5	6,1	5,1	2.250	1:2,28	162	96	3.700	483	"	6	6,3	110
5.	Solec Kuj.	7,5	5,5	4,2	2.300	1:2,23	145	84	3.600	413	"	6	6,3	110
6.	Chełmno	8,0	6,0	4,6	2.350	1:2,22	159	93	3.500	440	"	6	6,3	110
7.	Opalenie	10,0	9,0	8,2	2.400	1:2,18	206	173	3.800	720	"	6	7,5	110
8.	Tczew	12,0	7,45	6,3	2.400	1:2,16	206	135	3.300	561	"	6	7,5	110
9.	-	72,0	47,05 ^{*)}	40,5 ^{*)}	x	x	1.178 ^{*)}	816 ^{*)}	x	3.507 ^{*)}	x	42 ^{*)}	x	x

*) bez Włocławka

Tabele sporządził:

mgr inż. Ryszard Malinowski

Wyniki obliczeń ekonomicznych wskazują, że realizacja KDW byłaby przedsięwzięciem opłacalnym.

Wskaźnik kosztu produkcji mieści się w przedziale 0,042 - 0,051 \$/kWh.

Dla tego typu elektrowni, która pracuje podszczytowo w ruchu przewalowym koszt jednostkowy produkcji może być od 3 do 5 razy wyższy. Kapitałochłonność na jednostkę mocy kształtuje się na poziomie 1551 \$/kW i jest mniejsza od znajdującej się obecnie w realizacji podobnej elektrowni na Dunaju dla której wskaźnik ten wynosi ca 2000 \$/kW.

Elektrownie KDW będą pracować przewalowo i będą mogły być wykorzystane do celów interwencyjno-regulacyjnych.

Mgr inż.R.Malinowski w pracy pt.ZTE rozwoju polskiej hydroenergetyki do 2020r. szczególnie mocno eksponuje koszty i efektywność ekonomiczną i stwierdza, że w elektrowniach wodnych pracujących interwencyjnie od 20 do 30 % produkowanej energii może kosztować od 3 do 4 razy drożej niż energia szczytowa i 10 do 20 razy drożej niż energia pochodząca z elektrowni pracujących podstawowo. Zaznacza przy tym, że produkcja energii przeznaczonej na interwencje może opłacać się jeszcze przy cenie 0,5 - 1,0 \$/kWh.

W tematyce dotyczącej KDW należy szczególnie mocno eksponować konieczność pilnego wznowienia budowy elektrowni w Ciechocinku. Obliguje do tego szczególnie trudna, wywołana erozją dna sytuacja poniżej istniejącego stopnia i elektrowni we Włocławku. Budowie tej, jak żadnej innej, sprzyjałyby władze wojewódzkie ogromnie zaniepokojone stanem technicznym obiektów piętrzących we Włocławku.

W celu szybszego uzyskania efektów energetycznych wysuwane są propozycje rozpoczęcia realizacji KDW od budowy równolegle 2-eh stopni - Ciechocinka i Płocka. Widzi się też konieczność zorganizowania w kraju dla potrzeb KDW produkcji podstawowych urządzeń elektromechanicznych w tym turbin rurowych.

4.2. ELEKTROWNIE POMPOWE.

Autorzy programu rozwoju hydroenergetyki do 2020 r. proponują budowę 5 elektrowni pompowych o łącznej mocy 4490 MW wg niżej podanych lokalizacji:

tablica 4

Lp.	Nazwa elektrowni	Moc w MW	Dane lokalizacyjne	
			Województwo	Rzeka lub zbiornik
1.	Młoty	750	wałbrzyskie	Bystrzyca

cd. tablicy 4

Lp	Nazwa elektrowni	Moc w MW	Dane lokalizacyjne	
			Województwo	Rzeka lub zbiornik
2.	Rożnów II	700	nowosądeckie	Zbiornik Rożnowski
3.	Kadyny	1040	elbląskie	Zalew Wiślany
4.	Niewistka	1000	krośnieńskie	San
5.	Sobel	1000	nowosądeckie	Dunajec
		4490		

Wymienione elektrownie charakteryzują się korzystnymi warunkami naturalnymi. Posiadają wysokie spady, dużą moc instalowaną, a niektóre z nich mają możliwość wykorzystania istniejących zbiorników wodnych na dolne zbiorniki elektrowni pompowej.

Mają one możliwość pracy w ruchu regulacyjno-interwencyjnym oraz spełniać wszystkie wymagania wynikające z pracy KSE.

