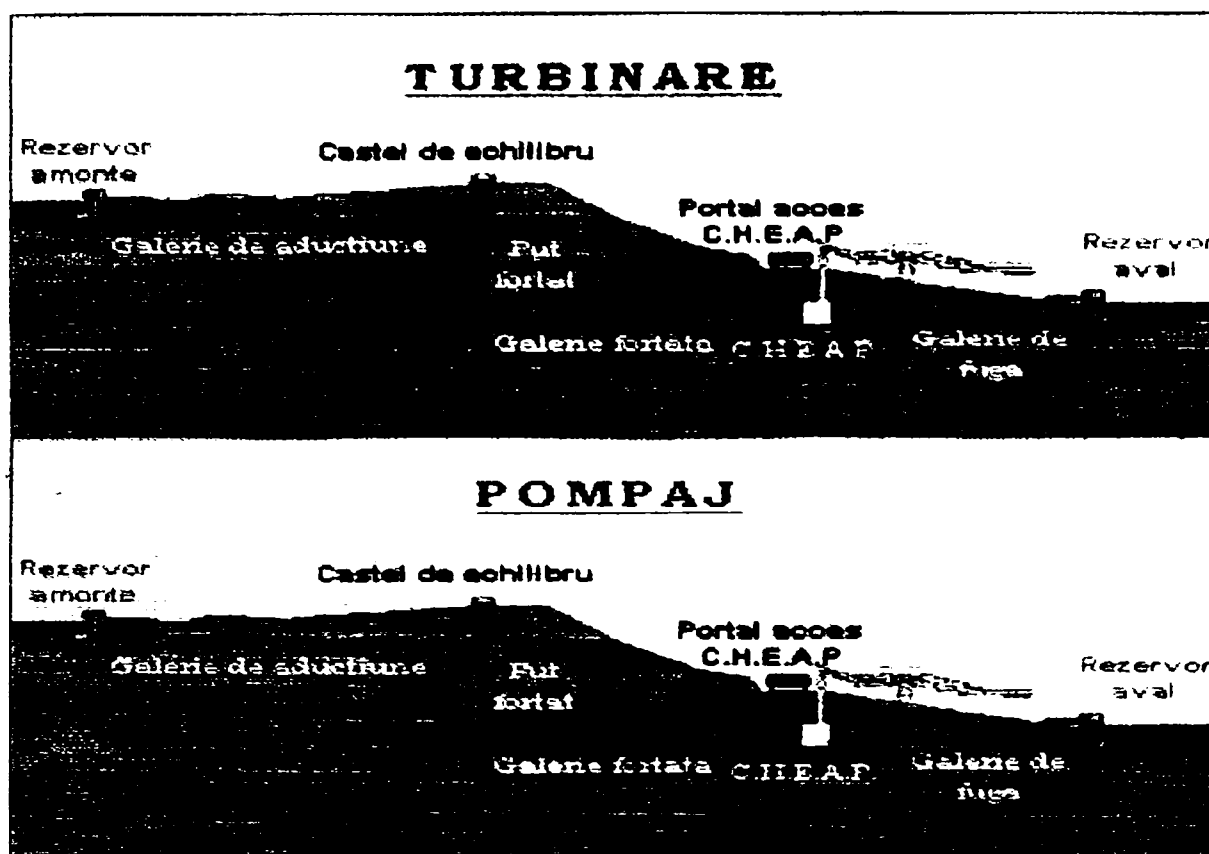


UNIVERSITATEA "POLITEHNICA" DIN TIMIȘOARA  
FACULTATEA DE HIDROTEHNICĂ



**CONTRIBUȚII LA OPTIMIZAREA SISTEMULUI  
ENERGETIC NAȚIONAL PRIN CENTRALE  
HIDROELECTRICE DE ACUMULARE PRIN POMPAJ**

**- TEZĂ DE DOCTORAT -**

**Ș.L. Ing. *Albert Titus* CONSTANTIN**

Conducător științific de doctorat  
Prof.Dr.Ing. ***Gheorghe* POPA**

TIMIȘOARA  
- Octombrie 2004 -

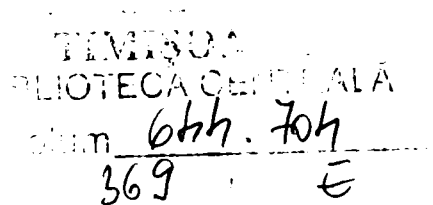
UNIVERSITATEA "POLITEHNICA" DIN TIMIȘOARA  
FACULTATEA DE HIDROTEHNICĂ

CONTRIBUȚII LA OPTIMIZAREA SISTEMULUI  
ENERGETIC NAȚIONAL PRIN CENTRALE  
HIDROELECTRICE DE ACUMULARE PRIN POMPAJ

- TEZĂ DE DOCTORAT -

Ș.L. Ing. *Albert Titus* CONSTANTIN

Conducător științific de doctorat  
Prof.Dr.Ing. *Gheorghe* POPA



TIMIȘOARA  
Octombrie 2004

## *Cuvânt înainte*

Apa, resursa naturală vitală existenței, se valorifică prin intermediul, cel mai adesea, al unor amenajări hidrotehnice, fiind o resursă totuși epuizabilă, care trebuie să asigure toate folosințele într-o ordine de priorități clară. Faptul că energia hidroenergetică este o energie regenerabilă, ca efect al circuitului natural, nu trebuie să genereze speculația de energie ieftină produsă de hidrocentrale. Pe termen lung se pot produce mutații climatice care să afecteze hidroenergeticitatea, iar neintervenția pentru susținerea unor costuri de întreținere în amonte de instalații și construcții, respectiv pentru noi dezvoltări hidrotehnice, va conduce în timp la reducerea unor funcții tehnice, cu efecte economice importante.

Pentru posibilitatea coabitării optime a folosințelor complexe, a sectoarelor utilizatoare de apă, este necesară definirea, unanim acceptată, a unor concepte: valoare apei, costuri ale folosințelor de apă, principii de evaluare economico-socială a utilităților unor amenajări hidrotehnice complexe și de alocare a resurselor pentru dezvoltare, menținere în exploatare, rețehnologizare și modernizare. Astfel, în condițiile continuării programului nuclear de la C.N.E. Cernavodă apare ca o necesitate stringentă extinderea capacităților de centrale cu acumulare prin pompaj.

În fază avansată de proiectare în România este o amenajare cu acumulare prin pompaj de mare putere, care să îndeplinească mai multe funcțiuni, în afara excedentului de putere/energie în golul de sarcină – C.H.E.A.P. Tarnița-Lăpușești - cu o putere cuprinsă între 500 MW și 1000 MW, ale cărei costuri sunt estimate la 500 – 800 milioane \$. C.H.E.A.P. vor asigura necesitățile de energie electrică de vârf și pentru economia revitalizată a României și pentru export pe terțe piețe unde sunt cereri mari de astfel de energie și vor asigura diverse servicii precum reglajul de frecvență, reglajul de tensiune și/sau producerea de energie reactivă, ceea ce înseamnă o îmbunătățire a calității energiei furnizate consumatorilor și crearea condițiilor favorabile interconectării S.E.N. cu sistemul lărgit european, U.C.P.T.E. Astfel de proiecte vor contribui la creșterea densității de utilizare a resurselor de apă și a potențialului hidroenergetic utilizat în România, sunt surse de energie curate și regenerabile și vor duce la reducerea substanțială a folosirii combustibilului fosil de înlocuire, prin renunțarea la centralele rapide pe gaz, și drept consecință, se va reduce emisia de dioxid de carbon, cu efecte benefice asupra mediului.

Prin lucrarea de față s-a urmărit un studiu fundamental al centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj, stabilindu-se posibilitățile de implementare a unei astfel de centrale în sistemul energetic național, respectiv optimizarea funcționării unei astfel de centrale.

\* \* \* \* \*

Țin să mulțumesc în mod deosebit Domnului Profesor Universitar dr.ing. Gheorghe POPA, conducătorul științific al tezei, care m-a îndrumat și încurajat cu multă răbdare pe tot parcursul realizării lucrării. Îi mulțumesc de asemenea pentru contribuția avută ca dascăl în formarea mea ca inginer, precum și pentru faptul că mi-a oferit șansa de a lucra într-un domeniu atât de plăcut, precum învățământul universitar.

Mulțumesc de asemenea Domnilor Profesori Universitari dr.ing. Dan STEMATIU, de la Universitatea Tehnică de Construcții București, dr.ing. Eugen Constantin IȘBĂȘOIU, Universitatea Politehnică București și dr.ing. Michael ION, Universitatea „Politehnica” din Timișoara, pentru că au acceptat a-mi fi referenți, răpindu-și din timpul prețios pentru a analiza cele expuse de mine în teză.

Mulțumiri Domnului Prof.dr.ing. Mircea Constantin ORLESCU, prodecanul Facultății de Hidrotehnică din Timișoara pentru că a acceptat să îndeplinească rolul de Președinte al Comisiei de Doctorat.

Mulțumiri Doamnei Profesor Universitar dr.ing. Felicia CIOMOCOȘ, titulara disciplinei de Rezistența Materialelor, care mi-a fost și îmi este un bun exemplu în ceea ce privește activitatea mea profesională și formarea ca dascăl.

Mulțumesc Domnului Conf.dr.ing. Gheorghe LAZĂR, Șeful Catedrei de Construcții Hidrotehnice, care m-a îndemnat și sprijinit permanent pe parcursul tezei, dar în special la aplicarea concretă a modelării hidraulice.

Mulțumesc colegilor din cadrul Catedrei de Construcții Hidrotehnice în special, ca și tuturor colegilor din facultate, pentru atmosfera de studiu creată și încurajările exprimate.

Mulțumesc Institutului de Studii și Proiectări Hidroenergetice București prin inginerii, Dumitru SPIRIDON și Mircea NESTOR, ce mi-au pus la dispoziție cu amabilitate studiul de fezabilitate al C.H.E.A.P. Tarnița-Lăpușești.

Mulțumesc Institutului Tehnic Graz din Austria, în cadrul căruia am efectuat un stagiu de pregătire în domeniul tezei.

Nu în ultimul rând mulțumesc Familiei mele, mamă și tată, soție și fiică, soră. Le mulțumesc pentru că în diverse perioade ale vieții m-au înconjurat cu mult drag și multă înțelegere, făcând sacrificii pentru ca eu să ajung aici.

Timișoara,  
Septembrie 2004

*Autorul*



## CUPRINS

<b>Lista de figuri și tabele .....</b>	<b>i</b>
<b>Introducere .....</b>	<b>1</b>
<b>1 Cadrul general al studiilor de optimizare a centralelor hidroelectrice de acumulare prin pompaj (3 - 30)</b>	<b>3</b>
1.1. Problemele optimizării exploatarei hidroenergetice. Locul și rolul Centralelor Hidroelectrice cu Acumulare prin Pompaj (C.H.E.A.P.) în energetică.....	3
1.2. Elemente definitorii ale producției de energie rezultate din cercetarea bibliografică.....	4
1.2.1. Încadrarea centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj....	6
1.2.2. Tipuri de circuite transformatoare.....	7
1.3. Definierea studiului actual pe plan național, ca problematică, și rezultate din domeniul exploatarei hidroenergetice.....	10
1.3.1. Considerații asupra practicilor actuale de optimizare hidroenergetică pe plan național.....	10
1.3.2. Considerații asupra situației actuale a centralelor hidroelectrice de acumulare prin pompaj. Realizări în domeniu.....	12
1.4. Metode și practici actuale ale exploatarei hidroenergetice pe plan mondial.....	22
1.4.1. Considerații generale asupra criteriilor de optimizare energetică mondială.....	22
1.4.2. Metode și modele în aplicarea exploatarei.....	23
1.4.3. Istorie și dezvoltare a C.H.E.A.P în lume.....	25
1.5. Concluzii parțiale.....	28
1.6. Bibliografie de capitol.....	29
<b>2 Optimizarea condițiilor tehnice de funcționare a centralelor hidroelectrice de acumulare (31 - 58)</b>	<b>31</b>
2.1. Potențialul hidroenergetic al țării.....	31
2.1.1. Situația actuală a energiei românești.....	32
2.1.2. Obstacole viitoare în valorificarea potențialului hidroenergetic.....	35
2.1.3. Optimizarea financiară.....	36
2.2. Studiul comportării hidroagregatelor în centrale – faza turbinării.....	38
2.3. Necesitatea coordonării parametrilor hidroenergetici.....	46
2.3.1. Studiu de caz. Date generale.....	47

2.3.2. Criteriu de departajare dintre centralele hidroelectrice de acumulare cu pompaj secundar și centralele hidroelectrice cu acumulare prin pompaj.....	53
2.4. Clasificarea centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj C.H.E.A.P.....	54
2.5. Concluzii parțiale.....	57
2.6. Bibliografie de capitol.....	58
<b>3. Încadrarea centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj în sistemul energetic național (59 - 100)</b>	<b>59</b>
3.1. Bazele teoretice privind evaluarea economică a funcțiilor C.H.E.A.P. în S.E.N.....	59
3.1.1. Eficiența energetică a C.H.E.A.P.....	60
3.1.2. Consumul specific de combustibil al C.T.E. pentru energia de pompare furnizată C.H.E.A.P.....	63
3.1.3. Tactica încadrării C.H.E.A.P. în curbele de sarcină.....	64
3.2. Oportunitatea amplasării C.H.E.A.P. în S.E.N.....	70
3.3. Efectele funcționării C.H.E.A.P. în cadrul S.E.N. Studiu de caz.....	77
3.3.1. Funcțiile C.H.E.A.P.....	79
3.3.2. Regimuri de funcționare ale C.H.E.A.P.....	81
3.3.3. Încadrarea centralelor electrice în curbele de sarcină.....	83
3.4. Influența funcționării C.H.E.A.P. asupra celorlalte tipuri de centrale electrice și a S.E.N. în ansamblu.....	92
3.5. Amplasarea optimă a C.H.E.A.P. în S.E.N.....	94
3.6. Concluzii parțiale.....	99
3.7. Bibliografie de capitol.....	100
<b>4. Parametrii de funcționare în sistem a centralelor hidroelectrice de acumulare prin pompaj (101 - 136)</b>	<b>101</b>
4.1. Determinarea preliminară a principalilor parametrii hidroenergetici ai C.H.E.A.P.....	101
4.1.1. Determinarea parametrilor hidroenergetici ai C.H.E.A.P. cu compensare zilnică.....	102
4.1.2. Determinarea parametrilor hidroenergetici ai C.H.E.A.P. cu compensare săptămânală.....	106
4.2. Stabilirea relației dintre debitul pompat și debitul turbinat pentru o C.H.E.A.P..	113
4.2.1 Analiza statistică a valorii lui $\alpha$ .....	114
4.2.2 Exprimarea coeficientului de reversibilitate $\alpha$ funcție de ceilalți parametrii hidroenergetici principali ai unei C.H.E.A.P.....	116

4.3. Corelații privind numărul de grupuri ale C.H.E.A.P.....	121
4.4. Determinarea volumelor utile teoretice pentru o C.H.E.A.P.....	124
4.4.1 Cazul A: pompajul se face cu întreaga putere instalată...	126
4.4.2 Cazul B: pompajul se face cu a - n <sup>o</sup> parte din puterea pompelor în zilele lucrătoare și în noaptea care urmează după o zi nelucrătoare.....	129
4.4.3. Cazul C pompajul se face în zilele lucrătoare cu a - n <sup>o</sup> parte din puterea pompelor.....	130
4.4.4. Comparatie între cele trei cazuri.....	131
4.5. Determinarea raportului dintre puterea absorbită a pompei și puterea produsă de turbină pentru o C.H.E.A.P.....	132
4.6. Concluzii parțiale.....	134
4.7. Bibliografie de capitol.....	135
<b>5. Optimizarea funcționării centralei hidroelectrice cu acumulare prin pompaj Tarnița-Lăpușești (137 - 164)</b>	<b>137</b>
5.1. Considerații generale.....	137
5.1.1 Metoda de calcul hidraulic .....	137
5.1.2 Modelarea hidraulică a curgerii prin conducte sub presiune – EPANET	141
5.1.3 Elemente generale componente ale programului EPANET.....	145
5.2. Modelarea C.H.E.A.P. Tarnița – Lăpușești .....	147
5.2.1 C.H.E.A.P. Tarnița – Lăpușești .....	147
5.2.2 Descrierea modelului EPANET pentru simularea funcționării C.H.E.A.P. Tarnița – Lăpușești .....	154
5.3. Prezentarea și interpretarea rezultatelor.....	156
5.4. Concluzii parțiale.....	163
5.5. Bibliografie de capitol.....	164
<b>6 Concluzii / Recomandări (165 - 169)</b>	<b>165</b>
6.1. Concluzii finale.....	165
6.2. Recomandări.....	169
<b>Contribuții personale .....</b>	<b>170</b>
<b>Anexe (171 - 188)</b>	<b>171</b>
Anexa 1.....	171
Anexa 2.....	175
Anexa 3.....	180
Anexa 4.....	185
<b>Bibliografie .....</b>	<b>189</b>
<b>Prezentarea sintetică a susținerii tezei .....</b>	<b>193</b>

## **LISTA DE FIGURI**

### **Capitolul 1**

- Figura 1.1** Grafic de sarcină - zilnic
- Figura 1.2** Grafic de sarcină – sezonier
- Figura 1.3** Grafic de funcționare al centralelor
- Figura 1.4** Schema *The* cu circuit închis – pur. la cel mixt cu  $\Delta I'$
- Figura 1.5** Schema *The* cu circuit deschis – pur. la cel mixt cu  $\Delta I'$
- Figura. 1.6** Schema de amenajare a râului Lotru
- Figura. 1.7** Schema de amenajare a râului Olt pe sectorul Slatina – Dunăre
- Figura 1.8** Profilul longitudinal al râului Olt pe sectorul Slatina – Dunăre
- Figura 1.9** Schema de amenajare a râului Sebeș
- Figura 1.10** Amenajarea râului SEBEȘ – profil sinoptic
- Figura 1.11** Schema de amenajare a bazinului SOMEȘ și DRĂGAN - IAD
- Figura 1.12** Amenajarea Complexă Bârzava Superioară
- Figura 1.13** Schema sinoptică Bârzava Superioară
- Figura 1.14** Vedere a C.H.E.A.P. Mont Hope
- Figura 1.15** Principiu de funcționare C.H.E.A.P

### **Capitolul 2**

- Figura 2.1** Graficul investițiilor în ultimul deceniu
- Figura 2.2** Structura producției de energie electrică din S.E.N. – anul 2000
- Figura 2.3** Schema de compensare pentru centrala hidroelectrică de acumulare
- Figura 2.4** Caracteristica turbinei universale F115
- Figura 2.5** Diagrama de funcționare a turbinei Francis  $Q = Q(\eta, H)$
- Figura 2.6** Curba orografică  $V=f(H)$  a lacului Vâja
- Figura 2.7** Producția de energie electrică anuală – C.H.E. Clocoțiș
- Figura 2.8** Cazurile tipice de utilizare a pompajului în hidroenergetică

### **Capitolul 3**

- Figura 3.1.** Încadrarea C.H.E.A.P. în regim de turbinare
- Figura 3.2** Încadrarea C.H.E.A.P. în regim de pompare
- Figura 3.3** Variația funcției  $F = M \cdot P_{HP}^2 + N \cdot P_{HP}$
- Figura 3.4** Puterea limită a C.H.E.A.P.

**Figura 3.5** Funcționarea centralelor electrice în S.E.N. anul 2010, trimestrul I

**Figura 3.6** Funcționarea centralelor electrice în S.E.N. anul 2010, trimestrul II

**Figura 3.7** Funcționarea centralelor electrice în S.E.N. anul 2010, trimestrul III

**Figura 3.8** Funcționarea centralelor electrice în S.E.N. anul 2010, trimestrul IV

**Figura 3.9** Amplasament și profil longitudinal C.H.E.A.P Tarnița-Lăpușești

**Figura 3.10** Posibilități de realizare de C.H.E.A.P amonte de lacul Vidraru

**Figura 3.11** Schema de amenajare C.H.E.A.P Poiana Mare – DUBOVA

### **Capitolul 4**

**Figura 4.1** Diagramele  $V_{uz} = f(P_{iT}, t_T, H)$

**Figura 4.2** Diagramele  $V_{us.1}/V_{uz} = f(t_p, t_p')$

**Figura 4.3** Diagramele  $V_{us.2}/V_{uz} = f(t_p, t_p')$

**Figura 4.4** Principiu de funcționare C.H.E.A.P.

**Figura 4.5** Distribuția valorilor  $\alpha$  în funcție de căderea  $H$  (m.)

**Figura 4.6** Distribuția valorilor  $\alpha$  în funcție de  $\sqrt{\frac{Q_T}{\sqrt{H}}}$

**Figura 4.7** Distribuția valorilor  $\alpha$  în funcție de  $n_s$  a pompei

**Figura 4.8** Nomogramele  $t_T = f(\alpha, t_p, t_p'/t_p)$  compensare săptămânală cu o zi nelucrătoare

**Figura 4.9** Nomogramele  $t_T = f(\alpha, t_p, t_p'/t_p)$  compensare săptămânală cu două zile nelucrătoare

**Figura 4.10** Diagramele  $\frac{V_{us.1}}{V_{uz}} = f(\alpha, t_p/t_T)$  compensare săptămânală cu o zi nelucrătoare

**Figura 4.11** Diagramele  $\frac{V_{us.2}}{V_{uz}} = f(\alpha, t_p/t_T)$  compensare săptămânală cu două zile nelucrătoare

**Figura 4.12** Diagramele  $\frac{V_{us.2}}{V_{us.1}} = f(\alpha, t_p/t_T)$  compensare săptămânală

**Figura 4.13** Distribuția numărului de grupuri în C.H.E.A.P. funcție de căderea  $H$

**Figura 4.14** Distribuția numărului de grupuri în C.H.E.A.P. funcție de  $\sqrt{\frac{Q_T}{\sqrt{H}}}$

**Figura 4.15** Distribuția numărului de grupuri în C.H.E.A.P. funcție de puterea instalată  $P_i$  (MW)

**Figura 4.16** Distribuția numărului de grupuri în C.H.E.A.P. funcție de puterea instalată a grupului

**Figura 4.17** Diagramele variației volumelor utile în funcție de cădere, pentru acumularea unei C.H.E.A.P. cu  $P_1 = 500$  MW

## **Capitolul 5**

**Figura 5.1** Schema unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj în circuit închis

**Figura 5.2** Elemente componente generale ale modelării cu programul EPANET

**Figura 5.3** Localizarea C.H.E.A.P. Tarnița - Lăpușești

**Figura 5.4** Profil longitudinal prin C.H.E.A.P. Tarnița - Lăpușești

**Figura 5.5** Plan ansamblu sala mașinilor C.H.E.A.P. Tarnița - Lăpușești

**Figura 5.6** Profil longitudinal prin sala mașinilor C.H.E.A.P. Tarnița - Lăpușești

**Figura 5.7** Elemente componente ale modelului C.H.E.A.P. Tarnița – Lăpușești

**Figura 5.8** Perioade caracteristice de funcționare a C.H.E.A.P. Tarnița-Lăpușești

**Figura 5.9** Variația nivelurilor apei din lacurile C.H.E.A.P. Tarnița – Lăpușești, varianta fără castele de echilibru

**Figura 5.10** Variația nivelurilor apei din lacurile C.H.E.A.P. Tarnița – Lăpușești, varianta cu castele de echilibru

**Figura 5.11** Variația nivelurilor apei din castelul de echilibru: pornire și oprire pompaj

**Figura 5.12** Variația nivelurilor apei din castelul de echilibru: pornire și oprire turbinare

**Figura 5.13** Variația nivelului apei din castelul de echilibru, pas de reprezentare identic cu pasul de timp al calculului hidraulic

**Figura 5.14** Variația nivelului apei din castelul de echilibru, pas de reprezentare diferit de pasul de calcul hidraulic

## **LISTA DE TABELE**

### **Capitolul 1**

**Tabelul 1.1** Principalele stații de pompare din România, cu rol în producerea energiei electrice

### **Capitolul 2**

**Tabelul 2.1** Producția de energie pe principalele amenajări hidroenergetice

**Tabelul 2.2** Datele hidrologice ale râului Bistrița pe perioada: 1971-1990

**Tabelul 2.3** Mărimi ce intervin în calculul puterii centralei Clocotiș**Capitolul 3**

**Tabelul 3.1** Valorile mărimilor caracteristice în regim de pompare funcție de parametrul  $k_p$

**Tabelul 3.2** Efecte ale funcționării C.H.E.A.P. în raport cu funcțiunile îndeplinite

**Tabelul 3.3** Consumul specific (gcc/KWh) al grupurilor mari

**Capitolul 4**

**Tabelul 4.1** Estimarea preliminară a randamentelor funcție de cădere

**Tabelul 4.2** Valori ale volumelor utile – compensare zilnică - funcție de căderi și puterea instalată de 200 MW

**Tabelul 4.3** Valori ale volumelor utile – compensare zilnică - funcție de căderi și puterea instalată de 400 MW

**Tabelul 4.4** Valori ale volumelor utile – compensare zilnică - funcție de căderi și puterea instalată de 500 MW

**Tabelul 4.5** Valori ale volumelor utile – compensare zilnică - funcție de căderi și puterea instalată de 1000 MW

**Tabelul 4.6** Valori ale volumelor utile – compensare zilnică - funcție de căderi și puterea instalată de 1500 MW

**Tabelul 4.7** Valorile raportului  $V_{us.1}/V_{uz}$  funcție de timpii de pompaj

**Tabelul 4.8** Valorile raportului  $V_{us.2}/V_{uz}$  funcție de timpii de pompaj

**Tabelul 4.9** Valorile raportului  $V_{us.2}/V_{us.1}$  funcție de timpii de pompaj

**Tabelul 4.10** Valori ale lui  $t_T$  funcție de  $t_p$  și  $\alpha_m = 0.7$

**Tabelul 4.11** Valorile volumelor utile  $V_{us.1}$  și  $V_{us.2}$  funcție de coeficientul de reversibilitate, debitul turbinat și timpii de turbinare, respectiv pompaj

**Tabelul 4.12** Valorile volumelor, compensare zilnică, în raport cu  $\alpha$ ,  $Q_T$  și  $t_p$

**Tabelul 4.13** Volume utile (mil.  $m^3$ ) pentru o putere instalată  $P_T = 500$  MW în funcție de căderea H

**Tabelul 4.14** Comparatie între cele 3 cazuri de funcționare în pompaj

**Tabelul 4.15** Raportul dintre puterea absorbită a pompei și puterea produsă de turbină funcție de randamentul total al ciclului de pompare turbinare  $\eta_C = 0.70$

**Capitolul 5**

**Tabelul 5.1** Plan de exploatare preliminar al C.H.E.A.P. Tarnița - Lăpuștești

**Tabelul 5.2** Plan de exploatare sintetizat al C.H.E.A.P. Tarnița - Lăpuștești



## INTRODUCERE

Dacă la nivelul anilor '80 - '90 la noi în țară se punea problema dezvoltării bazei energetice, cu prioritate în cadrul procesului complex al extinderii bazei de producție, în momentul de față se pune problema dezvoltării bazei energetice printr-o valorificare cât mai eficientă a acumulărilor existente. A devenit astfel, de stringentă actualitate, dezvoltarea bazei energetice, în condițiile unei perfecționări continue a optimizării exploatarei centralelor electrice, cu scopul de a se putea satisface în condiții optime cererea de energie, din surse convenționale, cât și din surse neconvenționale, cu protecția surselor epuizabile și avantajoase din punct de vedere economic.