Zestawienie charakterystycznych danych EP podano niżej w tablicy 5 str. 47 Stopień rozpoznania i przygotowania do realizacji wymienionych elektrowni nie jest jednakowy. Niewątpliwie najbardziej projektowo zaawansowana jest EP Młoty. Dla elektrowni tej podpisane są już kontrakty na dostawę podstawowego wyposażenia. Roboty budowlane a zwłaszcza górnicze związane z drążeniem wyrobisk podziemnych są w znacznym procencie już zaawansowane. Obecnie budowa jest wstrzymana. Roboty ograniczają się tylko do prac zabezpieczeniowych. PDM z tego powodu ubolewa, ponieważ brak tej elektrowni w KSE będzie negatywnie wpływał na jego pracę.

Na 2-gim miejscu pod względem przygotowania można wymienić EP Sobel. W Energoprojekcie w latach 1975-1985 w odniesieniu do tej elektrowni wykonano wiele prac studialno-koncepcyjnych. Sporządzone zostały podkłady sytuacyjno-wysokościowe w skali 1 : 2000. Wykonano wiele otworów wiertniczych i szybków dla rozpoznania podłoża. Zbadano zasoby materiałów budowlanych na wykonanie obiektów hydrotechnicznych.

Pozostało 3 elektrownie pod względem rozpoznania projektowego i przygotowania do budowy znajduje się mniej więcej na jednakowym poziomie zaawansowania. Koszty elektrowni zostały skalkulowane w złotych oraz w dolarach USA, a także w Eurodolarach, tak aby w razie potrzeby dysponować materiałami na

EL. POMPOWE
ZESTAWIENIE CHARAKTERYSTYCZNYCH DANYCH

Tablica 5

Lp	Dane geometryczne			Dane energetyczne					Czas pracy				
	Długość L (m)	Spad H (m)	Długość spad L/H	Ilość jedn. (szt.)	Moc turbin Nt (MW)	Moc pomp Np (MW)	Prod. energii Et (GWh)	Pobór energii Ep (GWh)	Spraw. cykl	Czas turbin Tt (h/a)	Czas pracy pomp Tp (h/a)	Praca turbin na dobie tt (h/dob.)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Młoty	780	260	3,00	3	750	810	1.200	1.640	0,73	1.600	2.260	5
2.	Roznów II	870	192	4,53	2	700	770	1.120	1.510	0,74	1.600	2.200	5
3.	Kadyny	1.150	120	9,58	6	1.040	1.100	1.650	2.260	0,73	1.600	2.190	5
4.	Niewistka	640	101	3,98	4	1.000	1.100	1.600	2.200	0,73	1.600	2.000	5
5.	Sobel	3.280	408	8,04	4	1.000	1.100	1.817	2.524	0,72	1.820	2.280	7 *)
6.	-	x	x	x	19	4.490	4.780	7.387	10.134	x	x	x	x

*) Praca tylko w dni robocze (pompownie w dni wolne od pracy)

Tabelę sporządził:

mgr inż. Ryszard Malinowski

ELEKTROWNIE POMPOWE

Nakłady inwestycyjne w USD i ECU.

Tablica 6

Lp.	Elektrownie	Moc MW	1988 r.		M ^{90/88}	1990		1990		Koszt jedn. tys. ECU/ /MW
			Koszt mln USD	Koszt jedn. tys USD/ /MW		Koszt mln USD	Koszt jedn. tys.USD/ /MW	Koszt mln. ECU		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1.	Młoty	750	251,600	335,5		276,760	369,0	228,916	305,2	
2.	Rożnów II	700	210,631	300,9	1,05	231,690	331,0	191,638	273,8	
3.	Kadyń	1.040	336,615	323,7	1,05	370,280	356,0	306,270	294,5	
4.	Niewistka	1.000	299,820	299,8	1,05 x 1,10	329,800	329,8	272,787	272,8	
5.	Sobel	1.000	307,279	307,3		338,010	338,0	279,578	279,6	
6.	-	4.490	1.405,945	śr. 313,0		1.546,540	śr. 344,4	1.279,189	śr. 284,9	

ECU = 1,209 USD (5.III.1990 r.)

Tabele sporządził:

mgr inż. Ryszard Malinowski

ewentualne rozmowy z zagranicznymi kontrahentami.

Nakłady inwestycyjne i wskaźniki jednostkowe elektrowni zamieszczono w tablicach 5 i 6.

Skalkulowane w cenach 1988 jednostkowe nakłady inwestycyjne kształtują się od 184 - 269 mln.ż/MW - średnio 218 mln.ż/MW.