Energia hidrolică este inepuizabilă și pretinde un efort economic minim în exploatare. În perioada de realizare, amenajarea hidroenergetică este mai costisitoare, deosebit de exigentă, necesitând un efort uman și financiar deosebit. În rândul producătorilor de hidroenergie, centralele hidroelectrice de acumulare prin pompaj (C.H.E.A.P.) corespund în cea mai mare măsură procesului de compensare în timp a producției hidroenergetice, activitate necesară, oportună și de remarcabilă valoare economico-energetică din cauza repartiției neuniforme în timp a parametrilor hidrologici respectiv a consumurilor de energie.

Realizarea amenajărilor hidroenergetice fiind costisitoare, s-a căutat valorificarea amenajărilor deja existente de la noi din țară pentru construirea centralelor hidroelectrice de acumulare prin pompaj, folosind în cadrul schemei de amenajare a acestora, drept rezervor inferior – lacuri existente.

Unele date și rezultate, deosebit de semnificative, reprezintă efortul depus la nivelul întregii economii a țării noastre în actualitatea și perspectiva dezvoltării tehnologice. În conformitate cu noile orientări pe plan energetic, față de ponderea producției hidroenergetice din etapa actuală, vor interveni în viitor importante schimbări. La nivelul anului 1998 energia termică s-a afirmat cu o pondere de 59%, din care 23.8% are la bază cărbunele inferior, respectiv utilizarea șisturilor combustibile, iar 35.2% utilizează cărbunele superior. În actele normative, energia hidroelectrică este reprezentată cu o pondere de 31%, iar 10% reprezintă ponderea adusă de centrala nucleară de la Cernavodă.

La nivelul anului 2010 se prevede scăderea ponderii energiei din combustibili fosili, și intervine sporită, energia nucleareo-electrică, la ponderea de 18%, urmând ca pe viitor să se micșoreze în continuare ponderea acestor forme de energie epuizabilă, în timp ce hidroenergia va realiza un ritm tot mai mare de utilizare. Îndeplinirea acestor direcții, în dezvoltarea optimizată a producției energetice în general și a

producției de hidroenergie în special, este indiscutabil legată de studiul aprofundat și de continua perfecționare a centralelor hidroelectrice precum și de exploatarea lor rațională.

Centralelor hidroelectrice de acumulare prin pompaj le revine mai ales obligația de a asigura acoperirea vârfurilor de consum energetic, realizând transferul de energie electrică de la gol la vârf. Prin intervenția centralelor hidroelectrice de acumulare prin pompaj se poate ajunge la o mai bună uniformizare a funcționării centralelor termo, în special la golul de sarcină săptămânal, evitându-se reduceri ale sarcinii, pe anumite grupuri, sub minimul tehnic, și oprirea unor grupuri. Prin transferul de energie electrică de la gol la vârf, pe lângă uniformizarea funcționării centralelor termo, centralele hidroelectrice de acumulare prin pompaj mai au ca efect și economisirea sezonieră a apei din marile lacuri de acumulare și o influență asupra pierderilor din rețelele electrice.

Funcțiile centralelor hidroelectrice de acumulare prin pompaj (C.H.E.A.P.) în sistemul energetic național vor evolua în timp. Astfel, într-o primă etapă, funcția principală va fi cea de reglaj frecvență-putere, ținând cont de creșterea în perspectivă a importului de energie electrică. În prima parte zona de vârf poate fi acoperită în bune condiții de centralele hidroelectrice gravitaționale cu specific de vârf, aflate în funcțiune. Ulterior, datorită epuizării amplasamentelor de centrale hidroelectrice gravitaționale de vârf importante, cu mari lacuri de acumulare, și datorită creșterii cerințelor de apă în scopuri ne-energetice, va crește și funcția de centrală de vârf ce revine C.H.E.A.P.

Aducând în centrul cercetării problema optimizării sistemului energetic național, prezenta teză își propune să contribuie la implementarea centralelor hidroelectrice de acumulare prin pompaj la noi în țară, în vederea valorificării cât mai complete a potențialului hidroenergetic disponibil.

Având scopul menționat, teza a fost dezvoltată pe parcursul a șase capitole, după cum urmează: **Cadrul general al studiilor de optimizare a centralelor hidroelectrice de acumulare prin pompaj, Optimizarea condițiilor tehnice de funcționare a centralelor hidroelectrice de acumulare, Încadrarea centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj (C.H.E.A.P.) în sistemul energetic național (S.E.N.), Parametrii de funcționare în sistem a centralelor hidroelectrice de acumulare prin pompaj, Optimizarea funcționării C.H.E.A.P. Tarnița-Lăpușești, Concluzii / Recomandări.**

## CAPITOLUL 1.

# CADRUL GENERAL AL STUDIILOR DE OPTIMIZARE A CENTRALELOR HIDROELECTRICE DE ACUMULARE PRIN POMPAJ

### 1.1. Problemele optimizării exploatării hidroenergetice. Locul și rolul Centralelor Hidroelectrice cu Acumulare prin Pompaj (C.H.E.A.P.) în energetică.

Efortul depus în compartimentele cercetării, proiectării și realizării centralelor hidroelectrice, de o deosebită complexitate ca structură și funcționalitate, are ca scop final asigurarea celor mai bune condiții de exploatare, prin care se valorifică la nivel superior potențialul energetic al cursurilor de apă. De aceea, perfecționarea continuă a condițiilor de exploatare a centralelor hidroelectrice trebuie să se afirme ca un răspuns necesar la aceste strădanii, formând împreună ansamblul de preocupări care stau la baza progresului real în acest domeniu.

Obiectul studiilor de optimizare a exploatării centralelor hidroelectrice este deosebit de cuprinzător. Ținând seama de realizările importante înregistrate în domeniul hidroenergeticii generale și a aplicațiilor tehnice care îmbogățesc neconținut patrimoniul național, studiile de optimizare trebuie să pornească de la cele mai valoroase rezultate obținute în toate compartimentele de studiu care aparțin acestui domeniu, și anume:

- performanțele realizate în domeniul perfecționării continue a mașinilor hidraulice, a aparatelor de manevră și control, a echipamentelor electromecanice cu randamente ridicate și stabile, cu un grad de fiabilitate ridicat [1.1];

- principiile hidroenergetice moderne, cele mai de seamă rezultate obținute, cu deosebire în condițiile marilor amenajări, orientate conform cerințelor actuale ale economiei [1.7];

- dezvoltarea apreciabilă a construcțiilor hidrotehnice, a centralelor hidroelectrice cu toate obiectivele interconectate;

- utilizarea energiei hidraulice, valorificarea potențialului energetic la locul amenajării, utilizarea eficientă a sistemului informațional și a prognozei hidrologice;

- perfecționarea sistemelor și a metodelor de exploatare tehnică a centralelor hidroelectrice cu deosebire a celor cu acumulări importante, propuneri pentru noi metodologii de îmbunătățire a exploatării hidroenergetice;

- principiile exploatării amenajărilor complexe conform unui domeniu tehnico-științific deja conturat, ingineria resurselor de apă, sisteme în care se

integrează centralele hidroelectrice de acumulare prin pompaj, centrale capabile de producție hidroenergetică în care se valorifică multilateral resursele de apă în folosul societății.

- performanțele în dezvoltarea membranelor artificiale ce conduc la realizarea căptușelilor efective pentru rezervoare, respectiv din punct de vedere ecologic, amenajarea în subteran a majorității lucrărilor unei C.H.E.A.P., cu condiții geologice și geotehnice favorabile ce permite conservarea sau chiar îmbunătățirea frumuseții cadrului natural al regiunii [1.9].

## 1.2. Elemente definitorii ale producției de energie rezultate din cercetarea bibliografică.

După cum se știe C.H.E.A.P. sunt instalații în care energia electrică este produsă prin turbinarea unui volum de apă care, parțial sau în întregime, este adus în bieful amonte (rezervorul superior) prin pomparea apei de la cote inferioare (rezervorul inferior). Asemenea instalații sunt capabile să acumuleze energia disponibilă în afara orelor de vârf de sarcină și pe care să o restituie în orele de vârf ale sistemului energetic [1.2, 1.3, 1.8, 1.15]. Pentru acumulările și instalațiile de pompaj se deosebesc trei tipuri de schemă:

- Centralele hidroelectrice prin pompaj “pur” (C.H.E.A.P.), la care practic întregul volum turbinat provine din rezervorul inferior, de unde este ridicat prin pompare, C.H.E.A.P. este consumatoare de energie electrică, pentru 1 kWh produs prin turbinare consumându-se prin pompare 1.30 - 1.35 kWh [1.12].

- Centralele hidroelectrice “cu pompaj mixt” (C.H.E. - C.H.E.A.P.), la care folosirea posibilităților de acumulare a energiei electrice prin pompaj este combinată cu amenajarea C.H.E. gravitaționale.

- Centrale hidroelectrice cu pompaj “în circuit deschis” cum ar fi stațiile de pompare cu ajutorul cărora se pompează apa colectată prin aducțiuni secundare, situate la niveluri mai mici decât la nivelul de retenție al acumulării principale. Asemenea amenajări, care de fapt reprezintă o cale de a suplimenta debitele medii captate prin pompaj pentru a realiza scheme de amenajare de C.H.E., bazate pe concentrarea debitelor și căderilor, fac astfel, posibilă mărirea gradului de utilizare a potențialului hidroenergetic al cursurilor de apă.

Din punct de vedere energetic, C.H.E.A.P. se împart în centrale de pompaj zilnic, săptămânal și sezonier, în funcție de durata de umplere a bazinelor amonte și aval [1.10].

C.H.E.A.P. cu ciclu de pompaj zilnic, la care pomparea apei se face în orele de sarcină minimă din fiecare zi, iar turbinarea în orele de vârf ale sistemului energetic din fiecare zi, dispun de bazine a căror umplere sau golire se face cel puțin 5-7 ore/zi (figura 1.1).

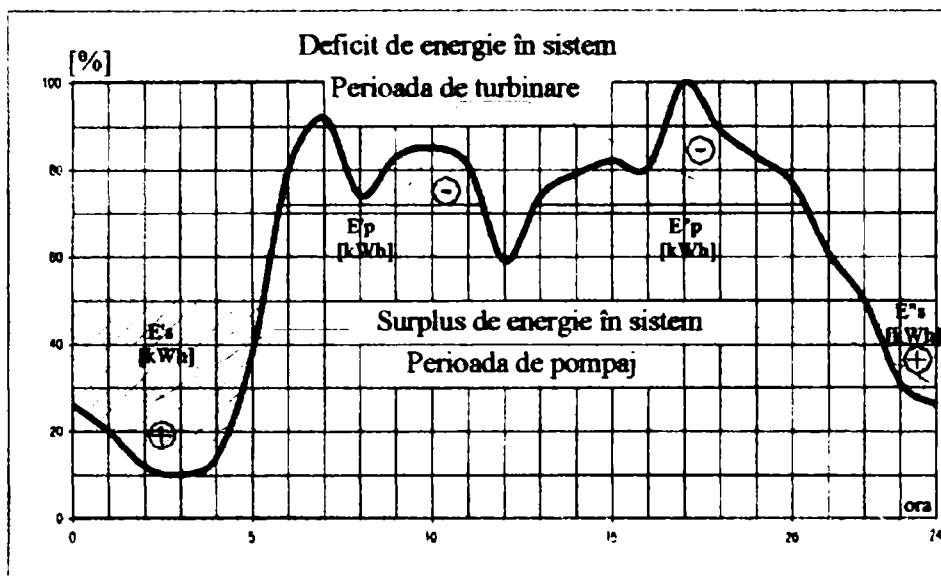


Figura 1.1 Grafic de sarcină - zilnic

C.H.E.A.P. cu ciclu de pompaj săptămânal, la care pe lângă pompajul din orele de sarcină minimă din fiecare zi, pentru umplerea lacului superior, se folosește și puterea disponibilă în orele de sarcină scăzută din zilele nelucrătoare, iar turbinarea are loc în orele de vârf ale sistemului electroenergetic din zilele lucrătoare ale săptămânii. Această categorie de C.H.E.A.P. necesită volume mai mari decât ciclul zilnic, dar mărește sarcina minimă de zile nelucrătoare, ameliorând în acest fel, exploatarea centralelor termoelectrice și a centralelor nucleare-electrice [1.12].

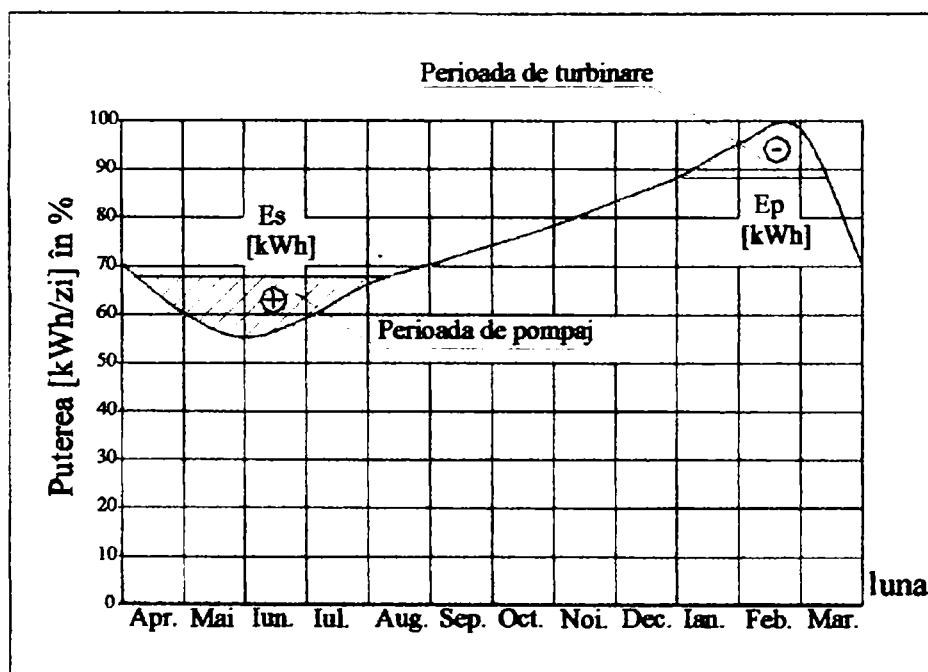


Figura 1.2 Grafic de sarcină - sezonier



C.H.E.A.P. cu ciclu sezonier, la care pomparea are loc în perioadele de debite mari ale anului când există energie de la C.H.E. pe firul apei, iar turbinarea în perioada de ape mici și consum mare de energie. Aceste tipuri de C.H.E.A.P. vor dispune de bazine de mare capacitate, pentru a căror umplere sau golire vor fi necesare mai multe luni. Aceste amenajări permit acumularea unei părți din apa pompată în timpul verii și turbinarea ei iarna (figura 1.2).

### 1.2.1. Încadrarea centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj.

Centralele hidroelectrice cu acumulare prin pompaj se regăsesc în literatura de specialitate și sub denumirea de “*transformatoare hidroenergetice (The.)*”. Acestea primesc la primar energie electrică de bază  $E_1$  – kWh, ( $P_1$  - kW) și produc la secundar  $E_2$  ( $P_2$ ) de vârf. Transformarea energiei electrice și înmagazinarea ei în rezervoare sau lacuri, pe cale complexă electrică, mecanică, hidraulică, justifică denumirea de *The*. Necesitatea construirii *The*. provine din nevoile acoperirii consumului electric variabil în timp și anume [1.5]:

- iarna, consumul energetic este cu 30-50% mai mare decât vara;
- în zilele lucrătoare consumul depășește cu 50-80% pe cel de duminică și sărbători legale;
- în orele zilei consumul la vârful de dimineață și seară depășește pe cel de noapte (golul curbilor de sarcină, când există excedent de energie) cu aproximativ 60-80%.

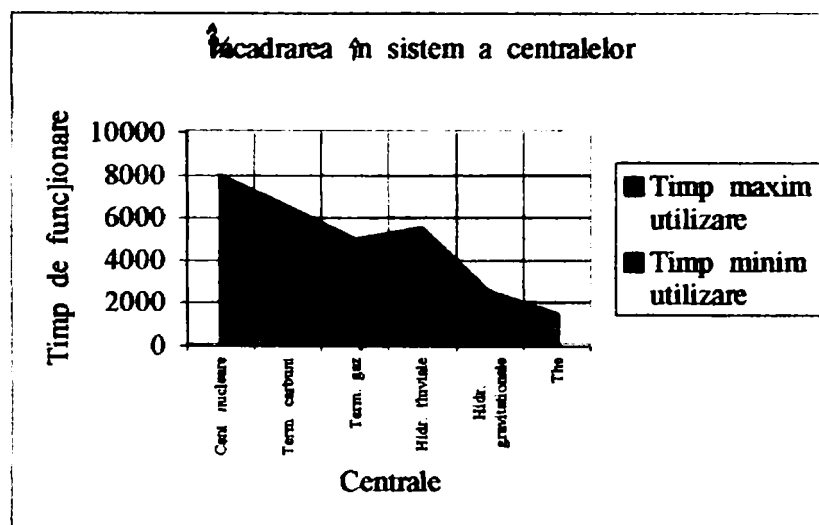


Figura 1.3 Grafic de funcționare al centralelor

Variația în timp a sarcinii electrice  $P=f(t)$  impune anumite moduri de încadrare în sistem a diferitelor categorii de centrale electrice:

- centralele nucleare-electrice funcționează la baza inferioară a graficului sarcinilor cu  $T_u=7000-8000$  h/an, unde  $T_u=E/P_i$  ;

- centralele termoelectrice cu arderea de lignit și cărbune inferior funcționează la baza a doua, cu  $T_u=5500-6500$  h/an;
- centralele cu arderea de gaze se încadrează la semibază,  $T_u=5000$  h/an;
- centralele hidroelectrice fluviale și cele cu căderi  $H$  mici, debite  $Q$  mari și volume utile în lacuri  $V_u$  foarte reduse se încadrează la semibază sau semivârf, cu  $T_u=3500-5500$  h/an;
- centralele hidroelectrice gravitaționale, cu lacuri și căderi mari, funcționează la vârful graficului sarcinii, cu  $T_u=1500-2500$  h/an;
- transformatoarele hidroenergetice (*The*) sunt utile și economice la vârfuri înalte și de scurtă durată, cu  $T_u$  sub 1500 h/an.

Ciclul transformărilor energetice este complex: electric-mecanic-hidraulic și constă din două faze distincte:

- faza primarului (pomparea), în care din rețeaua electrică se prelevă puterea, prin transformatorul coborâtor al tensiunii, electromotorul antrenează pompa și deditează apa în rezervorul superior sau în lac;
- faza secundarului (turbinarea) începe după un anumit timp, în care apa pompată rămâne înmagazinată în rezervor, apoi este golită prin turbina care antrenează generatorul, a cărui putere se restituie rețelei, din nou prin transformatorul de ridicare al tensiunii electrice.

Durata ciclurilor, compusă din cele două faze, diferă după gradul compensării sarcinilor, ca: ciclu zilnic, ciclu săptămânal, ciclu sezonier și foarte rar, anual. Cel mai frecvent este ciclul zilnic în care se compensează sarcinile de vârf cu cele ale golului de noapte.

### 1.2.2. Tipuri de circuite transformatoare

Construcțiile hidrotehnice și echipamentele electromecanice, ca și debitele  $Q$ , căderile  $H$ , puterile  $P$ , determină două tipuri de circuite, fiecare cu două subtipuri, și anume :

- circuitul închis - pur,
- mixt;
- circuitul deschis - pur,
- mixt.

#### 1.2.2.1. Transformatorul hidroenergetic (*The*) cu circuit închis – pur

Acesta constă din rezervorul superior  $R_s$ , rezervorul inferior  $R_i$ , conductă, galerie sau puț forțat și centrala cu echipamente electromecanice. Circuitul este caracterizat prin:



- \*  $V_1 = V_2 = V$ , având volumul pompat  $V_1$  ( $m^3/ciclu$ ) egal cu  $V_2$  turbinat;
- \*  $H_{b1} = H_{b2} = H_b$ , căderi brute egale  $H'$  maxim,  $H''$  minim;
- \*  $H_1 > H_2$ , căderi nete cu  $H_1 = H_b + h_{r1}$ , și  $H_2 = H_b - h_{r2}$ ;
- \*  $Q_{i1} < Q_{i2}$ , debite instalate, datorită  $P_1 < P_1$ ;
- \*  $E_2 = E_1 \cdot \eta$  - energia produsă, ce este mai mică decât energia consumată la pompare  $E_1$ .

$$\eta = \eta_{L_1} \cdot \eta_{T_1} \cdot \eta_m \cdot \eta_p \cdot \eta_{ih_1} \cdot \eta_{h_{2_1}} \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot \eta_{T_2} \cdot \eta_{L_2} \cong 0.6 - 0.7 \quad (1.1)$$

- randamentul global, unde indicii reprezintă randamente parțiale: L – linia electrică, T – transformatorul electric, m – electromotorul, p – pompa, t – turbina, g – generatorul, h – hidraulic, iar 1 – faza pomparei și 2 – faza turbinării.

Pierderea de energie este:

$$\Delta E = E_1 - E_2 = (1 - \eta) \cdot E_1 \cong (0,3 - 0,4) \cdot E_1 \quad (kWh/ciclu) \quad (1.2)$$

Socotind valoarea energiei la vârf  $p_2 \cong 4 \cdot p_1$ , se compară venitul brut  $E_2 \cdot p_2$  cu cheltuielila cu energia de pompare  $E_1 \cdot p_1$  și se obține:

$$\frac{E_2 \cdot p_2}{E_1 \cdot p_1} = \eta \cdot \frac{p_2}{p_1} = 0,65 \cdot 4 \cong 2,6. \quad (1.3)$$

Deci, cu toate că se pierde energie, excedentară de noapte, valoarea mai mare a energiei de vârf face ca venitul să fie de aproximativ 2,6 ori mai mare decât cheltuiala cu energia de pompare.

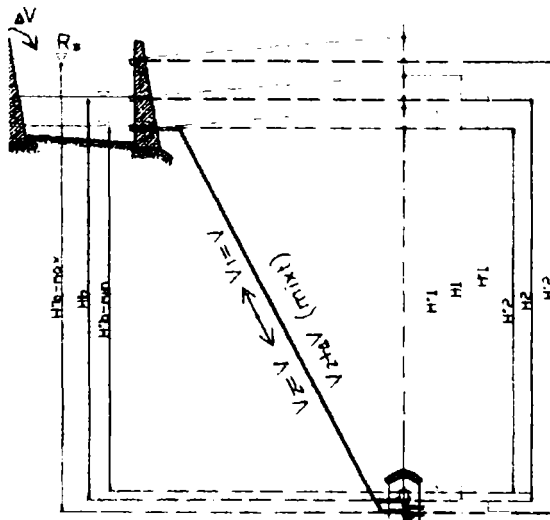


Figura 1.4 Schema The cu circuit închis – pur, la cel mixt cu  $\Delta V$

În lume, din categoria centralelor cu acumulare prin pompaj, acestea sunt cele mai multe.