Dla porównania podajemy, że dla elektrowni opalanej węglem wskaźnik ten wynosi 292 mln.ż/MW. Uważa się ogólnie, że proponowane do realizacji EP są konkurencyjne w odniesieniu do zastępczych elektrowni ciepłych oraz posiadają wskaźniki analogiczne do realizowanych elektrowni w krajach Europy Zachodniej.

4.3. ELEKTROWNIE REALIZOWANE.

Znajdujące się obecnie w toku realizacji elektrownie wodne są budowane przeważnie przez inwestorów spoza energetyki. W sumie realizuje się elektrownie o łącznej mocy 106 143 kW.

Charakterystyczne dane realizowanych elektrowni zamieszczone są niżej w tablicy 7.

tablica 7

Lp	Nazwa elektrowni	Moc instalowana kW	Spad w m $\frac{\text{max}}{\text{min}}$	Przełyk $\frac{\text{m}^3/\text{s}}{\text{max}}/\frac{\text{min.}}{\text{min.}}$	Długość derywacji	Średnica derywacji m	Rodzaj elektrowni
1.	Jeziorsko	4700	$\frac{11,15}{4,40}$	$\frac{70}{14,9}$	90	2,8	derywacyjna
2.	Dobczyce	2200	$\frac{28,1}{14,8}$	$\frac{10,6}{1,0}$	160	2,2	derywacyjna
3.	Klimkówka	1100	$\frac{33,3}{12,6}$	$\frac{4,0}{1,0}$	115	1,4	derywacyjna
4.	Czorsztyn Niedzica	92750	$\frac{46,15}{21,5}$	$\frac{260}{114}$	250	7,0	derywacyjna
5.	Sromowce Wyżne	2400	$\frac{10,17}{3,0}$	$\frac{30,0}{9,0}$	119	2x1, 5x2,0	derywacyjna
6.	Topola	1624	$\frac{7,0}{4,2}$	$\frac{30,0}{4,7}$	-	-	piętrząca
7.	Kozielno	1324	$\frac{68}{3,1}$	$\frac{30}{4,7}$	-	-	piętrząca
8.	Maziarnia	55	$\frac{8,0}{5,7}$	$\frac{1,0}{0,24}$	43	0,7	derywacyjna

Elektrownie te realizowane są równolegle z budową zbiorników retencyjnych przeznaczonych przeważnie dla celów pozaenergetycznych. Buduje się je z myślą o zaopatrzeniu w wodę ośrodków miejskich i zakładów przemysłowych oraz dla:

- wyrównania niżówkowych przepływów w rzekach,
- stworzenia dyspozycyjnych zasobów wodnych,
- likwidacji zagrożeń powodziowych,
- alimuntacji przepływów w rzekach w okresach żeglugowych.

Zakończenie budowy realizowanych elektrowni powinno nastąpić do 1995 r.

4.4. ELEKTROWNIE ZBIORNIKOWE I PRZEPLYWOWE.

Proponuje się aby w ramach tej grupy elektrowni do 2020 r. została ukończona zabudowa Kaskady Górnej Wisły (KGW) ze stopniami i elektrowniami przedstawionymi w tablicy . Szacuje się, że orientacyjne nakłady inwestycyjne na realizację elektrowni KGW wyniosą ca 957 mld.ż w cenach 1990.

Korzyści z realizacji kaskady oprócz efektów energetycznych w wysokości 127 MW to:

- utworzenie drogi wodnej na odcinku rzeki o długości 260 km,
- poprawa zaopatrzenia w wodę gospodarki komunalnej i przemysłu,
- lepsza ochrona przyległych miejscowości przed powodziąmi.

Proponuje się ponadto realizację 3 wyodrębnionych z Kaskady Środkowej Wisły (KŚW) elektrowni zlokalizowanych w obrębie Warszawy. Byłyby to elektrownie: Karczew, Warszawa-Północ, Warszawa-Południe. Efekt energetyczny uzyskany z tych elektrowni oszacowano w wysokości - 133 MW i produkcję - 376 GWh/a. Nakłady inwestycyjne w cenach 1990 wynoszą 1.483 mld.ż.

Rada Techniczno-Ekonomiczna Energoprojekt w protokóle nr 10/RTE/88 w temacie dotyczącym Analizy opracowanych dotychczas koncepcji budowy elektrowni wodnych do 2020 r. wnioskuje zwiększenie programu budowy elektrowni wodnych.