### 1.2.2.2. Transformatorul hidroenergetic (The) cu circuit închis – mixt

În schema din figura 1.4 se introduce volumul  $\Delta V$  ( $m^3/ciclu$ ), provenit din precipitațiile de pe versanți ce înconjoară rezervorul sau din captarea unor afluenți, pe cale gravitațională. Se numește circuit mixt deoarece  $V_2 = V_1 + \Delta V > V_1$ , caz în care pierderea de energie într-un ciclu este:

$$\Delta E = E_1 - E_2 = E_1 \cdot \left[ 1 - \left( 1 + \frac{\Delta V}{V_1} \right) \cdot \eta \right] \quad (kW/h) \quad (1.4)$$

Transformatorul devine autoportant, adică fără pierderi dacă se anulează paranteza mare:

$$\left[ 1 - \left( 1 + \frac{\Delta V}{V_1} \right) \cdot \eta \right] = 0 \Rightarrow \frac{\Delta V}{V_1} = \frac{1}{\eta} - 1 \quad (1.5)$$

deci la un randament de aproximativ 0,65,  $\Delta V$  trebuie să fie:  $\Delta V = 0,54 \cdot V_1$ . Dacă coeficientul este mai mare decât 0,54 – The devine supraportant - și deci se câștigă energie.

### 1.2.2.3. Transformatorul hidroenergetic (The) cu circuit deschis – pur

În acest caz “primarul” este o stație de pompare pe râul 1 (figura 1.5), cu pompe debitând volumul  $V_1$  în rezervorul  $R_s$ , iar “secundarul” constă din conducta forțată și centrala cu turbine și generatoare, amplasată pe râul 2, situat la altitudine mai mică. În consecință, debitele pompate din râul 1 ajung în 2 și nu se mai reîntorc, de unde provine și denumirea de circuit deschis, care mai este și pur deoarece  $V_2 = V_1$ , deci  $\Delta V = 0$ .

Acest transformator servește derivării unor afluenți sau râului 1, situați mai jos decât rezervorul  $R_s$ , spre acesta prin pompare, când derivarea gravitațională este imposibilă, sau când este deosebit de scumpă.

În acest caz pierderea de energie într-un ciclu este:

$$\Delta E = E_1 - E_2 = E_1 \cdot \left[ 1 - \left( 1 + \frac{\Delta H}{H_{b1}} \right) \cdot \eta \right] \quad (kW/h) \quad (1.6)$$

Transformatorul devine autoportant, dacă se anulează paranteza mare:

$$\left[ 1 - \left( 1 + \frac{\Delta H}{H_{b1}} \right) \cdot \eta \right] = 0 \Rightarrow \frac{\Delta H}{H_{b1}} = \frac{1}{\eta} - 1 = (0,43 - 0,67) \quad (1.7)$$

sau supraportant, cu câștig de energie, la un coeficient mai mare de 0,43 – pentru  $\eta = 0,7$  respectiv, la un coeficient mai mare de 0,67 - pentru  $\eta = 0,6$ .

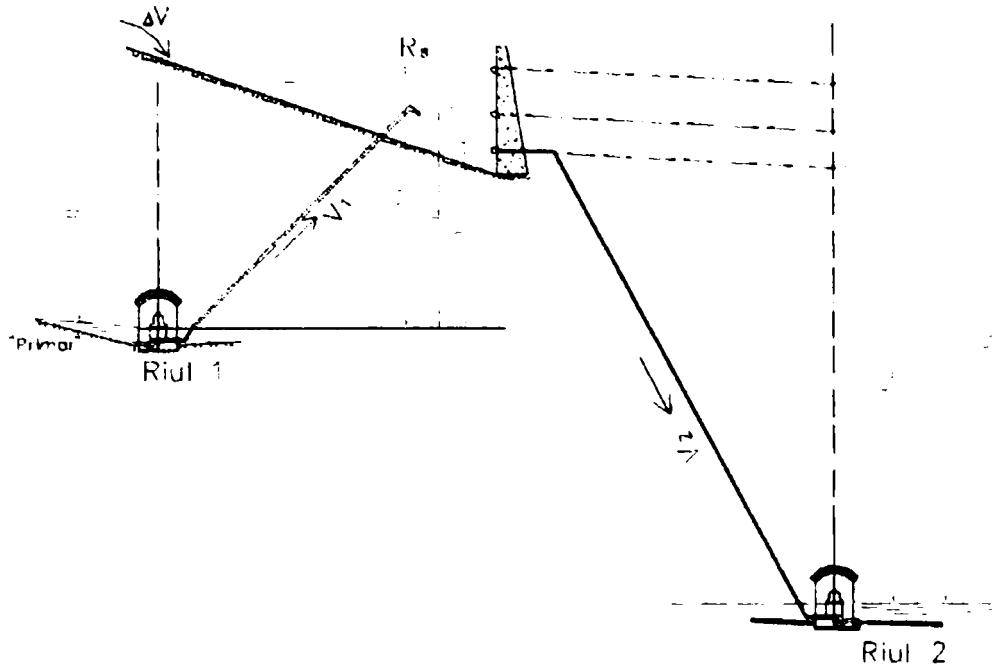


Figura 1.5 Schema The cu circuit deschis – pur, la cel mixt cu  $\Delta V$

#### 1.2.2.4. Transormatorul hidroenergetic (The) cu circuit deschis – mixt

Captând în rezervorul  $R_s$ , din figura 1.5 un volum de apă suplimentar  $\Delta V$  gravitațional, de pe versanți sau afluenți, circuitul devine mixt și mai economic decât cele trei tipuri anterioare, pierderea de energie într-un ciclu fiind:

$$\Delta E = E_1 - E_2 = E_1 \cdot \left[ 1 - \left( 1 + \frac{\Delta V}{V_1} \right) \cdot \left( 1 + \frac{\Delta H}{H_{b1}} \right) \cdot \eta \right] \quad (kW/h) \quad (1.8)$$

La  $\left[ 1 - \left( 1 + \frac{\Delta V}{V_1} \right) \cdot \left( 1 + \frac{\Delta H}{H_{b1}} \right) \right] > \frac{1}{\eta}$  The devine supraportant,  $E_2$  fiind mai mare decât  $E_1$ .

### 1.3. Definirea studiului actual pe plan național, ca problematică și rezultate din domeniul exploatării hidroenergetice.

#### 1.3.1. Considerații asupra practicilor actuale de optimizare hidroenergetică pe plan național.

În paralel cu dezvoltarea în ritm intens a amenajărilor hidroenergetice se manifestă atât pe plan național, cât și pe plan mondial tendința de aprofundare a aspectelor teoretice cu efect direct asupra eficienței exploatării. Preocupări recente

reafirmă că strategia exploatării optime pe termen lung realizată printr-o tactică energetică săptămânală-zilnică constituie principala pârghie în exploatare.

Principalele aspecte care se afirmă din ce în ce mai mult sunt dezvoltarea intensivă a exploatării în sensul producerii unei calități superioare a energiei, cu precădere energie de vârf și aspectul intensiv de producere a unor cantități suplimentare de energie prin micșorarea echivalenților specifici de apă pentru producerea unității de energie [1.11].

Referitor la aceste aspecte se menționează efortul depus în domeniul cercetării matematice, a metodelor și modelelor elaborate care constituie baza teoretică a unor cercetări viitoare. Există posibilități de a ridica eficiența în acest domeniu prin luarea în considerare a următoarelor aspecte:

1). Studiul funcției compensatoare a lacurilor de acumulare oferă mari posibilități de utilizare a stocurilor de apă, permițând transferul din perioada cu aflux ridicat de apă în acumulare, în perioada cu aflux redus, dar cerere de energie mare. În acest fel centralele hidroelectrice vor lucra în exclusivitate în zona de vârf a graficelor de sarcină [1.6] și se vor integra alături de centralele hidroelectrice de acumulare prin pompaj (C.H.E.A.P.) în condiții justificate energo-economice în preluarea strictă a părții variabile a graficelor de sarcini. Pe această cale se poate mări producția de energie de vârf și posibilitatea de supraechipare a centralelor.

2). De cea mai mare însemnătate în optimizarea exploatării hidroenergetice se afirmă valorificarea deplină a performanțelor energetice a hidroagregatelor, ridicată neînterupt prin contribuția prestigioasă a cercetării moderne de specialitate. Funcționarea hidroagregatelor în zona randamentelor maxime trebuie să devină în mod concret o realitate cucerită prin cercetarea științifică, teoretică, și valorificată în exploatarea centralelor hidroelectrice, reprezentând principala caracteristică a progresului tehnic în domeniu.

3). În paralel cu producția hidroenergetică a amenajărilor complexe trebuie să se țină seama și de acțiunea pasivă de atenuare a undei de viitură, de micșorare a pierderilor de apă prin deversări și a efectelor dăunătoare cauzate de inundații, ca și de gospodărirea rațională a stocurilor de apă, în folosul irigațiilor, alimentărilor cu apă și a navigației, în paralel cu măsurile pentru păstrarea calității apei.

4). Până la elaborarea prezentei lucrări, au fost create și justificate elemente valoroase ale exploatării optimizate a centralelor hidroelectrice. La nivelul Sistemului Energetic Național (S.E.N.) problemele abordate se găsesc în stadiul de pregătire și introducere în domeniu. Se apreciază ca deosebit de valoroase și utile aceste suporturi ale optimizării exploatării centralelor hidroelectrice, care trebuie să

rezulte din cercetare pluridisciplinară, luând în considerare sistematizarea materialului hidrometric în vederea perfecționării dispecerului de exploatare, analiza și optimizarea funcției compensatoare, satisfacerea cât mai bună a cerințelor sistemului energetic, respectiv încadrarea optimă în graficele de sarcini cu valorificarea performanțelor hidroagregatelor la nivelul cărora se finalizează întregul proces al producției hidroenergetice.

Totodată amenajările hidroelectrice trebuie să se încadreze armonios în peisaj, evitând în același timp inundarea localităților, a căilor de comunicație și a terenurilor agricole. Ele pot promova turismul, sportul și agrementul, măbind randamentul social al lucrărilor.

1.3.2. Considerații asupra situației actuale a centralelor hidroelectrice de acumulare prin pompaj. Realizări în domeniu.

În prezent, în România nu există nici o uzină hidroelectrică cu acumulare prin pompaj. Stațiile de pompaj energetic de puteri mici, de ordinul a 5-20 MW și uzinele fluviale de pe Oltul inferior, care au fost echipate cu hidroagregate bulb reversibile, nu pot fi considerate ca realizări precedente în acest domeniu. Mai mult decât atât, grupurile bulb concepute ca mașini reversibile de industria românească, nu pot funcționa decât în regim de generator. Totuși ca punct de plecare în ceea ce privește realizarea centralelor hidroelectrice de acumulare prin pompaj, trebuiesc amintite schemele de amenajare de pe râul Lotru, respectiv de pe Oltul inferior, amenajarea de pe râul Sebeș, amenajarea de pe râul Drăgan-Remeți, amenajarea complexă Bârzava Superioară.

## AMENAJAREA LOTRU – CIUNGET

Amenajarea Lotru–Ciunget reprezintă amenajarea cu cea mai mare putere instalată de pe râurile interioare ale României, 510 MW, cu o producție de 1100 GWh/an. Schema de amenajare (figura 1.6) cuprinde două părți distincte:

- firul principal, care amenajează căderea sectorului de cataracte al Lotrului între punctele Vidra și Mălaia;
- sistemul de captări și aducțiuni secundare, care suplimentează debitul captat cu  $11 \text{ m}^3/\text{s}$  față de  $4.5 \text{ m}^3/\text{s}$  ai cursului principal și asigură 73% din stocul de apă necesar producției de energie.

Firul principal cuprinde barajul Vidra, cu o înălțime de 121 m, care realizează o acumulare totală de 340 milioane  $\text{m}^3$ , priza de apă, galeria de aducțiune de 13.47

km cu un diametru interior de 5 m, castelul de echilibru, casa vanelor, galeria forțată de 1.32 km și diametru interior de 4 m, centrala subterană situată la 140 m sub nivelul râului învecinat Lotrița echipată cu trei turbine Pelton cu ax vertical, cu o putere instalată de 174 MW fiecare, galeria de fugă de 6.5 km lungime și instalațiile anexe.

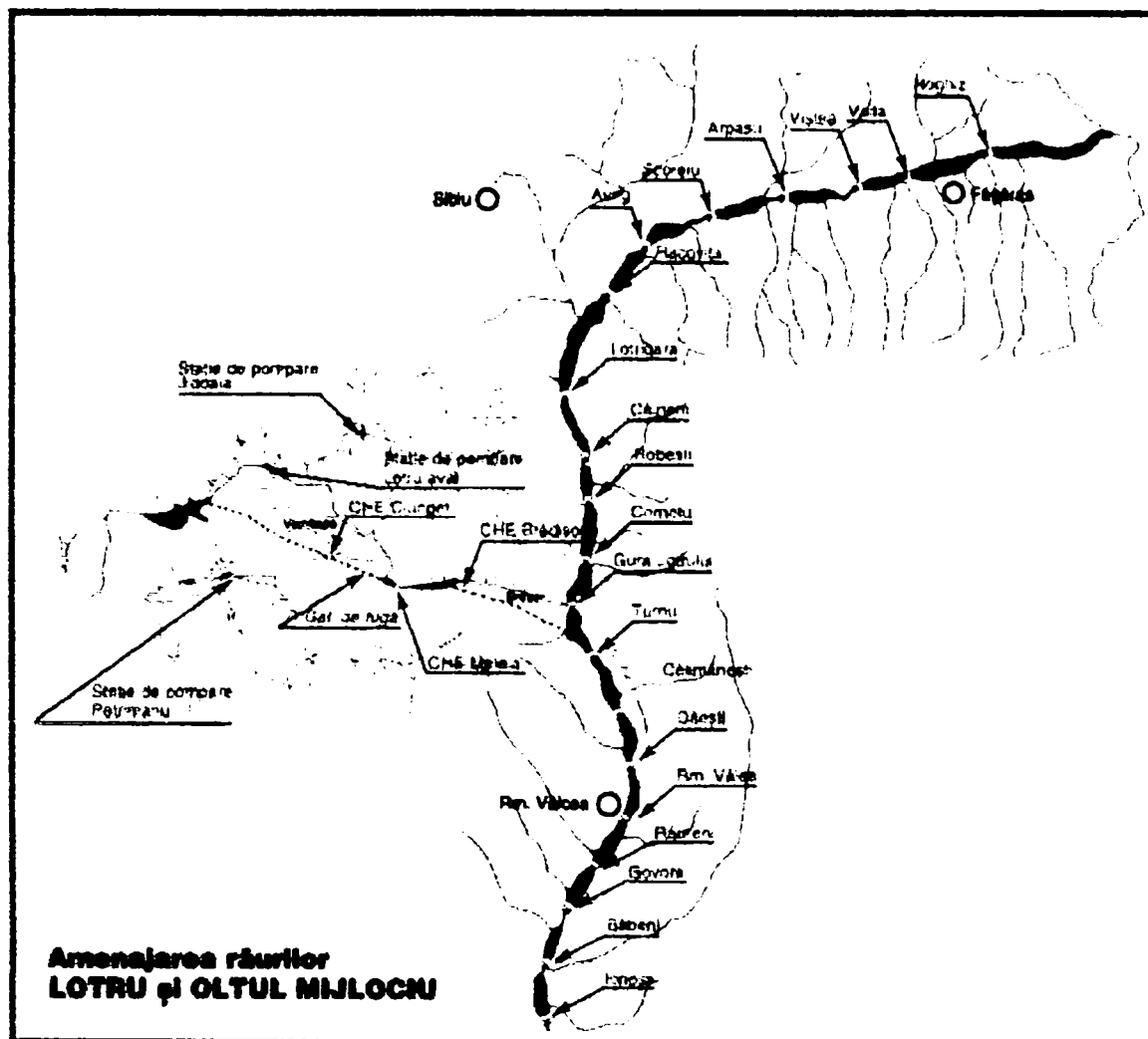


Figura 1.6 Schema de amenajare a râului Lotru

Sistemul aducțiunilor secundare cuprinde rețeaua gravitațională, prin care se aduc în lacul principal debite captate la cote superioare nivelului maxim din lac, și rețeaua cu pompaj, deservită de trei stații de pompare, care pompează în lac debitele captate la cote inferioare. Captările secundare, în număr de 87, au o lungime a derivațiilor de 156 km, gravitațional venind în lac  $9,32 \text{ m}^3/\text{s}$ , iar prin cele trei stații de pompare se aduc  $24 \text{ m}^3/\text{s}$ , ceea ce a permis realizarea unui debit instalat de  $80 \text{ m}^3/\text{s}$ . Sistemul mai cuprinde 70 de apeducte și patru baraje arcuite [Galbenu (60 m), Petrimanu (49 m), Balindru (42 m), Jidoaia (50 m)], care creează acumulările pentru stațiile de pompare și cele trei stații de pompare (Jidoaia-Voineșița, Lotru aval - Balindru, Petrimanu) cu putere totală de 52.4 MW.

În aval de deșurarea galeriei de fugă a hidrocentralei Ciunget au mai fost puse în funcțiune două unități hidroenergetice la Mălaia –  $18.3 \text{ MW}$  - și la Brădișor –  $110$



MW, ambele însumând o producție de 262 GWh/an mediu. De la punerea în funcțiune a hidrocentralei Ciunget, aceasta a produs până la 1 noiembrie 1997 (25 de ani) cantitatea de 20 440 GWh.

## AMENAJAREA COMPLEXĂ A OLTULUI INFERIOR PE SECTORUL SLATINA – DUNĂRE

Potențialul hidroenergetic al bazinului râului Olt reprezintă 1867 MW cu o energie de 4442 GWh/an (17% din potențialul râurilor interioare). Acest potențial este concentrat pe Olt de la Făgăraș la Islaz și pe afluenții săi Lotru și Sadu-Cibin.

Amenajarea cursului inferior al râului Olt, pe sectorul Slatina – Dunăre a fost proiectată în vederea realizării simultane a următoarelor utilizări:

- asigurarea volumelor de apă necesare pentru irigarea unor mari suprafețe de teren;
- realizarea primei căi navigabile pe râurile interioare între Slatina și Dunăre;
- crearea posibilităților de atenuare a viiturilor și scoaterea de sub inundații a unor terenuri agricole;
- asigurarea volumelor de apă pentru orașele și consumatorii industriali din zonă;
- redarea circuitului agricol a tuturor suprafețelor adiacente, cu compensarea celor ocupate prin lucrări;
- ameliorarea mediului înconjurător în zona amenajată, turism, agrement și altele.

Se menționează în primul rând concepția pentru funcționarea reversibilă a întregii cascade cu cinci trepte egale (figura 1.7; figura 1.8), atât ca producător de energie electrică (puterea maximă fiind de 265 MW cu o energie medie de 512 GWh/an) cât și ca stații de pompare în lanț, prevăzându-se aducerea a circa 1 miliard  $m^3$  de apă pe an, din Dunăre până la partea superioară a Câmpiei Dunării. Echipamentele hidromecanice au fost executate în țară, grupurile bulb reversibile fiind o premieră, funcționând cu o cădere de 13.5 m și debite de 125  $m^3/s$  ca turbină și 53  $m^3/s$  ca pompă. Lungimea sectorului amenajat este de 73.5 km, între limita aval a orașului Slatina și comuna Izbiceni, situată la 12.6 km de vărsarea Oltului în Dunăre. Schema de amenajare cuprinde 5 noduri hidrotehnice și diguri longitudinale pentru delimitarea celor 5 acumulări (Ipotești, Drăgănești, Frunzaru, Rusănești, Izbiceni), 2 porturi (Slatina și Drăgănești) amplasate pe lacurile Ipotești și Frunzaru, respectiv șenalele de navigație de la coada lacurilor de acumulare.



### Amenajarea râului OLT INFERIOR

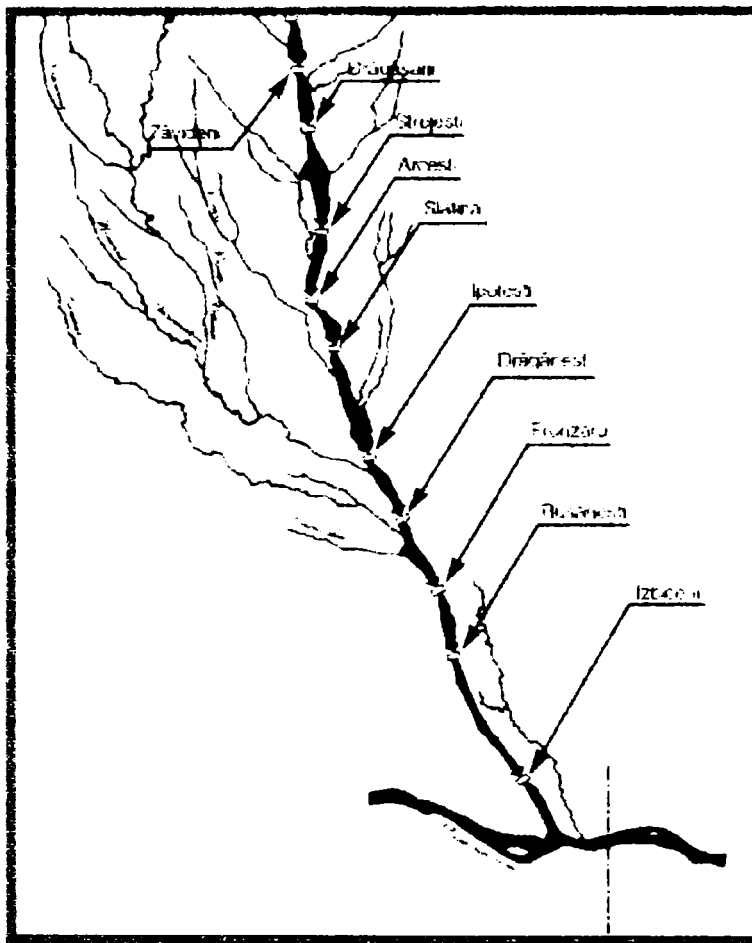


Figura 1.7 Schema de amenajare a râului Olt pe sectorul Slatina – Dunăre

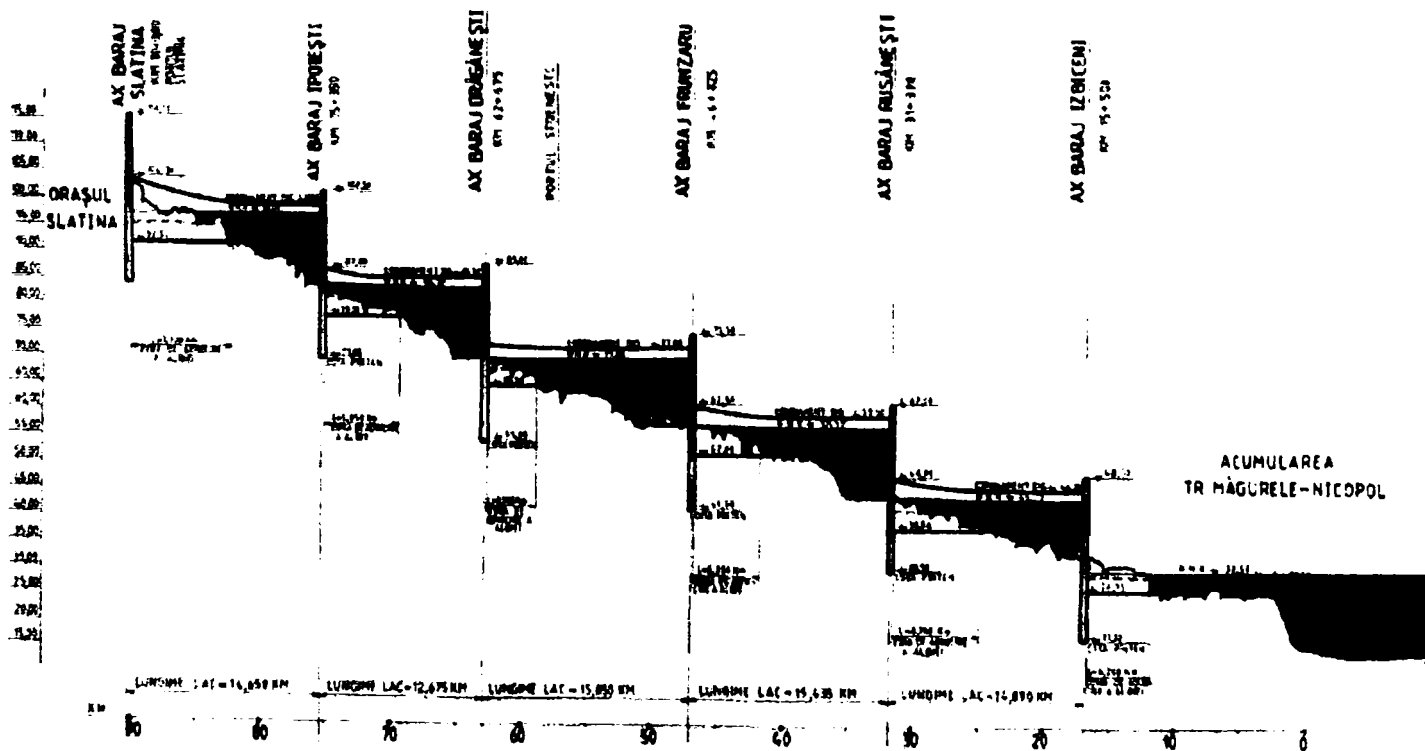


Figura 1.8 Profilul longitudinal al râului Olt pe sectorul Slatina – Dunăre

Pentru racordarea sectorului Ipotești – Izbiceni cu Dunărea proiectul inițial a prevăzut posibilitatea realizării S.H.E.N. Turnu Măgurele – Nicopol, proiect ce nu mai este viabil în momentul de față datorită imposibilității realizării acordului cu partea bulgară. Ca variantă de rezervă, a fost luată în calcul posibilitatea realizării unei noi trepte, hidrocentrala de la Islaz, cu o putere de 30 MW, echipată cu turbine bulb reversibile, baraj și ecluză identică cu cele 5 din sectorul Ipotești – Izbiceni.

Cu toate acestea, schema de amenajare pe sectorul Ipotești – Izbiceni, în momentul de față, nu cuprinde decât faza de turbinare, datorită dificultăților de funcționare ce există la turbinele bulb-reversibile, cu care centralele sunt echipate.

## AMENAJAREA COMPLEXĂ A RÎULUI SEBEȘ

Râul Sebeș izvorește de sub vârful Cindrelu din munții Cibinului la o altitudine de peste 2000 m.d.M. și după ce își adună apele dintr-un bazin hidrografic de 1300 km<sup>2</sup> se varsă în Mureș în dreptul localității Sebeș – Alba. Pe întregul său curs de cca. 100 km râul are o cădere de 1135 m între confluența râurilor Frumoasa și Tărtărău (1350 m.d.M.) și vărsarea în Mureș (215 m.d.M.), pe acest parcurs debitele module variind între 4,10 m<sup>3</sup>/s și 9,54 m<sup>3</sup>/s.

Din potențialul mediu hidroenergetic al întregului râu de 700 GWh/an s-a amenajat până în prezent un potențial de 606 GWh/an prin realizarea a patru hidrocentrale dintre care primele pe derivații și ultima de tipul centrală baraj (fig.1.9):

➤ Treapta Gîlceag – valorifică o cădere brută de 465 m între N.N.R. lacul Oașa (1255 m.d.M.) și N.N.R. lac Tău (790 m.d.M.) pentru un debit instalat de 40 m<sup>3</sup>/s ceea ce conduce la o centrală cu o putere instalată de 150 MW și o producție de 260 GWh/an. Principalele uvraje ale treptei sunt:

- barajul de anrocamente Oașa cu înălțimea de 91 m care creează o acumulare cu un volum total de 130 milioane m<sup>3</sup>;
- galeria de aducțiune principală în lungime de 8456 m continuată cu nodul de presiune și galeria forțată în lungime de 742 m;
- centrala subterană Gîlceag echipată cu două grupuri Francis de 75 MW;
- galeria de fugă;
- rețeaua de captări și aducțiuni secundare cuprinzând 6 captări și 6612 m galerii și o stație de pompare (Gîlceag pe râul Cugir cu 2 pompe având puterea instalată de 20 MW, debitul instalat de 2,6 m<sup>3</sup>/s și o înălțime de pompaj de 510 m);

➤ Treapta Șugag – situată în aval de treapta Gâlceag, valorifică o cădere brută de 381 m între N.N.R. lac Tău (790 m.d.M.) și N.N.R. lac Nedeiu (409 m.d.M.) pentru un debit instalat de  $51,6 \text{ m}^3/\text{s}$  ceea ce conduce la o putere instalată în centrala Șugag tot de 150 MW și o producție de energie de 260 GWh/an. Principalele uvraje ale treptei sunt:

- barajul în arc Tău cu înălțimea de 78 m care creează o acumulare cu un volum total de 21,3 milioane  $\text{m}^3$  din care 18,5 milioane  $\text{m}^3$  volum util;
- galeria de aducțiune principală în lungime de 8140 m cu diametrul de 4,0 m continuată cu castelul de echilibru și puțul forțat cu lungimea de 311 m;
- centrala subterană Șugag echipată cu două grupuri Francis de 75 MW;
- galeria de fugă în lungime de 5456 m care conduce apele turbinate în lacul Nedeiu al treptei următoare;
- rețeaua de aducțiune secundară Dobra cuprinzând 4 captări secundare și galerii în lungime de 6612 m.

#### Amenajarea Râului SEBEȘ

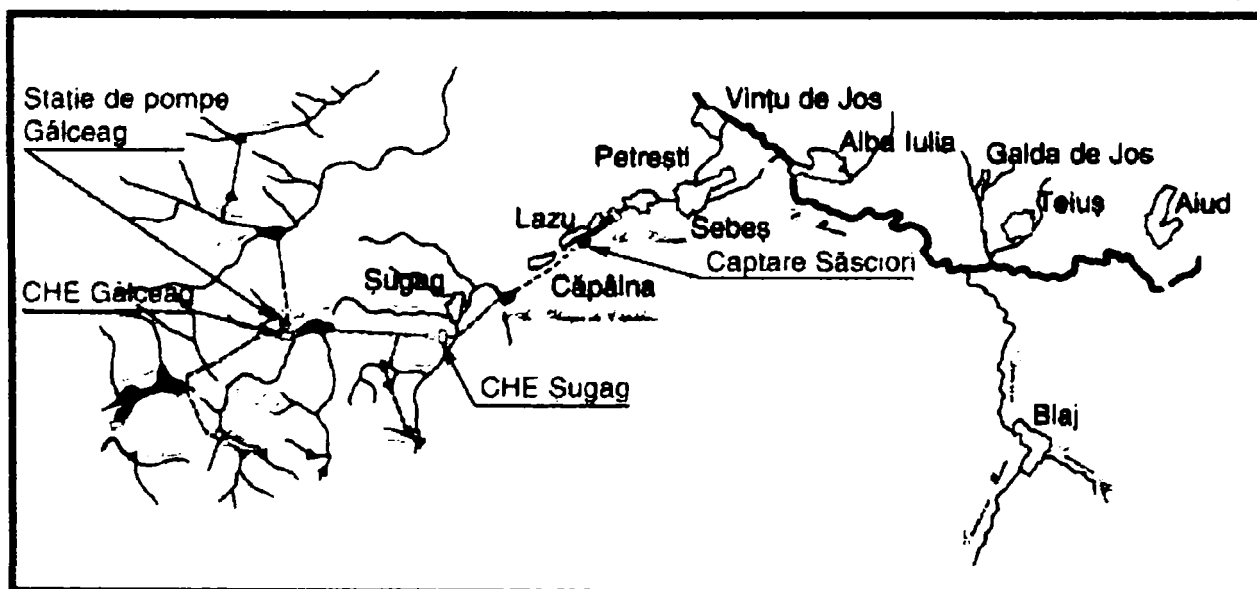


Figura 1.9 Schema de amenajare a râului Sebeș

➤ Treapta Săsciori – situată pe cursul mijlociu al râului Sebeș valorifică o cădere brută de 115 m între N.N.R. lac Nedeiu (409 m.d.M.) și N.N.R. lac Petrești (294 m.d.M.) pentru un debit instalat de  $52 \text{ m}^3/\text{s}$  ceea ce conduce la o putere instalată de 42 MW și o producție de energie de 80 GWh/an. Treapta are următoarele uvraje:

- barajul în arc Obreji de Căpâlna cu înălțimea de 43 m care creează o acumulare cu un volum total de 3,6 milioane  $\text{m}^3$ ;
- galeria de aducțiune în lungime de 6786 m cu diametrul de 4,4 m continuată cu castelul de echilibru și puțul forțat cu lungimea de 129 m;
- centrala subterană Săsciori echipată cu două grupuri Francis de 21 MW;

644.704

- 17 -

369E

BIBLIOTECA CENTRALĂ

- galeria de fugă în lungime de 3407 m care conduce apele turbinate în lacul Petrești al ultimei trepte.

➤ Treapta Petrești – ultima treaptă a sectorului amenajat a râului Sebeș valorifică o cădere brută de 20 m pentru un debit instalat de  $52 \text{ m}^3/\text{s}$  ceea ce conduce la o putere instalată de 4 MW și o producție de energie de 6 GWh/an. Principalele uvraje ale acestei trepte sunt:

- barajul deversor (stăvilar) cu două deschideri echipate cu stavile segment;
- centrala baraj echipată cu două turbine Kaplan de câte 2 MW fiecare;
- diguri de închidere în lungime de 3200 m care conturează acumularea cu un volum de 1,2 milioane  $\text{m}^3$ .

În ansamblu, lucrările realizate în cadrul celor 4 trepte de pe râul Sebeș (fig. 1.10) asigură o putere instalată de 346 MW și o producție de energie de 606 GWh/an.

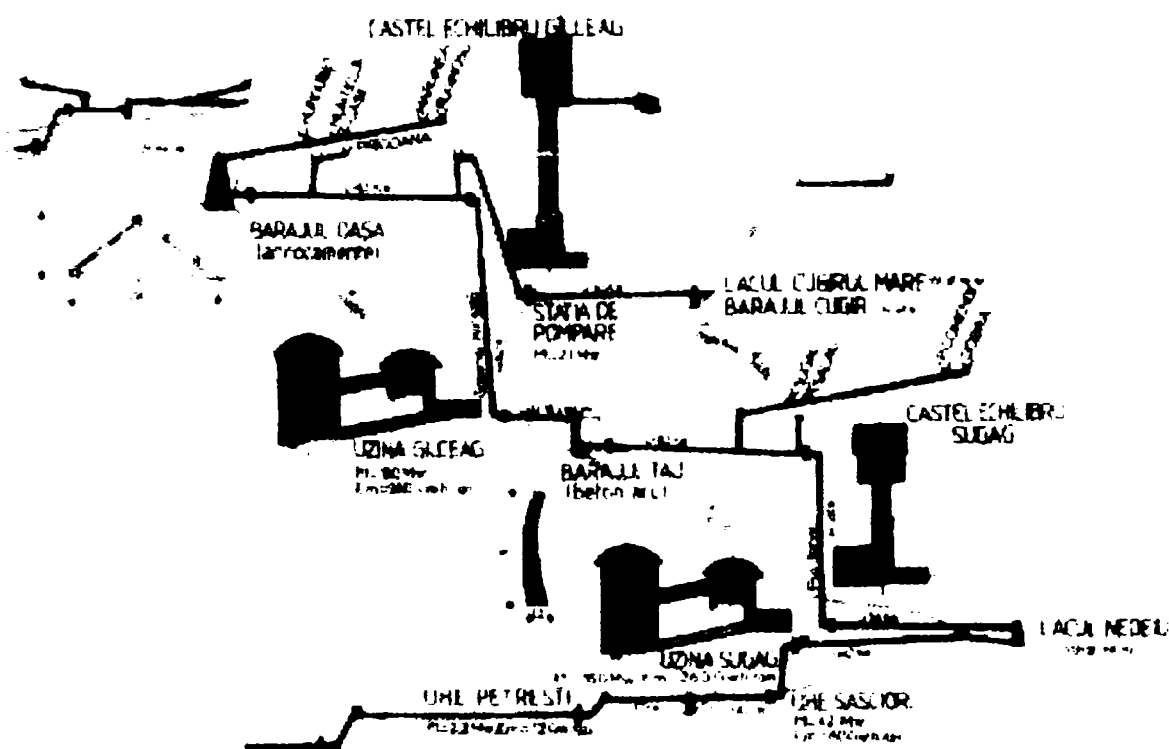


Figura 1.10 Amenajarea râului SEBEȘ – profil sinoptic

## AMENAJAREA BAZINULUI DRĂGAN-IAD

Centrala hidroelectrică Remeți, amplasată în Carpații Occidentali, funcționează în regim de vârf utilizând potențialul hidroenergetic al râurilor Drăgan, Iad și Secuieu, cei mai importanți afluenți ai râului Crișul Repede (fig. 1.11)

Centrala Remeți, cu o putere instalată de 100 MW (2 turbine Francis cu ax vertical  $2 \times 54,60 \text{ MW}$ ) și o producție medie de energie electrică de 200 GWh/an,



## AMENAJAREA COMPLEXĂ BÂRZAVA SUPERIOARĂ

Amenajarea Complexă a bazinului superior al râului Bârzava, administrată și exploatată de Combinatul Siderurgic Reșița, începută încă din secolul al XIX-lea, s-a realizat în scopul alimentării cu apă potabilă și industrială a municipiului Reșița și, în secundar, pentru producerea de energie hidroelectrică. În vederea realizării acestui deziderat, amenajarea a propus executarea următoarelor tipuri de lucrări hidrotehnice:

- lacuri de acumulare;
- derivații, aducțiuni, canale de coastă (colectoare a scurgerilor de pe versanți);
- instalații de producere a energiei hidroelectrice.

Acumulările Gozna, Văliug și Secu, amplasate pe cursul superior al râului Bârzava au o capacitate totală de stocare de peste 23 mil. m<sup>3</sup> asigurând nu numai cerința de apă la folosințele din municipiul Reșița (apă potabilă și industrială) ci contribuie și la valorificarea potențialului hidroenergetic al bazinului.

Acumularea Trei Ape, situată la confluența celor “trei ape” care formează izvoarele râului Timiș, este destinată suplimentării debitelor de apă pe râul Bârzava. Această suplimentare se face prin intermediul stației de pompare Trei Ape, prevăzută cu două stații de pompare: Timiș Trei Ape I și Timiș Trei Ape II. Stația de pompare I este echipată cu trei electropompe de tip KSB 300 având fiecare un debit de 236-305 l/s, și puterea instalată de 900 kW. Un agregat (electropompă) este de rezervă, astfel că debitul stației de pompare este de cca. 550 l/s iar înălțimea de pompare (refulare) este  $H_p = 70-270$  m.c.a. funcție de debitul pompat. Stația de pompare II este echipată cu două electropompe de tip PRV 1-230, având fiecare un debit de 236-305 l/s, și puterea instalată de 900 kW. Stația de pompare Timiș Trei Ape se alimentează cu energie electrică de la CHE Crăinicele prin intermediul unei LEA-35 kV și a unei stații 35/6 kV.

Rețeaua de canale de derivație, de colectare a apelor de pe versanți și de aducțiune are o lungime totală de peste 63 km și are drept scop valorificarea superioară a bazinului propriu, precum și a bazinelor superioare ale râurilor Timiș și Nera.

Centralele hidroelectrice Crăinicele, Breazova și Grebla sunt dispuse în cascadă de-a lungul cursului superior al râului Bârzava, iar instalațiile de producere a energiei electrice valorifică 40% din potențialul hidroenergetic al bazinului.





În concluzie, principalele stații de pompare, cu rol în producerea energiei electrice, existente la noi în țară, la nivelul anului 2003 sunt prezentate în tabelul 1.1.

Tabelul 1.1

Nr. crt.	Stația de pompare	Râul	Q (m <sup>3</sup> /s)	H (m)	P (MW)
1.	Petrimanu	Latorița	14	185	31.5
2.	Jidoaia	Jidoaia	8	187	20
3.	Balindru	Lotru	2	324	8
4.	Secuieu	Secuieu	3.5	187,5	8.8
5.	Gâlceag	Cugir	2.6	510	20
6.	Timiș Trei Ape - Bârzava	Timiș	0.9	202	2

#### 1.4. Metode și practici actuale ale exploatării hidroenergetice pe plan mondial.

##### 1.4.1. Considerații generale asupra criteriilor de optimizare energetică mondială.

Amenajările hidroenergetice în complexitatea lor, de la faza de proiectare la execuție și exploatare înmănunchează contribuția unui număr mare de specialiști din diferite domenii de activitate.

În privința exploatării pe plan mondial se remarcă o mare diversitate a practicilor actuale ce au cunoscut două direcții de dezvoltare.

Pe de o parte se evidențiază metodele, însoțite de criteriile lor aferente, legate de studiul parametrilor amenajării, de natura energetică sau complexă ca volumul de apă turbinat, volumul de apă pompat, puterea disponibilă, producția de energie electrică, consumul de energie electrică, iar pe de altă parte de cerințele majore ale sistemului electroenergetic și ale gospodăririi resurselor de apă cu caracter variabil și aleator în timp. Unele dintre criteriile generale, cum ar fi cele legate de sistemul electroenergetic (valoarea maximă a producției de energie electrică sau consumul de combustibil) sunt dificil de corelat cu parametrii amenajărilor hidroelectrice.

Din aceasta cauză devine necesară examinarea cotei de putere și energie pe care trebuie să o asigure toate centralele hidroelectrice din sistem pe perioada examinată, urmând ca repartizarea acestora să se facă pe baza criteriilor caracteristice amenajărilor hidroelectrice.

Problema cotei de putere și energie care trebuie alocată tuturor centralelor se poate trata și parametric luând diferite variante de putere a acestora din sistem, examinând influența intercondiționată în special asupra nivelelor lacurilor de acumulare, și a posibilităților acestora la diferite grade de solicitare în perioada examinată și de a participa în perioada următoare la acoperirea cerințelor de putere, energie și apă în cazul folosințelor complexe.

Criteriile de optimizare trebuie să fie însoțite de anumite condiții. Astfel, dacă criteriul de optimizare este obținerea unei producții maxime de energie, fără nici o condiție restrictivă, soluția constă în turbinarea întregului stoc de apă disponibil pentru centralele hidroelectrice gravitaționale. Dacă se pune însă condiția de utilizare a unui anumit volum de apă din acumulare, conform nivelelor dispecer, atunci se va putea stabili modul optim de exploatare ce corespunde acestui criteriu. Dintre criteriile de optimizare reprezentate printr-o funcție obiectiv se menționează:

- producția și valoarea energiei produse;
- valoarea energiei consumate;
- volumul de apă utilizat energetic;
- capacitatea energetică a lacurilor de acumulare;
- acoperirea puterii variabile într-un sistem energetic.

Se pot enumera și condiții restrictive ale criteriilor de mai sus, cum ar fi obținerea unei producții date, reprezentate prin fracții lunare, asigurarea unor volume de apă în aval sau repartiția optimă a puterii și energiei în decursul unei zile, săptămâni, etc.

În majoritatea cazurilor se iau combinații ale funcției obiectiv și a mai multor condiții restrictive având în vedere numărul mare de criterii ce pot apare în exploatare. Rezultatele obținute prin aplicarea unuia sau mai multor criterii pot fi contradictorii, însă stabilirea corectă a criteriului de optimizare se realizează ținând cont atât de cerințele sistemului electroenergetic, cât și de gospodărirea resurselor de apă.

#### 1.4.2. Metode și modele în aplicarea exploatării.

Metodologia propusă pentru studiile de optimizare a exploatării hidroenergetice cuprinde următoarele aspecte:

- strategia optimă de exploatare pe termen lung realizată prin tactica exploatării zilnice (săptămânale) determinată de încadrarea optimă;
- elaborarea unor modele matematice concrete pentru optimizarea producției hidroenergetice în condiții reale de exploatare;

- valorificarea cât mai deplină a întregului potențial hidroenergetic disponibil în condițiile performanțelor maxime ale hidroagregatelor;
- funcționarea centralelor, pe perioade mari de timp, la cote înalte ale reținerii;
- alinierea producției hidroenergetice la cerințele reale de energie și acoperirea cât mai deplină a cererii de energie de vârf;
- coordonarea performanțelor energetice a principalilor producători de hidroenergie și asigurarea puterii disponibile în ansamblul componentei hidro în vederea acoperirii părții modulate a graficelor de sarcini.

O analiză interesantă este făcută prin intermediul metodelor programării liniare și dinamice, respectiv prin intermediul metodelor euristice pentru rezolvarea programării optime a funcționării Sistemului Energetic Național (S.E.N.), probleme ce au devenit de actualitate prin dezvoltarea tehnicii moderne de calcul bazată pe modele matematice de determinare a extremului unei funcții sau prin studii analitice ale parametrilor de proces. Se remarcă încercări prin metoda multiplicatorilor Lagrange sau metode ale calculului variațional.

Dintre problemele rezolvate prin aceste metode se enumeră:

- strategia dezvoltării construcției centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj (C.H.E.A.P.);
- determinarea celei mai bune configurații a participării C.H.E.A.P. la acoperirea graficelor de sarcini;
- distribuția încărcării pe C.H.E.A.P. și sistemele de C.H.E.A.;
- determinarea strategiei resurselor de combustibil;
- determinarea unor circuite optime de distribuție a energiei electrice.

Alte cercetări recente prezintă dezvoltarea teoriei sistemelor de gospodărire a apelor în care un rol important revine hidroenergeticii.

Prin introducerea noțiunii de “management” – echivalent cu gospodărirea complexă - se definește configurația de facilități structurale și mărimi nestructurale ce transformă resursele în cantități de apă bine stabilite, un rol important revenind și unităților (instituțiilor) prin intermediul cărora au loc aceste transformări.

Resursele de apă, caracterizate prin cantitate, calitate, localizare în timp și spațiu, devin date de intrare în sisteme de gospodărire a apelor, iar efectul este producția de energie electrică. Aceste moduri de abordare determină planuri strategice de gospodărire a resurselor de apă pe perioade mai mari de 10 ani, planurile tactice între 3 ani și o lună, până la zile și ore. Elaborarea planurilor strategice și tactice reclamă modelarea cu un grad de precizie determinat, iar controlul operațional doar o prognoză de calitate.

Problema de optimizare se poate realiza și prin metodele algoritmice stohastice bazate pe metoda jocurilor operaționale strategice, teoria graficelor, tehnici de căutare, analiza pluricriterială.

Din cele prezentate, cea mai largă răspândire o au metodele de simulare-optimizare prin reflectarea fidelă a problemei studiate și aplicarea calculatoarelor. Procedeele de optimizare pot fi însoțite și de alte procedee, în vederea determinării condițiilor limită, de metode euristice, pentru orientarea analizei și interpretarea rezultatelor.

#### 1.4.3. Istorie și dezvoltare a C.H.E.A.P în lume.

Cea mai veche înregistrare cu privire la ridicarea apei dintr-un rezervor de la un nivel inferior într-unul situat la un nivel superior prin funcționarea unui hidromotor datează din 1735, când englezul Richard Ford (descoperitorul fierului) a instalat o pompă acționată de un cal, în Coalbrookdale, Shropshire. Cum funcționarea furnalelor sale era foarte serios redusă în perioadele cu debit mic în bazinul ce alimenta cu apă roțile care conduceau țevile spre furnale, apa pompată în bazinul superior și utilizată în perioadele secetoase, a adus o îmbunătățire a coeficientului de sarcină al roților de apă și a determinat ca turnatoria sa să devină independentă de fluctuația aprovizionării normale cu apă.

Zece ani mai târziu, Abraham Darby a înlocuit pompele acționate de cai, ale lui Ford, cu un motor de pompare bazat pe aburi. În 1918 s-a construit pe râul Tweed o mică instalație de 230 C.P., care folosea un rezervor de pe un vârf de deal, drept rezervor superior – acesta fiind singurul exemplu de acumulare prin pompaj din Marea Britanie până în 1957, când centrala din Scoția, Shron Mor de 5 MW a intrat în funcțiune.

Pe continentul european prima instalație de pompare a apei în scopul acumulării energiei electrice a fost construită la Zürich în 1882, centrala fiind deservită de o pompă cu piston. În 1894 a fost instalată prima centrală de acumulare cu pompă centrifugă la o fabrică de țesut în Crevaluno din Italia, pompa verticală de 71 C.P. trifazică pompând apa într-un rezervor superior situat la 64 m înălțime.

În 1904 s-a folosit pentru prima dată acumularea prin pompaj în scopul generării de electricitate la centrala electrică de la Ruppoldingen, pe râul Aare din Elveția, pompa centrifugă de 790 C.P. având o înălțime de pompare a apei de 325 m. Aceasta a fost urmată, nu după mult timp, de o instalație de mare putere la Schaffausen, iar în următorii 20 de ani, capacitatea centralelor a crescut încet dar constant până la aproximativ 5000 C.P., însă pompe excepționale nu au fost instalate

decât în 1930, când centralele electrice ce aveau în dotare turbine și pompe separate, Herdecke și Niederwartha au fost puse în funcțiune. De la aceasta dată, capacitatea centralelor de acest gen a continuat să crească, atingând în 1962, 100 MW la Vianden, în Luxemburg. În 1942 s-au dezvoltat însă și pompele de acumulare individuale acționate de motoare ce pompau la 1000 de metri, în Oberems – Elveția.

O dezvoltare demnă de remarcat s-a resimțit în 1933, când o turbină-pompă a fost instalată la centrala electrică Baldeney – Germania, fiind urmată în 1937 de instalarea primelor turbine-pompe reversibile de tip Francis, în Pedreira – Brazilia. Acestea erau fabricate în Europa având o înălțime de cădere-pompaj de 28 m, funcționând ca pompe de 6250 C.P., respectiv turbine de 7050 C.P.

Au apărut apoi câteva utilaje de un design asemănător dar fabricate în Statele Unite. Până spre sfârșitul anilor '50 dezvoltarea turbinelor reversibile nu a fost foarte remarcabilă pe continentul european, unde se preferau totuși turbinele separate de pompe. Totuși turbinele reversibile axiale au fost instalate în Franța în 1966. Între timp în S.U.A. și Japonia, acumularea prin pompaj intra într-o fază amplă de dezvoltare, acest lucru bazându-se în exclusivitate pe mecanismele reversibile. Remarcabilă în acest sens este centrala electrică Niagara, echipată cu 6 turbine reversibile Deriaz, fabricate în Marea Britanie. Până la sfârșitul anilor '50 s-au construit câteva turbine-pompe reversibile de mărime mică în Europa, însă utilaje mai mari au fost proiectate doar înainte de 1960, când North of Scotland Hydro-Electric Board a comandat 4 turbine reversibile cu o cădere de 368 m evaluate la 100 MW.