RTE stwierdza, że są warunki do zwiększenia energetycznego wykorzystania rzek i uzyskania z tego źródła dodatkową moc rzędu 500 MW i produkcję energii około 1000 GWh/a.

Proponuje się rozważyć celowość większego energetycznego wykorzystania rzeki San i utworzenie zwartej kaskady stopni i elektrowni od Soliny do Przemysła. Można z tej zabudowy uzyskać moc rzędu 250 MW i produkcję energii 350 GWh/a.

KASKADA GÓRNEJ WISŁY

Podstawowe dane techniczne

Tablica 8

Lp.	Stopień	Km rzeki (km)	Spiętrzenie (m)	Spady (m)		Przepływowy (m³/s)		Ilość jedn. (szt.)	Moc instal. (MW)	Produkcja WW (GWh)
				H max.	H min.	Q ins.	Q min.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Niepołonica a) kanał. b) jaz	115,50	191,0	15,6 8,2	14,5 7,7	200 10	30 10	2	24,2 0,6 <u>24,8</u>	93,7
2.	Nowy Korczyn a) kanał b) jaz	173,00	175,4	18,4 9,4	13,9 9,0	390 15	50 15	2 1	52,86 1,08 <u>53,9</u>	178,3
3.	Połaniec	225,00	157,0	5	2,8	380	55	4	12,2	25,3
4.	Baranów	245,50	152,0	5	3,3	480	55	4	17,9	62,4
5.	Koźmierzów	265,00	147,0	5	4,0	480	55	4	18,3	76,9
6.	-	x	x	49,0	x	x	x	x	127,1	436,6

Tabele sporządził:

mgr inż. Ryszard Malinowski

Na rzece Dunajec po zakończeniu budowy zespołu zbiorników i elektrowni Czorsztyn - Sromowce powinno się rozpocząć budowę elektrowni przy zbiorniku Jazowsko-Gołkowice, który spełniałby w przyszłości rolę zbiornika dolnego dla projektowanej elektrowni szczytowo-pompowej Sobel o mocy 1000 MW.

Zwraca się uwagę na nikłe wykorzystanie energetyczne rzeki Odry wynoszące tylko 6 %. Znaczny potencjał techniczny tej rzeki i istniejące piętrzenia w górnym jej biegu od Koźła do Brzegu Dolnego, uzasadniają celowość budowy elektrowni wodnych. W 16 elektrowniach można uzyskać moc - 61 MW i produkcję - 324 GWh/a.

Również Odra Środkowa nie jest wystarczająco energetycznie wykorzystana. Na odcinku od Malczyc do ujścia Nysy Łużyckiej można na elektrowniach przy 15 projektowanych stopniach żeglugowych uzyskać moc rzędu - 70 MW i produkcję - 430 GWh/a.

Celowe jest podjęcie prac dla zbadania możliwości wykorzystania zasobów energetycznych takich rzek jak: Soła, Skawa, Raba, Poprad, Wisłok, Pilica, Wieprz, Wkra, Narew i innych dla których brak jest konkretnie rozpracowanych koncepcji.

4.5. MAŁE ELEKTROWNIE WODNE.

W planach rozwoju małej energetyki do 2020 r. przewiduje się budowę około 600 MEW przeważnie przy istniejących piętrzeniach o łącznej mocy 80 MW i produkcji około 400 GWh. Elektrownie te byłyby budowane głównie w województwach zielonogórskim, jeleniogórskim, bydgoskim, gdańskim i opolskim jak również nowosądeckim i wrocławskim. Następnie przewiduje się budowę 400 MEW przy planowanych perspektywicznie zbiornikach dla celów rolniczych. Efektem budowy tych MEW może być około 120 MW instalowanej mocy i produkcja 600 GWh/a w roku średnim. Pod względem możliwości uzyskania efektów wyróżniają się lokalizacje na terenie województw: wałbrzyskiego, bielskiego, opolskiego, częstochowskiego, piotrkowskiego, krośnieńskiego i pilskiego.

Łącznie więc przez budowę około 1000 MEW przy istniejących i planowanych stopniach piętrzących istnieje możliwość uzyskania na tej drodze 200 MW mocy i produkcję energii około 1000 GWh/a.

5. WNIOSKI.

1. Wykonane w ramach CPBR nr 5.1 kier.7 prace tematycznie związane z rozwojem polskiej hydroenergetyki do 2020 r. stanowią wartościowy o dużej ilości danych informacyjnych materiał o trudnej obecnie do oceny wartości i użyteczności.