A urmat apoi pe continent construirea și a altor instalații cu turbine reversibile, iar tendința de folosire a acestor tipuri de instalații se face resimțită în toată lumea, în special în S.U.A. și Japonia. S-a ajuns la 225 MW și la înălțimi de cădere de 400 m, și sunt în plan de proiectare utilaje cu puteri instalate și căderi chiar mai mari, culminând în momentul de față cu pompa-turbina Isogyre. Utilizând această instalație, s-au redus foarte mult timpii morți, din cadrul unui ciclu de pompare-turbinare, de la aproximativ 7-8 minute, până la ordinul secundelor. În plus, fiind vorba de un singur agregat, de montarea turbinei pe statorul generatorului, de micșorarea cotului aspiratorului turbinei, spațiul necesar mașinii din cadrul cavernei centralei s-a micșorat simțitor. Mașinile Isogyre sunt relativ o nouă dezvoltare ce combină caracteristicile turbinelor reversibile cu cele ale echipamentelor cu pompe și turbine separate. Acestea prezintă o simplificare a conexiunilor hidraulice externe, permit eliminarea echipamentelor necesare pentru realizarea rotirii bidirecționale, și pot fi dispuse și pe orizontală și pe verticală.

Caracteristicile remarcabile ale mașinii Isogyre sunt folosirea unei singure camere spirale pentru cei doi rotorii independenți (unul pentru pompare, iar celălalt



pentru turbinare). Cei doi rotoți sunt conectați rigid pe axul comun, a cărui direcție de rotație rămâne aceeași, fie că se pompează fie că se turbinează. Camera spirală conține de fapt două inele de oprire învecinate, unul servind ca difuzor pentru rotorul pompei, iar celălalt ca furnizor pentru rotorul turbinei. Se schimbă deci practic direcția de circuit a apei.

În țările cu sisteme energetice dezvoltate și echilibrate, sunt zeci de uzine cu acumulare prin pompaj, principala lor funcție fiind îmbunătățirea calității energiei electrice furnizate.

Un exemplu elocvent în domeniu este amenajarea Ulla Forre din Norvegia. Chiar dacă în această țară 98% din energia electrică se produce în uzine hidroelectrice, o parte din surplusul de energie de bază este transformată în energie de vârf prin C.H.E.A.P. Ulla Forre.

În literatura de specialitate sunt prezentate performanțele tehnice și caracteristicile dimensionale ale tuturor lucrărilor importante de acest gen din lume.

Pentru reducerea costurilor de realizare a unor astfel de lucrări beneficiarii (investitorii) apelează la unele soluții care par de domeniul fantasticului, dar, în fapt sunt rezultatul unor investigații aprofundate, a unor studii foarte detaliate a zonei, a cerințelor și posibilităților.

Menționez în acest sens C.H.E.A.P. Mont HOPE, districtul Morris - Statul New Jersey din S.U.A., situată la 35 de mile vest de orașul New York, care utilizează ca rezervor inferior o mină de fier abandonată, iar puțurile de acces în mină servesc ca puțuri forțate. În condițiile în care lacul superior era în exploatare energetică pentru o hidrocentrală clasică, reducerea investiției a fost de circa 25% față de o lucrare complet nouă [1.14].



Figura 1.14 Vedere a C.H.E.A.P. Mont Hope

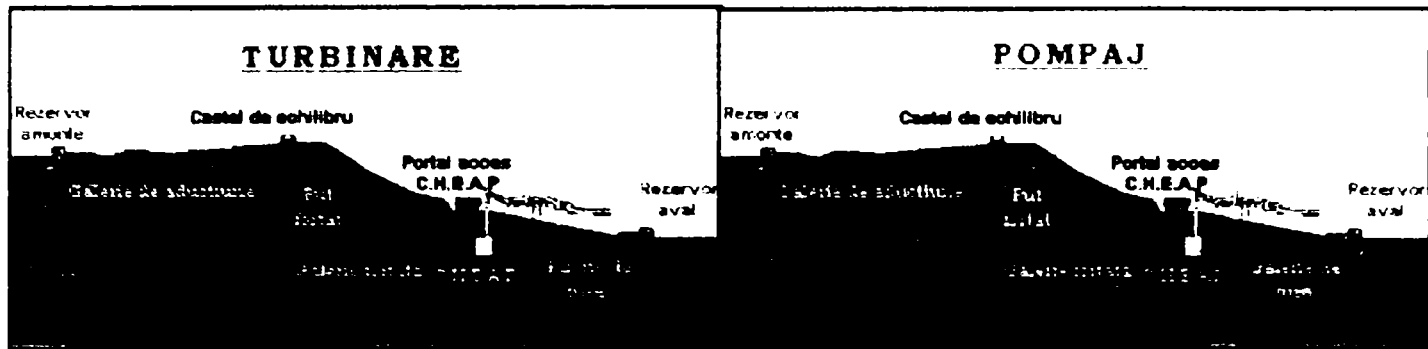


Figura 1.15 Principiu de funcționare C.H.E.A.P

Cum în lume la nivelul anului 2003 majoritatea C.H.E.A.P au în dotare turbine reversibile Francis, există tendința de dotare în continuare cu aceleași turbine, turbine care prezintă o continuă perfecționare, principiul de funcționare al unei C.H.E.A.P. fiind prezentat în figura 1.15.

Principalele C.H.E.A.P cu căderi mai mari de 100 m, echipate cu turbine Francis, realizate în lume la nivelul anului 2003 [1.13, 1.16], sunt prezentate în anexa 1.

### 1.5. Concluzii parțiale.

Cadrul general al studiilor de optimizare, precum și rezultatele obținute pe plan mondial și la noi în țară în condiții concrete de valorificare a potențialului hidroenergetic, confirmă rolul și adaptabilitatea participării amenajărilor hidroenergetice la acoperirea părții modulate a cererii de energie. Conclucrarea pe diferite planuri în obținerea unui efect economic maxim cunoaște o continuă perfecționare.

Ca problematică și elemente definiții se consideră interdependența dintre cerere, producția de energie și evoluția regimului hidrologic. Din cercetarea bibliografică se desprind ca direcții de investigare, stabilirea prin cercetare teoretică a unor reguli optime de funcționare prin participarea la acoperirea optimă a energiei de vârf, corelarea bilanșurilor energetice pe baza prognozelor hidrometeorologice, alcătuirea unui ghid operator prin dezvoltarea programelor de calcul și introducerea tacticii zilnice în strategia multianuală.

Studiul actual ca problematică și rezultate evidențiază corelarea comportării efective a amenajărilor hidroenergetice cu regimul hidrologic rezultat din strategia de exploatare; prin turbinarea aceleiași volum de apă efectul ergo-economic poate fi diferit, existând soluții de redistribuire a rezervei în timp. Ca tendințe moderne de valorificare superioară a potențialului se utilizează analiza programelor în vederea stabilirii măsurilor de pregolire și refacere a rezervelor prin metode statistice și analiza parametrilor randamentului global al amenajării.



Multitudinea datelor necesare în elaborarea studiilor de optimizare a exploatării C.H.E.A.P. pretind de la început o sistematizare a lor în cadrul metodologiei de prelucrare, defalcându-se astfel:

- pe de o parte resursele de apă, date verificate și îmbogățite prin prognoză, la debite utilizate energetic, alăturându-se studiul debitelor pentru alte folosințe;
- pe de altă parte, datele reflectând cererea de putere și de energie condiționând puterea disponibilă la C.H.E.A.P., în context cu puterea disponibilă la alți producători de energie. Din prelucrarea acestor date rezultă linia directoare a optimizării, având ca scop valorificarea optimă a potențialului energetic al C.H.E.A.P.

Procesele optimizării exploatării hidroenergetice trebuie analizate atât ca obiective strategice, de lungă durată, cât și sub aspectul procedeele tactice determinând exploatarea hidroenergetică zilnică. Din îmbinarea și verificarea reciprocă a celor două linii de acțiune rezultă deciziile de exploatare optimizată, efectiv realizate prin încadrarea optimă a C.H.E.A.P.

În esență capitolul 1 al lucrării are ca obiect de studiu:

- locul și rolul C.H.E.A.P., elemente definitorii al producției de energie;
- studiul cercetării în domeniu, în țară și pe plan mondial, ca punct de plecare în optimizarea sistemelor hidroenergetice cu C.H.E.A.P.

#### 1.6. Bibliografie de capitol.

- |         |  |   |
|---------|--|---|
| [ 1.1 ] | ANTON, I.                                | - Turbine hidraulice, Editura Facla, Timișoara, 1979  |
| [ 1.2 ] | ARMSRONG, E.L.,<br>MERMEL, T.W.          | - Converting existing hydro-electric dams and reservoirs into pumped storage facilities – Conference, Ridge, 1974   |
| [ 1.3 ] | ASCE Task Committee<br>on Pumped Storage | - Hydroelectric pumped storage technology, international experience, New York, American Society of Civil Engineers, 1996  |
| [ 1.4 ] | CONSTANTIN, A.T.,<br>NICOARĂ, Ș.V.       | - Statistical analysis of the reversible ratio at large head pumped storage plants, Buletinul Științific al U.P. Timișoara, Seria Hidrotehnica, Tom 47(61), Fascicola 1, 2002 |
| [ 1.5 ] | CREȚU, Gh.,<br>PRELUSCHEK, E.            | - Economia Apelor, probleme, I.P.T.V. Timișoara, 1980   |
| [ 1.6 ] | CRIȘAN, O.                               | - Optimizări decizionale în sisteme electroenergetice, Editura Facla, Timișoara, 1975   |
| [ 1.7 ] | DIACON, A.,<br>POPA, R.                  | - Exploatarea optimizată hidroenergetică a amenajărilor hidrotehnice integrale, Simpozion Gospodărirea Apelor, Timișoara, 1982  |
| [ 1.8 ] | JOG, M.G.                                | - Hydro-electric and pumped storage plants, New York, Wiley, 1989   |

- [ 1.9 ] JURA, C.D. - Optimizarea exploatării centralelor hidroelectrice cu aplicare la bazinul Rîul Mare Retezat și încadrarea optimă a amenajărilor hidroenergetice de acumulare din România, Teză de doctorat, Timișoara, 1991
- [1.10] MOSONYI, E. - Water Power Development, Vol. II, High-Head Power Plants Akademiai Kiado, Budapest 1965.
- [1.11] ȘERBAN, P.,  
SIMOTA, M.,  
UNGUREANU, V. - Modele de prognoză a scurgerii râurilor, Simpozion Gospodărirea Apelor, Timișoara, 1982
- [1.12] United Nations,  
Economic Commission  
for Europe - Future role of pumped-storage schemes for peak-load hydro-electric supply, New York, 1968
- [1.13] \*\*\*\*\* - International Water Power Dam Construction Yearbook 2000, 2001, 2002
- [1.14] \*\*\*\*\* - Mount Hope waterpower project, Highlights, Vol. IV, No.1 June 1994.
- [1.15] \*\*\*\*\* - Studiile pentru încadrarea în S.E.N. și pe curbele de sarcină a C.H.E.A.P. întocmite de I.S.P.H. și I.S.P.E. până în 1998.
- [1.16] \*\*\*\*\* - Water Power Dam Construction Handbook 1993-2002

## CAPITOLUL 2.

# OPTIMIZAREA CONDIȚIILOR TEHNICE DE FUNCȚIONARE A CENTRALELOR HIDROELECTRICE DE ACUMULARE

### 2.1. Potențialul hidroenergetic al țării

Din potențialul hidroenergetic al râurilor interioare, 16.5-20.5 TWh/an sunt declarate exploatabil economic [2.5]. Din acest potențial se valorificase prin investiții în decursul a aproape 40 de ani, până în anul 1990, în centralele hidroelectrice aflate în exploatare 8.9 TWh/an, adică 53-44%. O situație distinctă o are potențialul hidroenergetic al Dunării, estimat la 11.56 TWh/an, din care s-au valorificat 6.55 TWh/an, adică 57%.

Până în anul 1990, Statul, agent economic cu o cifră de afaceri impresionantă, își putea permite să investească în amenajări hidroenergetice circa 1% din P.I.B. Datorită conjuncturilor politice și economice, România nu a reușit să valorifice într-un interval rezonabil (40-60 ani) potențialul hidroenergetic declarat exploatabil economic, rămânând din acest punct de vedere, mult în urma altor state europene.

În anul 1980 își propusese să valorifice, până în anul 2000, întreg potențialul hidroenergetic estimat. Mai apoi anul țintă s-a schimbat, respectiv până în anii 2010-2015. După anul 1989, investițiile în centralele hidroelectrice în construcție s-au diminuat drastic [2.6] (figura 2.1).

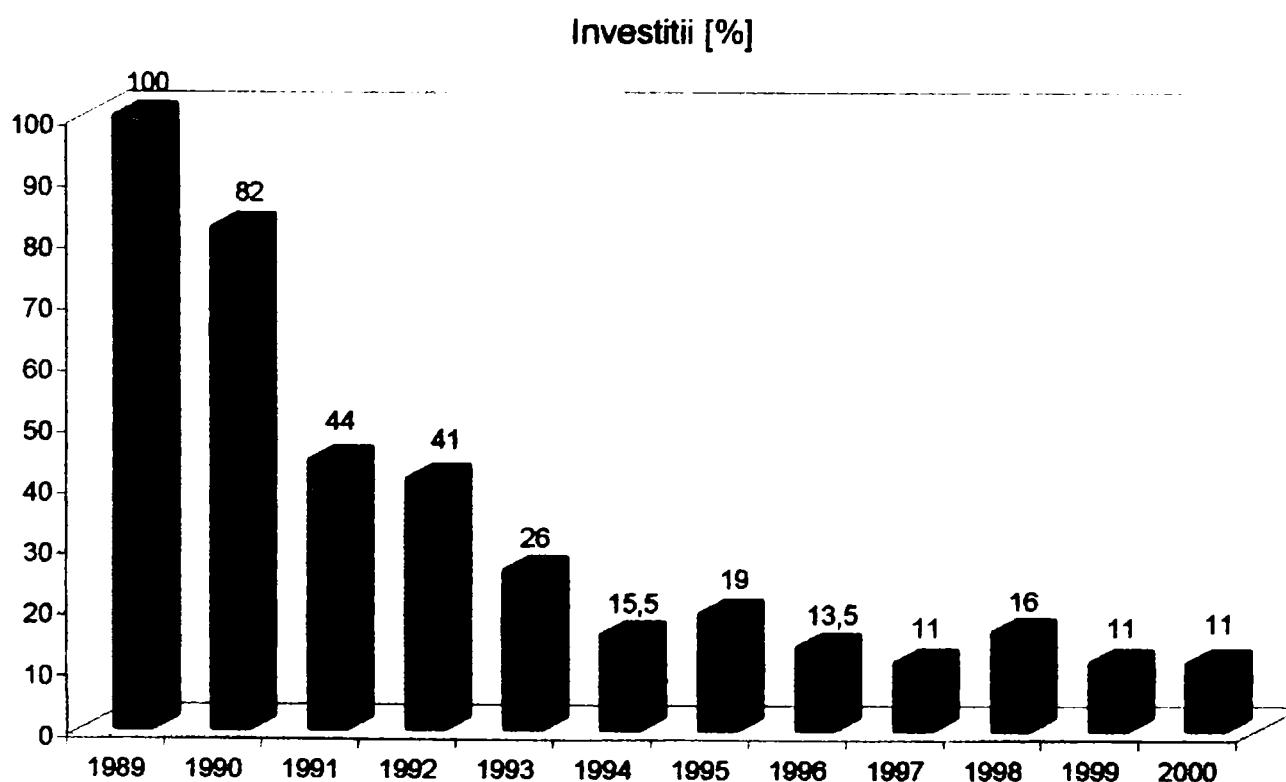


Figura 2.1 Graficul investițiilor în ultimul deceniu

Concluzia cu privire la durata de punere în valoare a potențialului hidroenergetic în construcție și încă exploatabil, în funcție de nivelul de exploatare, rezultă în mod evident. Dacă se asigură o finanțare corespunzătoare, amenajările hidroenergetice în construcție în anul 1990 se puteau pune în funcțiune până în 1995-1997. Cu o finanțare la nivelul ultimilor ani durata va depăși 130 ani.

În perioada 1990-1999 s-au pus în funcțiune capacități însumând 1.35 TWh/an [2.2], majoritatea la începutul perioadei. Mai erau în construcție la sfârșitul anului 1999 capacități însumând 2.65 TWh/an (1.80 TWh/an corespunzător proiectelor revizuite), reprezentând 16% din potențialul hidroenergetic minim estimat [2.3].

După anul 1989, dar mai ales după anul 1992 și, mai accentuat, după anul 1996, ministerul de resort care a gestionat politica energetică a țării s-a preocupat aproape exclusiv de problemele stringente ale momentului și de restructurarea sectorului energiei electrice și termice. În consecință, pentru guvernele care s-au succedat valorificarea potențialului hidroenergetic a rămas o problemă minoră.

Pe lângă eficiența necompetitivă inițial a C.H.E., existența unui important excedent de capacități de producție în centralele termoelectrice (4500 MW) a favorizat și favorizează această atitudine (în Europa există însă un excedent de 40000 MW [2.8]).

Deși este una din resursele naționale la îndemână a fi puse în valoare ca o componentă a creșterii securității energetice a țării, iar fondurile necesare pentru finanțare sunt semnificative, valorificarea potențialului hidroenergetic nu și-a găsit loc în planul de acțiune pe termen mediu prezentat Uniunii Europene. Totul a fost lăsat în seama RENEL, apoi CONEL, mai recent S.C.Hidroelectrica S.A., agenți economici cărora nu li se poate cere să gestioneze o politică la nivel național.

### 2.1.1. Situația actuală a energeticii românești

După recenta organizare a sectorului energetic din România, făcută prin HGR 627/2000, centralele hidroelectrice făcând parte din proprietatea publică sau privată a statului sunt date în administrația următoarelor societăți comerciale:

#### ➤ SC HIDROELECTRICA SA

- |                                      |              |
|--------------------------------------|--------------|
| • Putere instalată (01.01.2000)      | 5876.1 MW    |
| • Producția de energie în anul mediu | 16070 GWh/an |
| • Număr CHE                          | 115          |
| • Număr MHC + CHEMA                  | 19           |

#### ➤ SC TERMOELECTRICA SA

- |                                 |          |
|---------------------------------|----------|
| • Putere instalată (01.01.2000) | 117.6 MW |
|---------------------------------|----------|

- Producția de energie în anul mediu 380 GWh/an
- Număr CHE 15
- Număr MHC + CHEMP 10

➤ SC ELECTRICA SA

- Putere instalată (01.01.2000)  $\cong 156.0 \text{ MW}^{**}$
- Producția de energie în anul mediu  $\cong 442.0 \text{ GWh/an}^{**}$
- Număr CHE 1
- Număr MHC + CHEMP 203

\*\* Valorile sunt aproximative, o parte din centrale fiind, în prezent, scoase din funcțiune sau având parametrii de proiect nerealizați. S-a folosit clasificarea acceptată:

CHE -  $P_i \geq 3.2 \text{ MW}$ ,

CHEMP -  $3.2 > P_i \geq 0.63 \text{ MW}$ ,

MHC -  $P_i < 0.63 \text{ MW}$

Puterea instalată în centralele SC Hidroelectrica SA cuprinde și puterea instalată în stațiile de pompare cu rol energetic (71.5 MW). Așa cum se poate observa peste 95% din puterea instalată și producția de energie este localizată în centralele aflate în administrarea SC Hidroelectrica SA.

În anul 2000, în centralele aflate în administrarea SC Hidroelectrica SA, a fost realizată o producție de energie de 14433.693 GWh. Din această cantitate, 13322.64 GWh s-au produs pe seama afluenței naturale (82.9% din producția unui an mediu), iar 1111.053 GWh s-au produs pe seama consumării din rezerva energetică a marilor lacuri de acumulare.

Din totalul consumului intern de 51256 GWh, la nivelul anului 2000, producția de energie hidroelectrică a reprezentat 28.7% (total), respectiv 28.1 % (producția SC Hidroelectrica SA) – figura 2.2, [2.10, 2.11]

- C.T.E carbune
- C.T.E hidrocarburi
- C.H.E
- C.N.E
- Autoproducatori si producatori independenti
- Export de energie electrica



Figura 2.2 Structura producției de energie electrică din SEN – anul 2000

Producția națională de energie la nivelul anului 2002, respectiv 2003, conform INS (Institutului Național de Statistică) a fost de 54700 GWh, respectiv 56500 GWh.

Pe principalele amenajări hidroenergetice producția de energie s-a realizat conform datelor din tabelul 2.1.

Tabelul 2.1

<i>AMENAJAREA</i>	<i>TOTAL</i>
<b>A. DUNĂREA</b>	<b>6697.803</b>
PORTILE DE FIER I	5448.920
PORTILE DE FIER II + GOGOȘU	1230.883
<b>B. AMENAJĂRI PE FIRUL APEI</b>	<b>2473.397</b>
OLT	1921.850
SIRET + PRUT	521.549
JIU	29.998
<b>C. AMENAJĂRI ÎN CASCADĂ CU REGULARIZARE ANUALĂ ÎN AMONTE</b>	<b>5280.246</b>
ARGEȘ	780.112
DÂMBOVIȚA + RÂUL TÂRGULUI	85.212
BISTRIȚA	1025.771
LOTRU	1016.007
SOMEȘ	586.930
DRĂGAN + CRIȘ + IAD	368.044
POIANA MĂRULUI – RUIENI	130.654
SEBEȘ	465.888
SIRIU – BUZĂU	123.052
CERNA – MOTRU – TISMANA	279.065
RÂUL MARE RETEZAT	384.149
HERCULANE	7.733
UZ	2.812
COLIBIȚA	24.817
<b>TOTAL HIDROELECTRICA</b>	<b>14433.446</b>

Puterea medie cu care au participat centralele hidroelectrice la acoperirea curbei de sarcină de consum a fost de 1675 MW – 28.1% din puterea medie pe total Sistem Energetic Național (S.E.N.), de 5835 MW. Valorile lunare ale puterilor medii au fost între 1201 MW în noiembrie și 2272 MW în aprilie, puteri medii lunare foarte reduse în comparație cu alți ani, produse în trimestrul IV al anului, fapt explicabil prin scăderea accentuată a debitelor afluențe și scăderea parțială a rezervei energetice a marilor lacuri de acumulare.

În ceea ce privește participarea centralelor hidroelectrice la acoperirea puterii la vârful de sarcină al S.E.N. sunt de reținut următoarele elemente:



- ponderea C.H.E. în acoperirea puterilor medii lunare la vârful zilnic de sarcină a avut valori între 26.99% în decembrie și 48.45% în mai;
- ponderea maximă a participării C.H.E. la vârful de sarcină a fost de 58.34% în ziua de 30.04.2000;
- valoarea maximă a participării C.H.E. a fost de 3151 MW în ziua de 11.04.2000

O mare importanță în îndeplinirea rolului centralelor hidroelectrice în ceea ce privește producerea de energie electrică în perioadele de consum maxim – vârfurile de sarcină zilnice și sezoniere (iarna), precum și a volumului de servicii de sistem necesar funcționării în condiții de siguranță a S.E.N. – o are rezerva energetică a marilor lacuri, rezervă constituită din suma echivalentului energetic al volumelor lacurilor de acumulare cu posibilități de regularizare anuală (multianuală) având următorul rol:

⇒ acumulează volumele de apă afluate în perioada de viitură (aprilie-iunie), atunci când nevoile sistemului energetic sunt reduse și când este obligatorie promovarea pentru funcționare a centralelor “pe firul apei” (fără posibilități de acumulare);

⇒ permite realizarea unor valori ridicate ale “puterii asigurate” ale C.H.E. în perioadele de consum maxim din S.E.N.;

⇒ permite realizarea volumului de servicii de sistem (reglaj secundar de frecvență – putere și rezervă terțiară rapidă).

Pentru subsistemul hidroenergetic al României, în gestionarea rezervei energetice a marilor lacuri de acumulare sunt stabilite următoarele valori caracteristice:

⇒ valoarea minimă  $\cong 1380$  GWh la 1 aprilie pentru asigurarea preluării volumului viiturii de primăvară, care în anii hidrologici normali are în echivalent energetic valoarea de  $\cong 3300-3400$  GWh (volumul viiturii în anul mediu este de 2700-2800 milioane  $m^3$ , din care acumulat în lacuri 1400 milioane  $m^3$ );

⇒ valoarea maximă  $\cong 2780$  GWh la 15 iulie;

⇒ valoarea la sfârșitul anului de  $\cong 2280$  GWh, pentru a asigura consumul ridicat din sistem în intervalul ianuarie-martie.

### 2.1.2. Obstacole viitoare în valorificarea potențialului hidroenergetic

Obstacolele în calea valorificării potențialului hidroenergetic nu sunt numai de natură economico-financiară. În multe țări, valorificarea potențialului hidroenergetic se confruntă de mai bine de 15-20 de ani cu opoziția acerbă a ecologiștilor. Deși la noi în țară “opoziția” ecologistă față de amenajările hidro încă nu are substanță, nu

trebuie neglijată, având în vedere posibilul impact cu mediul al amenajărilor hidroenergetice.

În câteva țări, legislația recentă privind apele afectează nu numai viitoarele amenajări hidroenergetice, ci chiar și pe cele existente. Din păcate, strădania ecologiștilor, meritorie în alte privințe, de a conserva mediul natural va fi anihilată de însăși natura, cu ceva întârziere, la scara reperelor seculare, având în vedere că la o scară temporală viabilitatea amenajărilor hidroenergetice, comparativ cu alte intervenții umane, este de 100 de ani sigur, pe baza experienței; 200 de ani aproape sigur; 300 de ani probabil [2.3].

De altfel, după o tulburare a mediului natural în perioada de construcție, și în primii ani de exploatare, amenajările hidroenergetice devin adevărate componente ale cadrului natural.