2. Nakreślony plan rozwoju polskiej hydroenergetyki należy traktować jako kierunkowe wytyczne, które potwierdzają możliwość techniczną zrealizowania do 2020 r. elektrowni wodnych i elektrowni pompowych o łącznej mocy 6234 MW. Wyniki analiz potwierdzają, że podstawowe wskaźniki ekonomiczne wytypowanych do realizacji elektrowni są porównywalne, a niekiedy korzystniejsze od analogicznych wskaźników charakteryzujących elektrownie cieplne i elektrownie jądrowe.

3. Wykonane prace na temat KSE w ramach których naświetlona została jego struktura, występujące trudności eksploatacyjne oraz potrzeby które poprawiłyby obecny niezadowolający stan wskazują jednoznacznie na konieczność zwiększenia udziału mocy i energii dostarczanej z EW i EP. Państwowa Dyspozycja Mocy traktuje EW i EP jako uniwersalne źródła mocy regulacyjno-interwencyjnej o dużo wyższych walorach eksploatacyjnych jak elektrownie opalane paliwami stałymi lub płynnymi.

4. Pierwszym bardzo ważnym zadaniem wdrożenia planu powinno być wznowienie budowy przerwanych bardzo ważnych dla gospodarki inwestycji:

- elektrowni pompowej Młoty,
- elektrowni wodnej Ciechocinek.

W pierwszym przypadku bardzo mocno eksponuje potrzebę wznowienia budowy Młotów - PDM.

W drugim, gospodarka wodna oraz władze wojewódzkie zaniepokojone katastrofalnym stanem obiektów piętrzących stopnie we Włocławku.

5. Mankamentem opracowanego planu rozwoju jest pominięcie problematyki związanej z finansowaniem i organizacją realizacji planu.

W dobie generalnych przekształceń gospodarczych zagadnienie finansowania inwestycji związanych z wykorzystaniem energii wodnej oraz organizacji budowy ma podstawowe znaczenie dla realizacji nakreślonego planu.

Bibliografia.

1. Koreferat dotyczący opracowania pt. Zbiór lokalizacji elektrowni pompowych tabel, Rożnów II, Niewistka, Kadyny, Pilchowice II.
Prof. Tomasz Biernacki - styczeń 1987.
2. Studium Terenowe MEW - Program budowy MEW w Polsce do roku 2000.
BSiPE "Energoprojekt" - listopad 1982.
Praca wykonana w ramach PR-8/2.5.2.4.
3. Program rozwoju energetyki wodnej w Polsce do 2020 r. - grudzień 1988r.
Część I. Stan obecny i możliwości maksymalizacji rozwoju krajowej hydroenergetyki.
Autor: mgr inż. Marian Hoffmann.
Część II. Elektrownie wodne w krajowym systemie elektroenergetycznym.
Autor: mgr inż. Ryszard Falba.
4. Analiza opracowanych dotychczas koncepcji budowy elektrowni wodnych do 2020 r. z uwzględnieniem programu rozwoju energetyki.
BSiPE "Energoprojekt" - lipiec 1988 r.
5. Kompleksowa ocena programu budowy Kaskady Dolnej Wisły uwzględniająca różne efekty gospodarcze.
mgr inż. Marian Hoffmann i inni - luty 1989.
6. Zalecenia decyzyjne dotyczące optymalnego udziału mocy elektrowni pompowych w KSE ze względu na potrzeby regulacyjno-interwencyjne.
mgr inż. Damazy Laudyn i inni - marzec 1989r.
7. Założenia Techniczno-Ekonomiczne rozwoju Polskiej Hydroenergetyki do 2020 r. (Synteza bazująca na nowych podstawach funkcjonowania gospodarki kraju).
BSiPE "Energoprojekt"; mgr inż. Ryszard Malinowski - marzec 1990 r.
8. Materiał roboczy o możliwościach rozwoju energetyki wodnej w Polsce.
Dyrekcja Rozwoju Perspektywicznego Wspólnoty Energetyki i Węgla Brunatnego - marzec 1988 r.

9. Protokół nr 10/RTE/88 z posiedzenia Rady Techniczno-Ekonomicznej BSiPE "Energoprojekt", które odbyło się w dniu 1988-08-18 w Warszawie na temat: "Analiza opracowanych dotychczas koncepcji budowy elektrowni wodnych do 2020 r. z uwzględnieniem zmian programu rozwoju energetyki.

10. Biuletyn techniczny GBSiPE "Energoprojekt" Nr 1/1989. Elektrownie Wodne i Pompowe.