Este adevărat că pentru amenajările hidroenergetice s-au scos din circuit terenuri. Din datele existente pentru 12.64 TWh/an, rezultă că pentru 1 GWh/an s-au scos din circuit 1.1 ha teren arabil, 0.87 ha pășuni și fânețe, 1.13 ha terenuri silvice, 0.632 ha terenuri neproductive, 0.057 alte terenuri (ape, stufării, canale, diguri, drumuri, căi ferate, curți și clădiri), în total 47799 ha. Prea puțin s-au evaluat însă terenurile, construcțiile, infrastructurile, localitățile apărate contra inundațiilor, asigurarea alimentării cu apă a localităților, industriei, agriculturii.

Pentru potențialul hidroenergetic estimat a mai fi valorificabil rezultă că ar trebui scoase din circuit cel mult 16000-20000 ha terenuri, iar din acestea cel mult 13000-16000 ha terenuri agricole și silvice. Modificarea radicală a cadastrului teritorial și imobiliar, inclusiv evoluția infrastructurilor, care nu mai țin seama de planurile posibilelor amenajări hidroenergetice, pot deveni impedimente majore în valorificarea în continuare a potențialului hidroenergetic. Studiile elaborate după anul 1989 privind potențialul hidroenergetic valorificabil nu abordează și nu prezintă aceste aspecte, astfel că o bună parte din ceea ce se prezintă ca fiind valorificabil poate fi doar o iluzie.

Sunt și alte aspecte care pot influența ritmul de amenajare hidroenergetică, între care poziția comunităților locale, fără al căror acord este de presupus că nu se vor mai putea promova amenajări hidroenergetice.

### 2.1.3. Optimizarea financiară

În hidroenergetica practică se mai menține și astăzi tendința (concepția) optimizării fizice - maximizarea KWh produs cu același potențial hidroenergetic disponibil – a regimurilor de funcționare a centralelor hidroelectrice. Ori, în noile

condiții de piață, capitaliste, se impune luarea în considerare a optimizării financiare a valorificării potențialului hidroenergetic disponibil și previzibil a fi disponibil. Este un incitant câmp de investigare, de analiză, pentru prezent și viitor, mult mai complex și mult mai imprevizibil decât optimizarea fizică.

Costurile de exploatare sunt o componentă importantă a optimizării financiare. Există doar date statistice exprimate în lei, prețuri curente și eventual în dolari. Până în prezent nu s-a făcut o analiză-diagnostic temeinică a evoluției acestor costuri pe o durată de 10-15 ani, în prețuri constante, comparabile, necesară mai ales după 1989.

Costurile de exploatare ale unei amenajări hidroenergetice prezintă inevitabil în timp vârfuri, determinate de necesitatea unor lucrări mai ample, la intervale de 5-10-30 ani. Cât sunt aceste vârfuri de costuri, procentual, și în ce măsură se atenuază vârfurile de costuri la nivelul S.C. Hidroelectrica S.A. este o problemă ce prezintă interes, dar care nu a fost abordată sistematic. În aceeași ordine de idei, pentru sectorul de centrale hidroelectrice, obișnuita exprimare a costurilor în lei sau dolari pe megawattoră nu este adecvată pentru o analiză-diagnostic. Mai utilă este exprimarea în costuri pe kilowatt (lei sau dolari), în prețuri comparabile, corelată cu modificarea în timp a structurii capacităților de producție (punerea în funcțiune de noi capacități, retragerea altora). Se poate considera astfel la nivelul S.C. Hidroelectrica S.A. costul unitar între 25 și 29 \$/kW [2.12, 2.13] față de care se pot judeca abaterile periodice sau accidentale.

Analiza și evaluarea costurilor de exploatare se poate realiza exclusiv cu date din România. Totuși nu este suficient, comparația cu alte companii din străinătate, cu pondere majoritară hidroenergetică (serviciul hidroenergetic EDF, British Columbia Hydro, Hydro-Quebec, Austria, Suedia, etc.) ar fi deosebit de utilă. Din păcate, în ciuda multiplelor contacte de după anul 1989, sunt puține date la dispoziție, unele dinainte de 1990.

Cât de realiste sunt costurile recunoscute, care este diferențierea calitativă a energiei electrice livrate, cum sunt contabilizate tehnic serviciile de sistem și care este contravaloarea lor, care sunt în final profiturile, minim și maxim, ale producătorilor de energie electrică, sunt tot atâtea întrebări la care nu s-au dat răspunsuri fundamentate. Ceea ce există constituie rezultatul unor negocieri de pe poziții cu limite impuse.

Tariful reglementat, recunoscut în prezent pentru S.C. Hidroelectrica S.A. este sensibil mai mic decât ar fi în cazul unei economii de piață. Alinierea acestui tarif la tariful celei mai performante centrale termoelectrice ar fi o cale prin care agenții economici consumatori de energie electrică și-ar alinia performanțele,

competitivitatea, inclusiv din punct de vedere energetic, la nivelul celor similari din străinătate.

Trebuie amintit și flagelul arieratelor financiare, boală generală a perioadei de tranziție, care perturbă în mod grav desfășurarea activității din sectorul centralelor hidroelectrice. Efectele se cumulează cu cele ale costurilor amânate, dar spre deosebire de acestea au urmări imediate, pe termen scurt.

Pornind de la aceste premise, dată fiind situația actuală a energicii românești, ceea ce se dorește în continuare este combinarea optimizării fizice - maximizarea KWh produs cu același potențial hidroenergetic disponibil - cu optimizarea financiară - valorificarea potențialului hidroenergetic disponibil și previzibil a fi disponibil - .

Optimizarea fizică este evidențiată în cele ce urmează prin considerarea unei amenajări hidrotehnice în exploatare, pentru care se demonstrează că funcționarea centralei hidroelectrice la sarcină maximă, comparativ cu funcționarea centralei la sarcini disponibile în fiecare moment, aduce un surplus de energie anuală și implicit maximizarea KWh. În ceea ce privește optimizarea financiară, aceasta va fi evidențiată în capitolele următoare, valorificând potențialul hidroenergetic previzibil a fi disponibil, prin realizarea unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj.

## 2.2. Studiul comportării hidroagregatelor în centrale – faza turbinării.

O centrală hidroelectrică amenajată pe un sector de râu care cuprinde și acumulare, poate utiliza lucrul mecanic al curentului de apă din circuitul tehnic, determinat ca diferența dintre valorile energiei potențiale dintre cele două extreme ale sectorului amenajat.

Energia care poate fi efectiv produsă la nivelul hidroagregatelor reprezintă potențialul net disponibil al amenajării și se obține scăzând lucrul mecanic al forțelor rezistente din lucrul mecanic teoretic al amenajării.

Utilizând mărimile fizice concrete, coordonate în procesul producției hidroenergetice, energia produsă în cadrul amenajării hidroenergetice se poate defini prin parametrii energetici după cum urmează [2.1]:

- 2.2.1. Căderea de calcul  $H_c$  corespunzătoare randamentului maxim al turbinei, are ca limită inferioară valoarea căderii nominale  $H_n$ . La o centrală hidroelectrică de acumulare se definește valoarea semnificativă  $H_{nm}$ , căderea netă medie într-un interval de timp considerat, ca sumă dintre căderea dată de baraj și căderea netă dată de derivație  $H_{dn}$ :

$$H_{nm} = H_{bn} + H_{dn} \quad (2.1)$$

Considerând căderea brută,  $H_b$  respectiv pierderile hidraulice în aducțiune și energia curentului la ieșirea din turbină, relația de calcul a căderii nete devine:

$$H_{nm} = H_b - \sum h_{p\ ad} - \sum h_{p\ iesire} \quad (2.2)$$

- 2.2.2. Debitul de calcul  $Q_c$  în  $m^3/s$  corespunzător randamentului maxim al turbinei la căderea  $H_c$  în funcție de care se stabilește turația de regim  $n$  are ca limită superioară valoarea debitului normal  $Q_n$ :

$$Q_n = S \cdot v = \mu \cdot S \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_n} \quad (2.3)$$

unde  $v$  este viteza și  $S$  este aria suprafeței maxime de intrare a apei în turbină cu aparatul director complet deschis, iar  $\mu$  un coeficient de viteză depinzând în principal de tipul turbinei.

- 2.2.3. Randamentul energetic al centralei hidroelectrice  $\eta_T$  se obține sub forma produselor dintre randamentul hidraulic  $\eta_h$ , randamentul turbinei  $\eta_t$  și randamentul transformării energetice  $\eta_g$  la nivelul generatorului:

$$\eta_h(Q) = \frac{H_{nm}}{H_b} = 1 - \frac{\sum h}{H_b} \quad (2.4)$$

în care s-a notat cu  $H_b$  căderea brută a amenajării și cu  $\sum h$  suma pierderilor hidraulice. Celelalte randamente au expresii de mai mare complexitate și sunt funcții de parametrii energetici  $H$  și  $Q$ :

$$\eta_t = \eta_t(H, Q) \quad (2.5)$$

$$\eta_g = \eta_g(P(t)(H, Q)) \quad (2.6)$$

$$\eta_T = \eta_h(Q) \cdot \eta_t(H, Q) \cdot \eta_g(P(t)(H, Q)) \quad (2.7)$$

- 2.2.4. Puterea produsă de centrală  $P_c$  calculată cu valoarea căderii brute este dată de relația:

$$P_c = 9.81 \cdot \eta_T \cdot Q_c \cdot H_b \quad \langle kW \rangle \quad (2.8)$$

Unitatea pentru putere este kW-ul, dacă se introduce debitul în  $m^3/s$ , căderea în m, utilizându-se valoarea greutateii specifice a apei  $\gamma_a = 1000 \text{ daN}/m^3$  și accelerația gravitațională  $g = 9.8013 \text{ m}/s^2$ .

- 2.2.5. Energia produsă într-un interval de timp determinat de timpul inițial  $t_1$  și timpul final  $t_2$  se obține prin integrarea în acest interval a produselor dintre putere momentană  $P_c$  și timpul elementar  $dt$ :

$$E_{1,2} = \int_{t_1}^{t_2} P_c \cdot dt \quad \langle kWh \rangle \quad (2.9)$$

În tot timpul funcționării hidroagregatului sub sarcină, turația se asigură constantă. În general, parametrii hidroenergetici analizați oscilează între limite relativ



largi. Debitul antrenat de turbină este determinat prin acțiunea aparatului director. La centralele hidroelectrice cu acumulare se produc oscilații importante ale căderii date de baraj, ca urmare a compensării debitelor conform intereselor exploatării energetice. În consecință randamentul  $\eta_T$  cunoaște de asemenea oscilații importante, problema tehnică fundamentală a exploatării fiind încadrarea optimă a centralei, pentru funcționarea hidroagregatelor în zona randamentelor înalte, în cât mai mari perioade de timp. La pornirea și oprirea centralei, randamentul este variabil în timp, fiind necesar să se calculeze o valoare medie ponderată a randamentului, care este cu atât mai mare, cu cât hidroagregatele lucrează mai mult timp în plină sarcină. Cunoașterea exactă a randamentului  $\eta_T$  este de primordială însemnătate, și necesită un calcul laborios și de mare răspundere.

- 2.2.6. Funcția compensatoare constituie principala posibilitate de intervenție în cazul centralelor hidroelectrice cu acumulare permițând turbinarea unor debite  $Q_T$  diferite de debitele naturale.

Prin aceasta, centralele de acumulare se integrează în schema de amenajare complexă ce permite o optimizare a exploatării eficiente a resurselor de apă.

Ca bază teoretică a funcției compensatoare se consideră relația debitului suplimentat  $Q_s$  reținut în acumulare, determinat în principiu cu ajutorul relației:

$$Q_s = Q_n - Q_T = S(H) \cdot \frac{dH}{dt} \quad (2.10)$$

unde  $S(H)$  – reprezintă expresia oglinzii suprafeței apei, iar  $\frac{dH}{dt}$  reprezintă viteza de creștere a nivelului apei în acumulare.

În funcție de semnul acesteia, debitul suplimentar  $Q_s$  poate fi:

- pozitiv, când debitul turbinat scade la umplerea lacului;
- negativ, când debitul turbinat crește în perioada de golire a lacului.

Prin cunoașterea funcțiilor orografice ale acumulării, volumul de apă acumulat în funcție de înălțimea apei din lac  $V(H)$ , și suprafața liberă a apei, funcție de același parametru  $S(H)$ , se poate determina creșterea pozitivă sau negativă a volumului de apă:

$$V = V_1 - V_2 = \int_{H_1}^{H_2} S(H) \cdot dH \quad (2.11)$$

întegrarea efectuându-se de la înălțimea apei  $H_1$  la care corespunde volumul cumulat  $V_1$  până la înălțimea  $H_2$  la care corespunde volumul cumulat  $V_2$ .

În acest fel se poate exprima analitic debitul turbinat în perioada de golire a lacului:



$$Q_T = Q_n - S(H) \cdot \frac{dH}{dt} \quad ; \quad \frac{dH}{dt} < 0 \quad (2.12)$$

respectiv într-o perioadă de umplere a lacului:

$$Q_T = Q_n - S(H) \cdot \frac{dH}{dt} \quad ; \quad \frac{dH}{dt} > 0 \quad (2.13)$$

Introducând aceste expresii în relația (2.10) se obține energia produsă într-o perioadă de utilizare a volumului de apă suplimentar din lac, deci la golire în sistemul fizic de unități:

$$E_g = 9.81 \cdot \eta_T \cdot \int_{T_1}^{T_2} \left( Q_n - S(H) \cdot \frac{dH}{dt} \cdot H_{nm} \right) \cdot dT \quad (2.14)$$

În sistemul tehnic de unități de măsură, prin intermediul echivalentului energetic al volumelor de apă turbinate se obține:

$$E_g = \frac{T}{367} \cdot W_g + (V_1 - V_2) \cdot H_{nm} \quad \langle \text{kWh} \rangle \quad (2.15)$$

în care volumul de apă turbinat obținut exclusiv din afluența naturală se determină pe baza relației:

$$W_g = \int_{T_1}^{T_2} Q_n \cdot dt \quad (2.16)$$

Într-o perioadă de umplere a acumularii, notând prin analogie cu  $W_u$  volumul consumat din afluența naturală, se calculează energia:

$$E_u = \frac{T}{367} \cdot W_u + (V_1 - V_2) \cdot H_{nm} \quad \langle \text{kWh} \rangle \quad (2.17)$$

Coeficientul dimensional de echivalență s-a luat prin rotunjire  $9.81/3600 = 1/367$ . În calculele de optimizare și în general în studii energo-economice, aplicarea acestor relații sunt de mare importanță practică. La centralele hidroelectrice cu acumulare, energia obținută cu unul și același volum de apă turbinat  $V_T$ :

$$V_T = V_1 - V_2 + W_g \quad (2.18)$$

este cu atât mai mare cu cât căderea  $H_{nm}$  este mai mare, adică la funcționarea centralei cu o cădere sporită prin acumulare.

Din această condiție rezultă posibilitatea de exploatare optimizată a acumularii la înălțimi cât mai mari de reținere, tendință actuală în toate politicile energetice, pentru a se obține cantități de energie cât mai mari prin turbinarea unor volume de apă disponibile, sau cu alte cuvinte, pentru a se putea obține cât mai înalți echivalenți energetici cu un consum specific de apă, cât mai redus.

Funcția compensatoare prin intermediul căreia funcționează centralele hidroelectrice cu acumulare condiționează un grad înalt de complexitate a producției

hidroenergetice. În studiul funcționării centralelor hidroelectrice, problema primordială este asigurarea puterii optime a hidroagregatelor în exploatare.

### *Ecuția fundamentală a compensării hidroenergetice*

Relația de definiție a funcției compensatoare:

$$dV = (Q_n - Q_T) \cdot dt \quad (2.19)$$

permite stabilirea prin integrare a volumului compensator:

$$V(t) = V_0(t) + \int_0^t (Q_n - Q_T) \cdot dt \quad (2.20)$$

volumul inițial punându-se tot ca garanție de timp, specifică exploatării optimizate a fiecărui an hidrologic. Elementele diferențiale care intervin în studiul funcției compensatoare sunt redată în figura 2.3.

Centrala hidroelectrică de acumulare, destinată să asigure cu prioritate energia de vârf, lucrează cu unele dintre agregate sau chiar cu întreaga putere instalată un număr de  $T_v = 2...10$  ore pe zi în afară de unele situații extreme. Dacă se notează cu  $Q_v$  debitul turbinat în orele de vârf, atunci debitul mediu turbinat este dat de relația:

$$Q_T = Q_v \cdot \frac{T_v}{24} \quad (2.21)$$

Din relația de definiție (2.19) se deduce:

$$Q_T = Q_n - \frac{dV}{dt} \quad (2.22)$$

Rezultă că orice creștere a volumului de apă în acumulare atrage după sine o diminuare a debitului turbinat și reciproc. Ținând seama de elementele analizate ale funcției orografice se obține relația:

$$Q_n - Q_T = \frac{dV}{dt} = \frac{dV}{dH} \cdot \frac{dH}{dt} = S(H) \cdot H' \quad (2.23)$$

considerată ca ecuație fundamentală a compensării. În structura modelului matematic, derivata  $H'$  reprezintă viteza de variație a nivelului apei în acumulare, elementul de bază al optimizării exploatării hidroenergetice, iar funcțiile de forma:

$$f_1(t) = S(H) \cdot H' \quad (2.24)$$

$$f_2(t) = H \cdot S'(H) \cdot H' \quad (2.25)$$

$$f_3(t) = h \cdot H \cdot S''(H) \cdot H' \quad (2.26)$$

având toate dimensiunile unor debite în  $m^3/s$ , exprimă debitele fluctuante prin care se realizează transferul de energie între centrală și acumulare. Funcția  $h$  reprezintă un instrument de calcul matematic care intervine în calculul variațional. Debitele reale  $Q_n$  și  $Q_T$  sunt mărimi fizice, ambele pozitive.

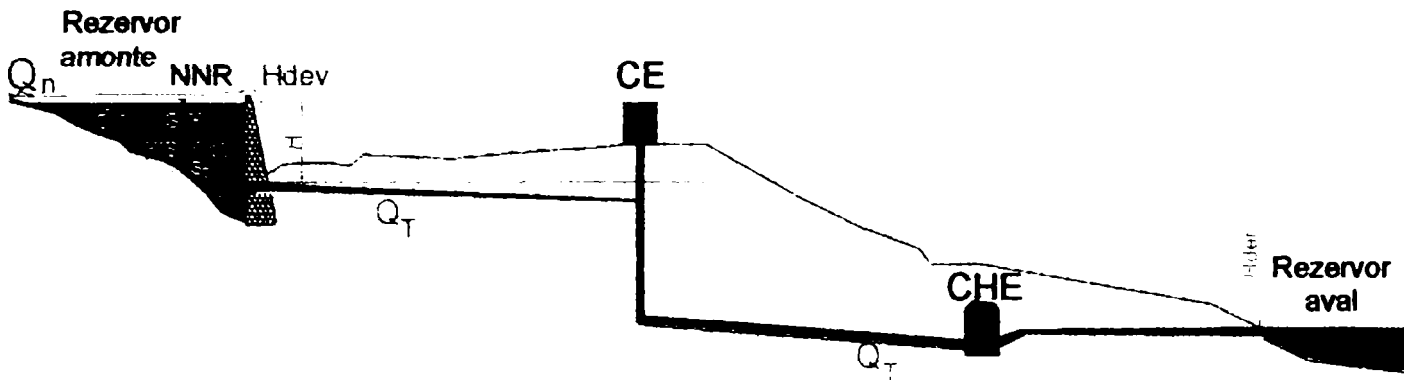


Figura 2.3 Schema de compensare pentru centrala hidroelectrică de acumulare

Puterea dezvoltată de centrala hidroelectrică este formată din două componente: puterea dată de puterea constantă realizată prin derivație  $P_d$  și puterea variabilă  $P(H)$  dată de căderea utilă corespunzătoare înălțimii apei în acumulare:

$$P = 9.81 \cdot \eta_T \cdot Q_T \cdot (H_d + H) = P_d + P(H) \quad (2.27)$$

Prin randamentul total al amenajării hidrotehnice la locul centralei  $\eta_T$  se introduc în ansamblu pierderile hidraulice în sistem, de la priză la restituirea aval, precum și în agregatele hidromecanice. În acest fel funcția  $H$  poate fi privită ca o mărime fizică potențială neafectată de condițiile de lucru ale centralei, determinată direct și integral de înălțimea utilă a apei în acumulare. Înălțimea dată de derivație, din același punct de vedere, se poate considera o constantă. Elementul hotărâtor în optimizare este puterea  $P(H)$  dată de înălțimea utilă  $H$ :

$$P = 9.81 \cdot \eta_T \cdot Q_T \cdot H \quad \text{în KW} \quad (2.28)$$

Ca parametru global de decizie trebuie considerat însă puterea totală  $P$  și producția hidroenergetică asigurată în ansamblu. Energia produsă de C.H.E.A. are expresia:

$$E = 9.81 \cdot \eta_T \cdot \int_{t_1}^{t_2} Q_T \cdot (H_d + H) \cdot dt = E_d + E(H) \quad \text{în KWh} \quad (2.29)$$

iar calculele de optimizare a exploatării se concentrează cu precădere asupra componentei  $E(H)$  care prezintă sensibilitate în funcție de factorii conduși în exploatare și are cea mai mare variație.

Producția de energie într-un ciclu compensator cere integrarea în timp a puterii din momentul inițial al ciclului  $t_1$  până în momentul final  $t_2$ . Dacă perioada  $T = t_2 - t_1$

se consideră ciclul anual de compensare, în fiecare an hidrologic trebuie evidențiați parametrii afluenței naturale și cei ai funcției compensatoare, iar efectul de ansamblu se obține prin însumarea efectelor energetice în toți anii de studiu. În fiecare an se verifică bilanțul:

$$\int_{t_1}^{t_2} (Q_n - Q_T) \cdot dt = 0 \quad (2.30)$$

și inițial se creează condiții precaute, uniforme de utilizare a acumulării, nefiind cunoscut specificul anului hidrologic, luându-se

$$H_m = H(t_1) = H(t_2) \quad (2.31)$$

Ecuatia inițială sau grupul de relații care alcătuiesc modelul matematic al optimizării se aleg astfel încât să corespundă cât mai corect condițiilor impuse prin criteriul de optimizare, să cuprindă condițiile de margine și restricțiile și să fie accesibile calculelor analitice operative respectiv calculelor numerice laborioase.

### *Optimizarea funcționării Centralelor hidroelectrice în formulare integrală*

Se propune pentru optimizare, maximizarea producției de energetice exprimată prin relația:

$$E = 9.81 \cdot \int_{t_1}^{t_2} \eta_T \cdot Q_T \cdot H \cdot dt \rightarrow \max \text{ im} \quad (2.32)$$

Întrucât expresia analitică a randamentului  $\eta_T$  în funcție de debit și cădere este deosebit de dificilă, la centralele hidroelectrice cu înălțime de cădere mare creată prin derivație se admite o valoare medie, constantă a randamentului, iar ca moment inițial  $t_1$  respectiv  $t_2$  se aleg valori care cuprind un ciclu anual de compensare. Utilizând relația debitului turbinat în funcție de cotele curbei orografice și succesiunea debitelor din afluența naturală  $Q_n$ , funcționala se poate scrie sub forma:

$$E_{t_1, t_2} = 9.81 \cdot \eta_T \cdot \int_{t_1}^{t_2} (Q_n - S(H) \cdot \frac{dH}{dt}) \cdot H \cdot dt \quad (2.33)$$

cu respectarea restricțiilor precizate anticipat, privind debitul nenul și nenegativ respectiv limitele cotelor nivelului  $H$  al apei în acumulare. Parametrul optimizat, ca funcție continuă  $H$  apare și prin derivata sa  $H'$  astfel încât se impune o funcțională, exprimată în formă analitică uzuală de forma:

$$I(y) = \int_{x_1}^{x_2} F(x, y, y') \cdot dx \quad (2.34)$$

Condiția Euler de existență a unui extrem relativ pentru o asemenea expresie a funcționalei este:

$$\frac{\partial F}{\partial y} - \frac{d}{dx} \left( \frac{\partial F}{\partial y'} \right) = 0 \quad (2.35)$$

respectiv sub formă desfășurată.:

$$\frac{\partial F}{\partial y} - \frac{\partial^2 F}{\partial x \partial y'} - y' \frac{\partial^2 F}{\partial y \partial y'} - y' \frac{\partial^2 F}{\partial y'^2} = 0 \quad (2.36)$$

Eulerianul nu conduce la relații de importanță practică, în afară de soluții neoperative de forma:  $H = \text{const.}$ ,  $Q_n = \text{const.}$ . Din aceste motive se propune completarea relației funcționalei, introducând în locul funcției  $H$  constantă în fiecare perioadă de timp elementar  $dt$ , expresia unei valori medii, între valoarea  $H_1$  inițială și  $H_2$  finală în fiecare perioadă elementară de timp:

$$H_{\text{med}}(t) = \frac{H_1 + H_2}{2} = H + \frac{dH}{2} \quad (2.37)$$

Minimul matematic al funcționalei devine astfel utilizabil, considerând că orice creștere a debitului turbinat conduce la o creștere a puterii și ca atare a energiei produse, dar poartă în sine și germenele unei descreșteri a acestora prin micșorarea căderii  $dH$ , în aceeași perioadă elementară de timp  $dt$ . Elementul diferențial  $dH$  care trebuie introdus în relație este produsul între valoarea  $H'$  a derivatei în acel moment și elementul de timp elementar. Pentru formarea unei relații analitice operabile, în care se respectă condiția de omogenitate sub raportul unităților de măsură, se propune aplicarea unei valori elementare de timp  $\partial t$  în relația:

$$dH = \partial t \cdot H' \quad (2.38)$$

$\partial t$  având în mod necesar dimensiune secundă și fiind luată ca valoare unitară, întrucât elementul de timp în care se produce diferențiala  $dH$  este identic cu elementul de timp pe care se integrează puterea pentru producerea energiei elementare  $dE$ . Aparent, acest element de timp dispare din relațiile analitice, fiind folosit numai din condiția respectării unităților fizice de măsură.

Relația analitică a funcționalei devine:

$$F = \left( H + \frac{1}{2} H' \right) \cdot (Q_n - S(H) \cdot H') \quad (2.39)$$

mai complicată, însă permițând aplicarea favorabilă a eulerianului din care se calculează succesiv:

$$\frac{\partial F}{\partial H} = Q_n - S(H) \cdot H' - \left( H + \frac{1}{2} H' \right) \cdot S'(H) \cdot H' \quad (2.40)$$

$$\frac{\partial F}{\partial H'} = \frac{1}{2} Q_n - \frac{1}{2} S(H) \cdot H' - S(H) \cdot \left( H + \frac{1}{2} H' \right) \quad (2.41)$$

Aplicând eulerianul, alături de expresia debitului natural  $Q_n$  apare în condiția de optimizare și derivata expresiei acestuia, ca un avantaj de seamă al metodei aplicate. Întrucât toate funcțiile  $Q_n$ ,  $S(H)$ ,  $H$  și  $H'$  sunt funcții de timp, condiția de extrem devine:

$$Q_n - S(H) \cdot H' - \left( H + \frac{1}{2} H' \right) S'(H) \cdot H' - \frac{1}{2} Q'_n + \frac{1}{2} S'(H) \cdot (H')^2 + \frac{1}{2} S(H) \cdot H'' + H' \cdot \left( H + \frac{1}{2} H' \right) + S(H) \cdot \left( H' + \frac{1}{2} H'' \right) = 0 \quad (2.42)$$

$$\text{sau: } Q_n - \frac{1}{2} Q'_n + \frac{1}{2} S'(H) \cdot (H')^2 + S(H) \cdot H'' = 0 \quad (2.43)$$

Posibilitățile de integrare a ecuației depind de expresia analitică a debitului natural. Dacă această expresie nu reprezintă suficient de exact succesiunea debitelor  $Q_n$ , se recurge la calcule numerice.

### 2.3. Necesitatea coordonării parametrilor hidroenergetici

Încărcarea pe care o pot prelua agregatele unei centrale hidroelectrice este determinată de ansamblul factorilor hidrodinamici și energetici ai amenajării. Fiind într-o strânsă interdependență, trebuie asigurată corelarea optimă a factorilor hidraulici ai amenajării cu caracterul și mărimea parametrilor energetici. În cazul centralelor hidroelectrice cu acumulare, procesul corelării dobândește o însemnătate deosebită, fiind necesar să se asigure satisfacerea optimă a cerinței de apă și a cererii de energie ale sistemului. Din cauza marilor oscilații ale regimului hidrologic, în procesul compensării zilnice și în exploatarea anuală, se confruntă condițiile exploatarei energetice optimizate cu modificările importante și imprevizibile ale regimului hidrologic. Procesul de corelare necesită o foarte bună cunoaștere a condițiilor de lucru ale turbinelor la turația de regim, în prezența oscilațiilor mari ale celorlalți parametri hidroenergetici.

Principalii parametri hidroenergetici sunt:

- tipul și diametrul turbinei, mărimi optimizate;
- turația hidroagregatului;
- randamentul hidroagregatului, în domeniul stabilit în cadrul diagramei de exploatare;
- numărul optim de agregate în lucru;



- locul și condițiile optime de lucru în cadrul sistemului energetic național corespunzător unui regim de exploatare stabilit.

### 2.3.1. Studiu de caz. Date generale.

Studiul de caz constă în determinarea energiei electrice medii anuale pentru CHE Clocotiș considerând funcționarea acesteia în două ipoteze:

A). Centrala funcționează la căderea disponibilă, variabilă, la fiecare moment dat;

B). Centrala funcționează doar la căderea maximă.

Diagramele de exploatare a turbinelor redau caracteristicile  $\eta = f(H, Q)$  sau  $\eta = f(H, P)$ , de cea mai mare valoare practică [2.1]. Prin încercări experimentale efectuate în laboratoarele de specialitate, se determină caracteristicile modelului de turbină, având dimensiunile geometrice, presiunea și turația de regim optimizate în vederea obținerii unor rezultate pe deplin edificatoare.

Parametrii modelului încercat:

- diametrul de intrare al rotorului:  $D_1 = 1.16$  m;
- turația turbinei:  $n = 600$  rot/min;
- căderea de calcul a turbinei:  $H_c = 115.6$  m;
- caracteristica turbinei – universală (figura 2.4);

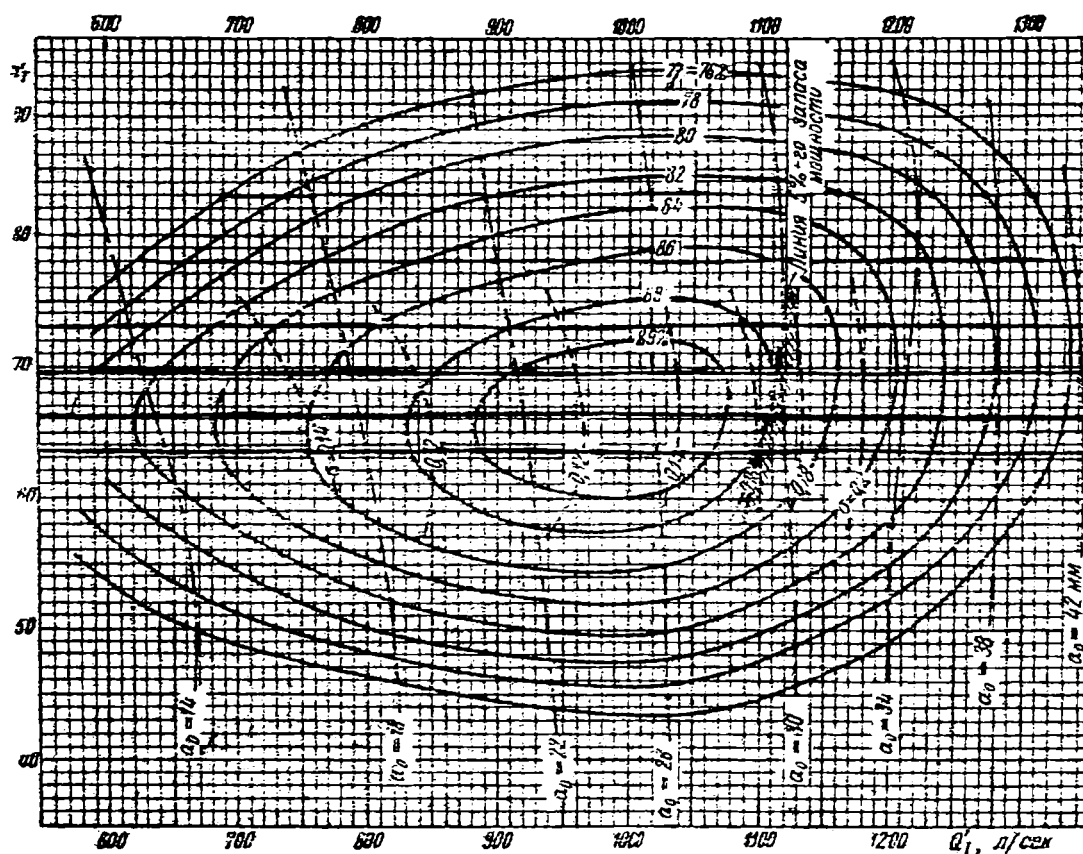


Figura 2.4 Caracteristica turbinei universale F115

Randamentul modelului încercat se exprimă prin relația  $\eta_m = f(n_{11}, Q_{11})$  în funcție de mărimile dublu unitare:

$$n_{11} = \frac{n_i \cdot D_i}{\sqrt{H_i}} \quad (2.44)$$

$$Q_{11} = \frac{Q'_i}{D_i^2 \cdot \sqrt{H_i}} \quad (2.45)$$

iar pentru model

$$P_{11} = \frac{P}{D_m^2 \cdot H \cdot \sqrt{H}} \quad (2.46)$$

Centrala hidroelectrică Clocotiș este realizată în cadrul Amenajării hidrotehnice complexe Cerna-Motru-Tismana și utilizează volumul util al lacului de acumulare dat de barajul Vâja. În studiu se valorifică datele hidrologice ale râului Bistrița pe o perioadă de 20 de ani: 1971-1990, date obținute de la postul hidrometric local, Bistrița – barajul Vâja– Gorj (tabelul 2.2) [2.7].

Tabelul 2.2

Anul	Ian	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Iun.	Iul.	Aug.	Sep.	Oct.	Noie.	Dec.	Medie
1971	1.01	3.22	4.50	6.16	3.31	1.52	1.12	1.04	4.26	0.70	0.59	0.72	<b>2.35</b>
1972	0.80	2.07	1.58	6.67	5.76	1.50	0.96	0.39	0.57	15.62	2.33	1.82	<b>3.34</b>
1973	0.37	0.72	2.23	2.09	6.44	3.00	1.37	5.38	0.23	0.56	0.50	0.28	<b>1.93</b>
1974	1.40	0.95	1.72	4.13	3.93	4.97	4.54	3.28	3.31	5.63	3.86	3.80	<b>3.46</b>
1975	1.20	2.24	3.30	5.69	5.65	4.17	1.66	2.51	1.89	3.49	2.49	1.44	<b>2.98</b>
1976	3.01	6.33	4.56	5.76	2.05	1.69	1.52	1.22	1.42	4.10	10.43	5.09	<b>3.93</b>
1977	0.88	3.62	4.35	3.80	6.21	2.79	1.46	0.87	1.82	1.44	1.24	1.07	<b>2.46</b>
1978	2.32	3.79	3.55	3.85	6.04	4.98	1.72	2.71	0.97	1.17	1.09	1.14	<b>2.78</b>
1979	1.72	2.13	2.11	4.54	8.72	4.05	1.73	0.86	0.29	0.88	3.07	2.19	<b>2.69</b>
1980	1.98	2.64	5.81	5.76	6.16	3.59	0.99	0.42	0.40	0.93	2.38	3.59	<b>2.89</b>
1981	2.37	1.29	3.45	7.13	2.96	1.43	1.69	1.37	0.79	2.55	1.67	3.50	<b>2.52</b>
1982	1.55	1.61	1.97	3.16	1.36	2.53	3.02	0.88	0.46	1.15	0.97	1.98	<b>1.72</b>
1983	0.82	3.57	3.14	7.47	9.18	2.31	0.63	0.35	0.46	0.29	0.28	0.52	<b>2.42</b>
1984	0.47	2.02	4.67	8.78	4.16	2.25	0.52	0.36	0.26	0.47	1.06	0.80	<b>2.15</b>
1985	2.34	2.02	3.65	8.38	2.74	2.58	2.06	1.08	0.38	0.13	1.58	2.90	<b>2.49</b>
1986	0.23	0.91	1.43	8.66	5.93	2.47	0.64	0.30	0.22	0.29	0.34	0.25	<b>1.81</b>
1987	1.03	2.07	3.76	4.98	2.73	2.26	1.12	0.42	0.45	0.30	0.63	0.72	<b>1.71</b>
1988	0.51	0.58	2.09	2.97	4.29	7.01	1.55	0.74	0.66	0.36	0.34	0.68	<b>1.82</b>
1989	0.60	0.96	0.96	4.90	1.70	1.20	1.16	0.44	0.35	1.27	1.38	0.72	<b>1.30</b>
1990	1.48	1.02	6.16	6.90	6.50	13.74	7.52	2.03	0.59	0.44	0.45	2.91	<b>4.15</b>

Cunoscute fiind căderea minimă, de calcul și maximă se calculează pentru turbina Francis F.115 turațiile minime, de calcul și maxime:

$$n_{11 \min} = \frac{n \cdot D}{\sqrt{H_{\max}}} = \frac{600 \cdot 1.16}{\sqrt{120}} = 63.53 \quad (2.47)$$

$$n_{11 \text{ calcul}} = \frac{n \cdot D}{\sqrt{H_{\text{calcul}}}} = \frac{600 \cdot 1.16}{\sqrt{115.6}} = 64.73 \quad (2.48)$$

$$n_{11 \text{ max}} = \frac{n \cdot D}{\sqrt{H_{\text{min}}}} = \frac{600 \cdot 1.16}{\sqrt{62}} = 88.39 \quad (2.49)$$

Pentru transpunerea randamentului de la model la mașina industrială se aplică formula lui Moody [2.9]:

$$\frac{1 - \eta}{1 - \eta_M} = \sqrt[5]{\frac{D_M}{D}} \quad (2.50)$$

și se obține:  $\frac{1 - \eta}{1 - \eta_M} = \sqrt[5]{\frac{0.46}{1.16}} \Rightarrow \eta = 0.169 + 0.831 \cdot \eta_M$ . Dar  $\eta_M^{\text{opt}} = 0.89$  și deci

$$\eta^{\text{opt}} = 0.91 \Rightarrow \Delta\eta = \eta^{\text{opt}} - \eta_M^{\text{opt}} = 0.02. \quad (2.51)$$

Calculul se conduce tabelar pentru situațiile  $H = 62; 70; 80; 90; 110; 120$  m. Pe baza acestor tabele trasându-se diagramele de funcționare ale turbinei Francis F.115. În cele ce urmează se prezintă calculul puterii la căderea  $H = 62$  m, pentru celelalte căderi calculul fiind similar (tabelul 2.3).

**H = 62 m**

$$n_{11} = \frac{n \cdot D}{\sqrt{H}} = \frac{600 \cdot 1.16}{\sqrt{62}} = 88.39 \quad (2.52)$$

$$Q' = Q_{11} \cdot D^2 \cdot \sqrt{H} = Q_{11} \cdot 1.16^2 \cdot \sqrt{62} = 10.59 \cdot Q_{11} \quad (2.53)$$

$$P = 9.81 \cdot \eta^* \cdot Q' \cdot H = 9.81 \cdot \eta^* \cdot Q' \cdot 62 = 608.22 \cdot \eta^* \cdot Q' \quad (2.54)$$

Tabelul 2.3

$\eta_M$	0.76	0.78	0.80	0.80	0.78	0.76
$Q_{11}$	0.760	0.830	0.950	1.100	1.210	1.270
$\eta_M + \Delta\eta = \eta^*$	0.78	0.800	0.82	0.82	0.80	0.78
$Q' = 10.59 Q_{11}$	8.05	8.79	10.06	11.65	12.82	13.45
P (kW)	3819.0	4277.0	5017.3	5810.3	6237.9	6380.8

Se trasează diagramele de funcționare a turbinei Francis F.115 (figura 2.5) și împreună cu curba de capacitate a lacului Vâja (figura 2.6), se conduce tabelar calculul puterii instalate și a energiei în cele două variante. Pentru determinarea puterii, respectiv a energiei medii anuale, se parcurge următorul algoritm de calcul:

- se citește din tabelul 2.2 debitul afluent aferent fiecărei luni, începând cu ianuarie 1971;
- se calculează volumul afluent în lacul de acumulare în baza relației:

$$V_{\text{afl.}} = Q_{\text{afl.}} \cdot T \quad (2.55)$$

unde T reprezintă timpul exprimat în secunde pentru o lună calendaristică (aprox.  $2.63 \times 10^6$  secunde);

- se însumează volumul afluent cu volumul existent (stocat) în lacul de acumulare;

- se analizează ce debit poate fi turbinat ( $Q_{\text{def.}}$ ) în funcție de volumul de apă existent în lacul de acumulare;

- se calculează volumul defluent din lacul de acumulare în baza relației:

$$V_{\text{defl.}} = Q_{\text{defl.}} \cdot T \quad (2.56)$$

și implicit volumul de apă rămas în lacul de acumulare ( $V_{\text{stoc}}$ ) conform relației:

$$V_{\text{stoc}} = V_{\text{lac}} + V_{\text{afl.}} - V_{\text{defl.}} \quad (2.56)$$

- corespunzător volumului de apă util existent în lacul de acumulare, din curba orografică  $V = V(H)$  se determină căderea H la turbina Francis a centralei Clocotiș;

- din diagrama de funcționare a turbinei Francis  $Q = Q(\eta, H)$ , în funcție de debitul turbinat ( $Q_{\text{def.}}$ ) și căderea determinată anterior (H), se extrage randamentul de funcționare al turbinei  $\eta$ ;

- se calculează puterea (kW) în baza relației:

$$P = 9.81 \cdot \eta \cdot Q \cdot H \quad (2.57)$$

iar în final energia produsă (kWh):

$$E = P \cdot t \quad (2.58)$$

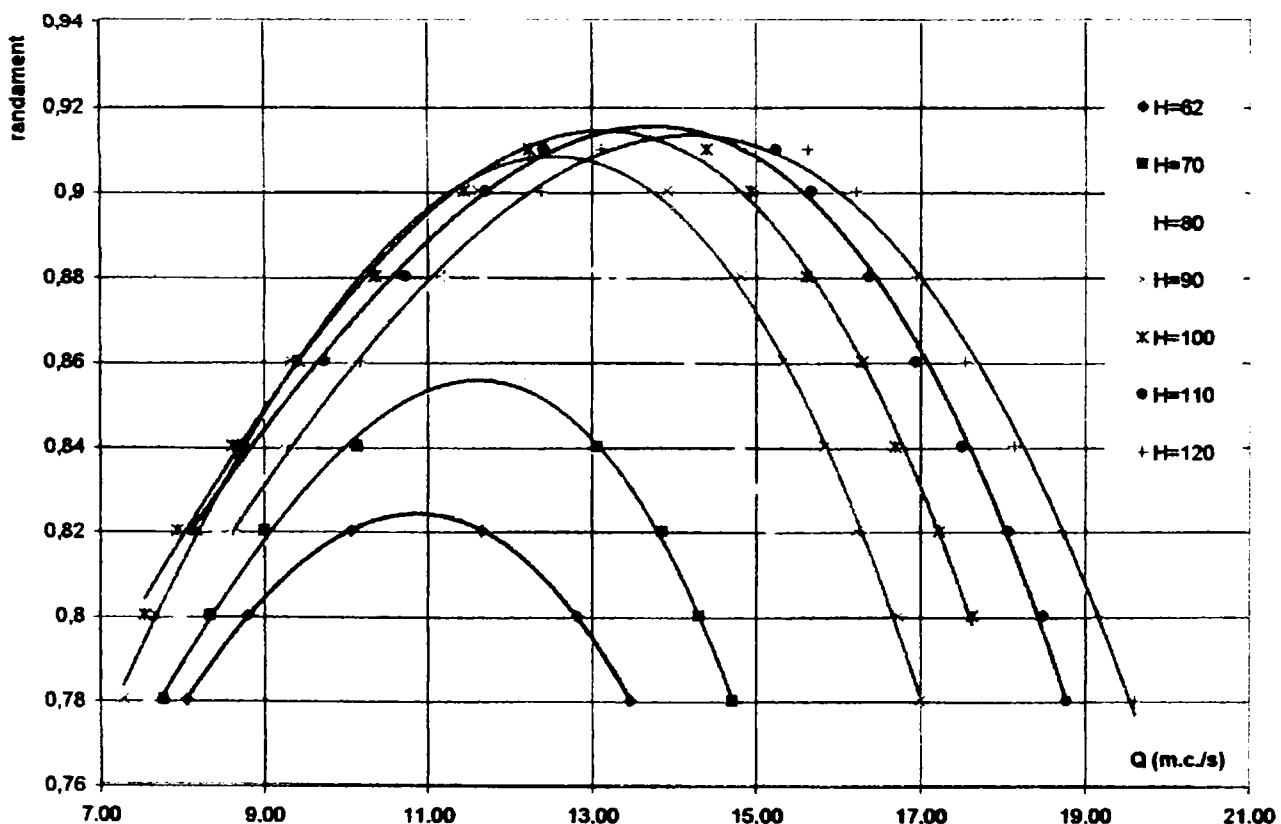


Figura 2.5 Diagrama de funcționare a turbinei Francis  $Q = Q(\eta, H)$

Diferența dintre cele două variante constă în faptul că în varianta a doua, de funcționare la sarcină maximă, se așteaptă umplerea lacului astfel încât centrala să funcționeze tot timpul la debitul maxim instalat de  $15 \text{ m}^3/\text{s}$ , prima variantă acceptând uzinarea unui debit variabil în limitele  $7-12 \text{ m}^3/\text{s}$ .

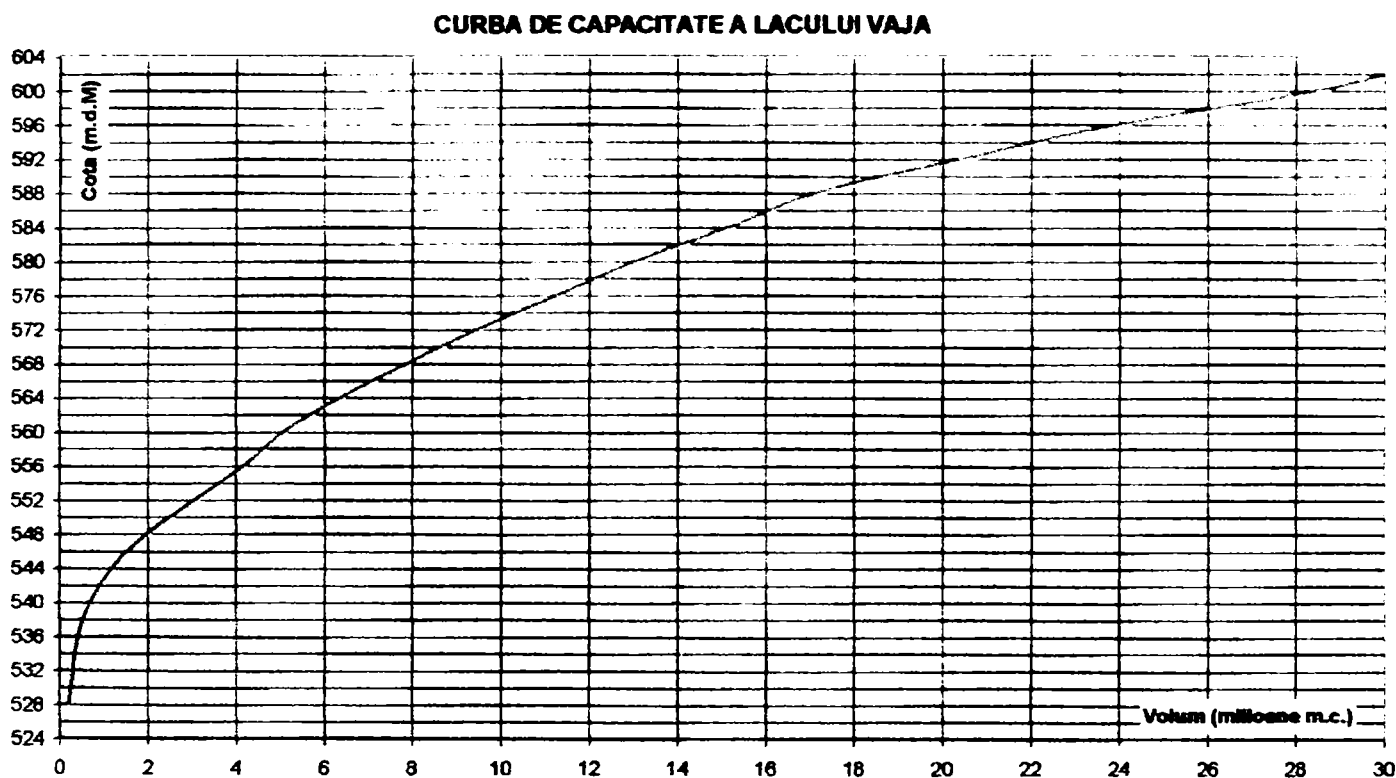


Figura 2.6 Curba orografică  $V=f(H)$  a lacului Vâja

Calculul tabelar pentru cele două ipoteze este prezentat în anexa 2 și 3. Analizând rezultatele obținute în urma parcurgerii algoritmului prezentat anterior se desprinde ideea necesității funcționării centralelor hidroelectrice de acumulare la cădere maximă în vederea obținerii unei energii electrice sporite. Astfel, în prima ipoteză, a căderilor variabile la centrală, s-a obținut pe parcursul celor 20 de ani o energie totală de 355.22 GWh, energia medie anuală fiind de 17.76 GWh/an. În cea de a doua ipoteză, a căderilor maxime la centrala hidroelectrică, energia totală a fost de 427.84 GWh, energia medie anuală fiind de 21.39 GWh/an, ceea ce conduce la o creștere procentuală deloc neglijabilă, față de prima ipoteză de 17% (figura 2.7).

Obținerea energiei sporite în cea de a doua variantă a fost posibilă datorită funcționării centralei hidroelectrice în zona randamentelor maxime  $\eta = 0.91-0.925$ , fapt corelat cu existența căderilor maxime  $H = 112-120 \text{ m}$  respectiv a debitului constant maxim  $Q = 15 \text{ m}^3/\text{s}$ . Prima ipoteză, prin considerarea debitului instalat variabil la centrală în limita  $Q = 7-12 \text{ m}^3/\text{s}$  a impus căderi variabile în limita  $H = 92-109 \text{ m}$ , respectiv randamente  $\eta = 0.772-0.907$ . Totodată în studiul întreprins, ipoteza a II-a a înregistrat o pierdere semnificativă din debitul afluent –



comparativ cu prima ipoteză - datorită tendinței de acumulare permanentă în lacul de acumulare în vederea funcționării la cădere maximă, perioadele de viitură ducând, la pierderi prin deversări, deci debite care ar fi putut mări și mai mult cantitatea de energie produsă.

Deși acest calcul este pur teoretic, prin diferențele existente în producția de energie pentru cele două ipoteze, se evidențiază necesitatea încadrării centralelor hidroelectrice corect în cadrul S.E.N, la vârf și semivârf, astfel încât pe cât posibil acestea să funcționeze la capacitate maximă.

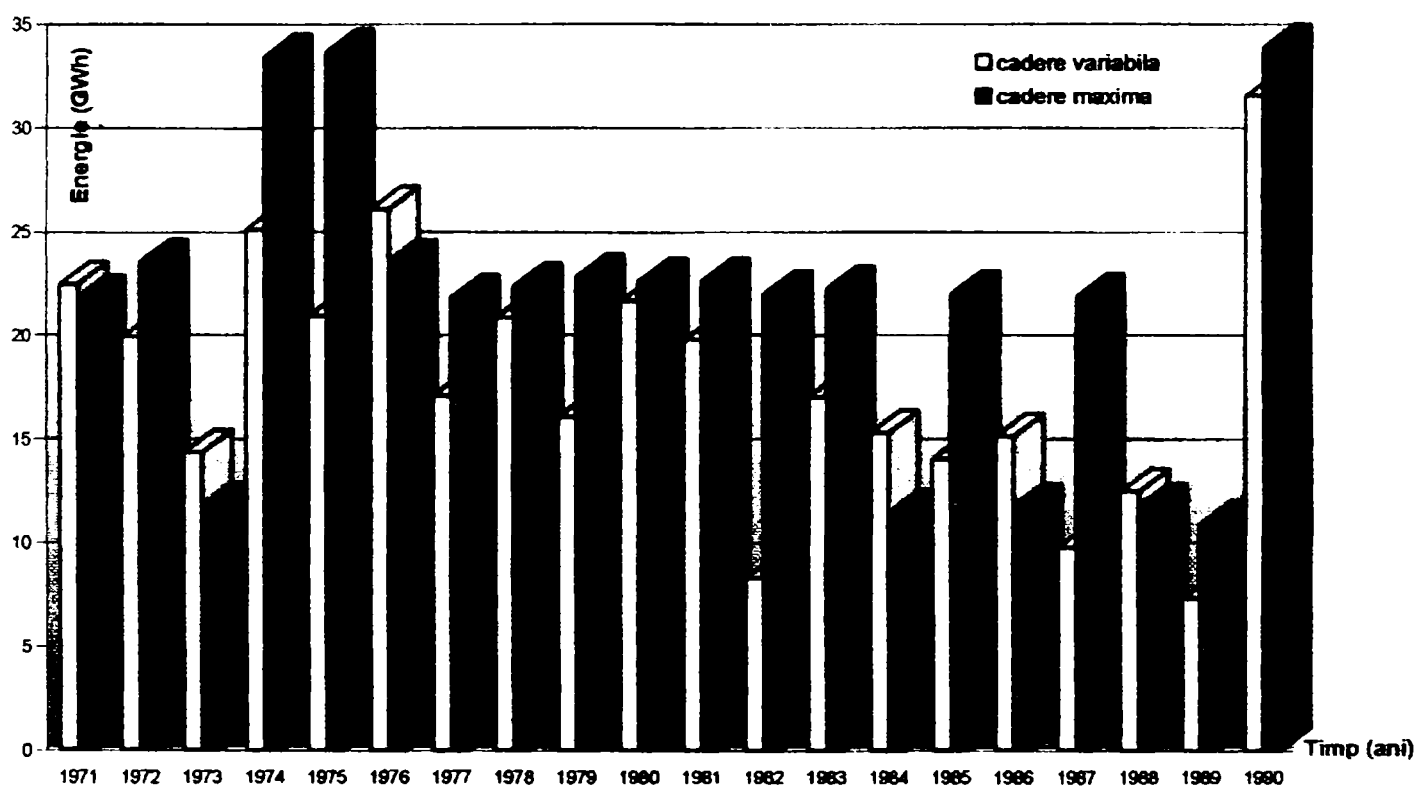


Figura 2.7 Producția de energie electrică anuală – C.H.E. Clototș

În concluzie, ceea ce s-a căutat prin studiul de caz prezentat anterior, nu a fost altceva decât realizarea unei legături între centralele hidroelectrice de acumulare și centralele hidroelectrice cu acumulare prin pompaj (C.H.E.A.P.), obținerea sarcinilor maxime de cădere la o centrală hidroelectrică fiind posibilă, și prin pompajul apei dintr-o acumulare situată în aval. Totodată, prin existența unui rezervor superior, alăturat firului de apă, în care să se poată pompa apa în caz de viitură, evitându-se astfel deversările, s-ar obține un câștig de energie, deși anterior se consumă energie pentru pompaj. Cele două posibilități amintite, conduc la oportunitatea realizării centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj de tip baraj, respectiv a centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj de derivație ce utilizează lacul de acumulare al unei centrale hidroelectrice gravitaționale.

Centralele hidroelectrice cu acumulare prin pompaj, de tip baraj, se caracterizează prin faptul că întreaga cădere este realizată de baraj, iar căderile sunt



variabile din cauza oscilațiilor biefului superior, ca rezultat al regularizării debitelor pentru amenajarea gravitațională. Această situație are influențe negative asupra randamentului pompelor, cât și asupra puterii disponibile a C.H.E.A.P. care se poate diminua apreciabil în perioadele îndelungate la care nivelul apei în bieful superior este coborât [2.4], fapt ce a condus la realizarea lor în număr mult mai mic decât cele de derivație, și numai când variațiile de nivel din lacul de acumulare sunt relativ mici.

2.3.2. Criteriu de departajare dintre centralele hidroelectrice de acumulare cu pompaj secundar și centralele hidroelectrice cu acumulare prin pompaj.

Utilizarea pompajului în hidroenergetică este foarte răspândită, astfel că se impune diferențierea centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj (C.H.E.A.P.) de centralele hidroelectrice cu pompaj secundar, realizat în vederea creșterii gradului de utilizare a potențialului hidroenergetic, problemă destul de controversată, a cărei soluționare se poate face numai prin stabilirea unui criteriu de departajare. În acest scop se specifică, mai întâi, cazurile tipice de folosire a pompajului, prezentate în figura 2.8, după cum urmează:

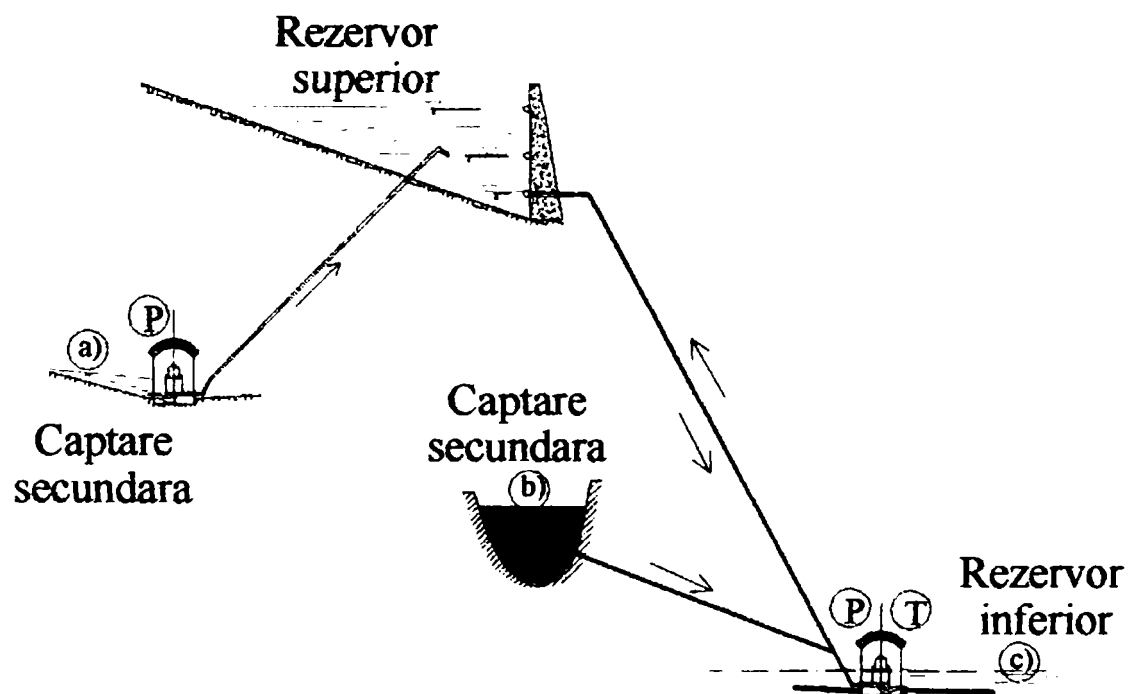


Figura 2.8 Cazurile tipice de utilizare a pompajului în hidroenergetică: P – pompă, T - turbină

⇒ O primă situație este cea a captărilor secundare situate la o cotă inferioară lacului de acumulare, al căror debit este dirijat în lac de grupuri de pompare amplasate într-o stație separată de clădirea centralei, prin conducte și galerii proprii (cazul a).

⇒ Un alt caz este similar cu cel anterior, dar apa ajunge în lac prin firul principal al aducțiunii, grupurile de pompare fiind instalate în clădirea centralei (cazul b).

⇒ În unele scheme se pompează dintr-un bazin inferior, amplasat la debușarea canalului de fugă al centralei, fie debitul format pe diferența de bazin dintre bazin și centrală, fie un volum de apă care se recirculă între cele două lacuri. În acest caz pompele sunt instalate în clădirea centralei, iar dirijarea apei în lac se face pe firul principal al amenajării (cazul c).

În primul caz, pomparea și turbinarea apei se poate face fără nici un fel de restricții de funcționare a centralei, în timp ce în celelalte cazuri nu este posibilă funcționarea simultană a grupurilor de pompare cu cele de turbinare.

Față de cele arătate se consideră rațional să se ia drept criteriu de departajare compatibilitatea funcționării simultane în regim de turbinare și de pompare. Deci C.H.E.A.P. se consideră cele la care pomparea și turbinarea apei nu se pot realiza simultan, centralele hidroelectrice cu pompaj secundar fiind cele la care nu apare o asemenea restricție. Pompajul secundar, așa cum s-a putut constata în primul capitol, este utilizat la noi în țară la A.H.E. Lotru prin cele trei stații de pompare (Petrimanu, Balindru, Jidoaia), la A.H.E. Drăgan-Iad prin stația Secuieu, la A.H.E. Sebeș prin stația Gîlceag, , la A.H.E. Timiș prin stația Trei Ape.

#### 2.4. Clasificarea centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj C.H.E.A.P.

Schemele de amenajare ale C.H.E.A.P. se pot clasifica pe baza următoarelor elemente:

a.) Raportul în care se găsește înălțimea statică de pompare  $H_{sp}$  și cea de turbinare  $H_{st}$ , existând astfel C.H.E.A.P. cu căderi egale ( $H_{sp} = H_{st}$ ) sau diferite ( $H_{sp} < H_{st}$ ).

b.) Modul de folosire al volumului de apă pompat, existând astfel două tipuri de C.H.E.A.P.:  
 - în circuit deschis, la care volumul de apă pompat este turbinat o singură dată, situație ce corespunde întotdeauna amenajărilor la care  $H_{sp} < H_{st}$  și uneori atunci când  $H_{sp} = H_{st}$ ;  
 - în circuit închis, care recirculă același volum de apă, ceea ce se poate realiza atunci când  $H_{sp} = H_{st}$ .

c.) Raportul în care se găsește volumul de apă pompat față de cel total utilizat pentru producerea energiei electrice. Volumul anual utilizat pentru producerea

energiei electrice  $V_T$  este alcătuit, în cazul general, dintr-un volum de apă afluent în rezervorul superior, format pe suprafața de bazin aferentă acestuia  $V_N$  și dintr-un volum de apă pompat  $V_P$ , astfel că ( $V_T = V_N + V_P$ ). C.H.E.A.P. se clasifică în următoarele două categorii, după proporția dintre volumele  $V_N$  sau  $V_P$  și  $V_T$ :

- C.H.E.A.P. pur, la care  $V_N/V_T < 0.05$  (0.10), respectiv  $V_P/V_T > 0.90$  (0.95).

- C.H.E.A.P. mixt, la care  $V_N/V_T > 0.05$  (0.10), respectiv  $V_P/V_T < 0.90$  (0.95).

În locul acestui criteriu convențional, mai des întâlnit este criteriul de clasificare după raportul dintre energia produsă prin turbinarea volumului total de apă și energia consumată pentru pomparea volumului de apă ( $E_{HP}/E_P$ ), existând astfel:

- C.H.E.A.P. pur, la care  $V_N = 0$ , rezultând  $V_P = V_T$ .

- C.H.E.A.P. preponderent, la care aportul natural este redus, rezultând  $E_{HP} < E_P$ .

- C.H.E.A.P. mixt, cu aport natural însemnat, ceea ce conduce la  $E_{HP} > E_P$ .

Față de cele arătate se fac următoarele precizări:

- ◆ Majoritatea C.H.E.A.P. pur sau preponderent sunt în circuit închis, iar C.H.E.A.P. mixt, în circuit deschis;
- ◆ La prezentarea tipului de C.H.E.A.P. se poate renunța uzual la menționarea caracteristicii de cădere. C.H.E.A.P. în circuit închis implică egalitatea  $H_{sp} = H_{st}$ , în timp ce la cele în circuit deschis, în general  $H_{sp} < H_{st}$ . Caracteristica de cădere trebuie menționată numai la C.H.E.A.P. în circuit deschis cu căderi egale.
- ◆ Grupurile unor C.H.E.A.P. pot funcționa în anumite perioade ale anului în circuit închis, iar în alte perioade în circuit deschis, C.H.E.A.P. purtând denumirea în acest caz de C.H.E.A.P. combinat.
- ◆ La unele C.H.E.A.P. sunt instalate pompe pentru pompaj în circuit deschis și pompe separate pentru circuit închis, C.H.E.A.P. numindu-se C.H.E.A.P. multiplu.

Schemele unor C.H.E.A.P. sunt foarte complexe, astfel încât caracterizarea lor este dificil să se facă cu o singură denumire, necesitând o prezentare de detaliu. Problema clasificării C.H.E.A.P. este controversată, unele opinii fiind mai largi, iar altele mai restrictive decât cele arătate mai sus. După unele păreri, orice amenajare care dispune de instalații de pompare se încadrează în categoria C.H.E.A.P. După acest criteriu Amenajările hidroelectrice A.H.E. cu pompaj secundar, fac parte din grupa C.H.E.A.P. în circuit deschis. După alte păreri, se include în categoria

C.H.E.A.P. numai amenajările în circuit închis, considerându-se că instalațiile de pompare în circuit deschis sunt auxiliare ale A.H.E. în scopul valorificării superioare a potențialului hidroenergetic al râurilor și a îmbunătățirii indicatorilor tehnico-economici.

C.H.E.A.P. se pot clasifica și după alte criterii, dintre care principalele sunt:

(a) Criteriul duratei ciclului de pompare. În funcționarea C.H.E.A.P. se pot distinge două regimuri caracteristice de funcționare: regimul de pompare și regimul de turbinare. După durata ciclului de pompare C.H.E.A.P. se pot clasifica în următoarele trei categorii:

- C.H.E.A.P. cu ciclu zilnic, la care pomparea se face în orele de sarcină minimă din fiecare zi, iar turbinarea în orele de vârf din fiecare zi;

- C.H.E.A.P. cu ciclu săptămânal, la care pentru umplerea lacului superior se folosește și puterea disponibilă din orele de sarcină scăzută din zilele de repaus, pe lângă pompajul din orele de sarcină minimă din fiecare zi. Apa astfel acumulată este apoi utilizată în orele de sarcină maximă din zilele lucrătoare ale săptămânii. Ciclul săptămânal necesită lacuri de volume mai mari decât ciclul zilnic, dar mărește sarcina minimă din zilele de repaus care poate pune probleme dificile de exploatare Centralelor Termoelectrice C.T.E. și Centralelor Nuclearelectrice C.N.E.

- C.H.E.A.P. cu ciclu sezonier, la care pomparea are loc în perioada de debite mari a anului când există disponibil de energie electrică produsă de A.H.E. pe firul apei. Volumele de apă acumulate în acest mod sunt turbinate în perioadele anului de ape mici și consum mare de energie electrică, în general iarna. Ciclul sezonier necesită lacuri mari de acumulare.

C.H.E.A.P. cu ciclu sezonier pot fi utilizate și pentru pompajul zilnic și săptămânal în afara perioadelor de ape mari. C.H.E.A.P. cu ciclu zilnic și săptămânal sunt în general de tipul pompajului pur sau preponderent, în circuit închis, în timp ce cele mai multe C.H.E.A.P. cu ciclu sezonier sunt de tipul mixt.

(b) Criteriul tipului de grupuri utilizat. Grupurile de pompare și turbinare folosite la C.H.E.A.P. permit clasificarea acestora în următoarele trei categorii:

- C.H.E.A.P. cu grupuri independente de turbinare și pompare. La aceste centrale pompa este antrenată de un motor electric, iar generatorul de turbina hidrolică.

- C.H.E.A.P. cu grupuri ternare (trei mașini pe același ax). În acest caz, pompa, turbina și mașina electrică sunt situate pe același ax. Mașina electrică, atunci când este antrenată de turbină, are rol de generator, iar când este alimentată din sistem, funcționează ca motor electric de antrenare a pompei.

- C.H.E.A.P. cu grupuri binare (reversibile). La aceste centrale cele două mașini sunt reversibile: mașina hidraulică poate funcționa atât ca pompă, cât și ca turbină, iar mașina electrică ca motor și generator electric.

- C.H.E.A.P. cu grupuri Isogyre, grup reversibil ce reprezintă o formulă intermediară între grupurile ternare și cele binare. Această soluție constructivă prezintă o serie de avantaje, dintre care amintim: turbina și pompa pot fi dimensionate fiecare la parametrii optimi, ceea ce permite obținerea unor randamente ridicate; sensul de rotație fiind același în cele două regimuri de funcționare, antrenarea pompei se face de către turbină, ceea ce simplifică foarte mult pornirea în regim de pompare; duratele de schimbare a regimurilor de funcționare sunt foarte scurte, de ordinul zecilor de secunde.

Cele mai răspândite sunt grupurile ternare și binare. Datorită progresului din ultimii ani în construcția mașinilor hidraulice reversibile, grupurile binare au o largă răspândire, înlocuind practic grupurile ternare, în special pe cele cu căderi până la 600 m. iar grupul Isogyre se evidențiază ca un tip de perspectivă pentru C.H.E.A.P., care necesită durate reduse de schimbare a regimului de funcționare.

## 2.5. Concluzii parțiale.

În esență, capitolul 2, caută să realizeze puntea de legătura între centralele hidroelectrice de acumulare existente la ora actuală în țară, și C.H.E.A.P. ce se doresc a se realiza în viitor. Pentru aceasta, pornind de la potențialul hidroenergetic al țării, respectiv de la situația privind investițiile realizate în ultimii ani în domeniul energetic, s-ar putea trage concluzia că realizarea unei C.H.E.A.P. este o problemă de natură fictivă, date fiind costurile necesare realizării unei astfel de centrale. Totuși, expuse fiind avantajele aduse de o astfel de C.H.E.A.P., ideea realizării unei centrale de acest tip merită a fi luată în calcul. Astfel, prin studiul de caz realizat, s-a căutat să se evidențieze doar două din avantajele aduse de C.H.E.A.P., anume, producerea suplimentară de energie electrică, respectiv creșterea gradului de utilizare a potențialului hidroenergetic.

Ipoteza turbinării la sarcină maximă, ce conduce așa cum s-a constatat în studiul de caz la producții sporite de energie, este ușor realizabilă în cazul C.H.E.A.P. în circuit închis, de derivație, ce utilizează lacul de acumulare al unei centrale hidroelectrice gravitaționale, iar rezervorul superior este realizat prin îndiguirea unei porțiuni întinse situate în apropiere, la o cotă superioară, astfel încât variațiile de nivel în acest rezervor să fie cât mai mici. Mai mult, existența unui astfel de rezervor superior și implicit a C.H.E.A.P. ar conduce la evitarea deversărilor în perioadele de



viitură, prin pomparea debitului afluent din lacul de acumulare al centralei hidroelectrice gravitaționale în rezervorul amonte, situație corelată cu funcționarea centralei hidroelectrice gravitaționale. S-ar obține prin acest mod de funcționare corelată a celor două centrale (C.H.E.A.P și C.H.E. gravitațională) un supliment de energie, obținut pe moment prin funcționarea C.H.E., respectiv în zilele următoare, după ce viitura a trecut, prin funcționarea C.H.E.A.P.

În idea realizării unei C.H.E.A.P. pe teritoriul țării noastre, s-a realizat o clasificare a C.H.E.A.P., la baza criteriilor de clasificare, stând analiza celor peste 400 C.H.E.A.P. realizate, sau în proiect, la nivelul anului 2002 în lume, parte din aceste centrale fiind prezentate în anexa 1.

## 2.6. Bibliografie de capitol.

- [ 2.1 ] BAYA, A.,  
TĂMAȘ, M. Influența unor parametrii geometrici și funcționali ai caracteristicii energetice ale turbinelor Francis, Conferință Mecanică-Mașini Hidraulice, Timișoara, 1985.
- [ 2.2 ] CROITORU, V. Potențialul hidroenergetic, sursă pentru dezvoltarea locală, zonală și națională, Impuls, nr.6(30), 2000
- [ 2.3 ] CERCHEZ, S. Probleme actuale și de viitor ale hidroenergeticii din România – considerații privind unele obiective prioritare ale strategiei în domeniu, Energetica, vol.49, nr.8-9/2001
- [ 2.4 ] COGĂLNICEANU, A. Bazele tehnice și economice ale hidroenergeticii, Editura Tehnică București, 1986
- [ 2.5 ] GHEORGHIESCU, P. Schița strategiei de dezvoltare a sectorului hidroenergetic în perioada 1995-2005, Energetica, seria A, nr. 1/1996
- [ 2.6 ] GHEORGHIESCU, P.,  
BUCUȚA, R.,  
MOCLINDA, A. România 2000: Searching bussines oportunitates in the existing “unfinished” Hydropower schemes, Conferința Internațională Berna 2000
- [ 2.7 ] POPA, Gh.,  
CONSTANTIN, A.T. Considerații privind variația căderii la o centrală hidroelectrică, Buletinul Științific al U.P. Timișoara, Seria Hidrotehnica, Tom 48(62), Fascicola 1, 2003
- [ 2.8 ] STRASSBURG, W. Liberalisation of german energy market; 5-th annual conference on comercial oportunities in the sector of Central & Eastern Europe, Varșovia 1999.
- [ 2.9 ] \*\*\*\*\* C.E.I.193: “Cod internațional pentru recepția pe model a turbinelor hidraulice”
- [2.10] \*\*\*\*\* S.C.Hidroelectrica S.A.: Raport tehnic de exploatare 1999
- [2.11] \*\*\*\*\* S.C.Hidroelectrica S.A.: Raport tehnic de exploatare 2000
- [2.12] \*\*\*\*\* UNIPEDE: Survey of Electric Energy Cost and cost of Hydropower Development 1990 through 2020.
- [2.13] \*\*\*\*\* UDI: 1992 Production Costs: US Hydroelectric Power Plants



### CAPITOLUL 3.

## ÎNCADRAREA CENTRALELOR HIDROELECTRICE CU ACUMULARE PRIN POMPAJ (C.H.E.A.P.) ÎN SISTEMUL ENERGETIC NAȚIONAL (S.E.N.)

### 3.1. Bazele teoretice privind evaluarea economică a funcțiilor C.H.E.A.P. în Sistemul Energetic Național (S.E.N.)

Centralele hidroelectrice cu acumulare prin pompaj (C.H.E.A.P.) au toate caracteristicile tehnice și economice de funcționare ale centralelor hidroelectrice (C.H.E.) ca: pornire și oprire rapidă, viteză mare de încărcare, randamente ridicate la sarcini parțiale. Ele prezintă însă și o serie de avantaje suplimentare față de C.H.E. cum ar fi:

- Puterea reglantă cu care C.H.E.A.P. pot intervenii în sistem este mai mare decât a C.H.E. gravitaționale, fiind egală cu suma puterilor nominale ale turbinelor și pompelor;

- Puterea C.H.E.A.P. depinde în mică măsură de variațiile debitului afluent;

- C.H.E.A.P. pot fi amplasate mai ușor decât C.H.E. în apropierea centralelor de consum și ca urmare oferă condiții mai bune pentru a fi folosite ca centrale de rezervă și de intervenție;

- Funcționarea C.H.E.A.P. în regim de pompare, în orele de sarcină minimă, îmbunătățește condițiile tehnice și economice de exploatare ale centralelor termoelectrice (C.T.E.) și nuclearelectrice (C.N.E.).

Prin regimurile de funcționare pe care le pot avea (turbinare, pompare, compensator sincron și posibilitatea de a le schimba în timp scurt), C.H.E.A.P. s-au impus în energetica modernă ca un mijloc deosebit de eficace de optimizare și de ridicare a fiabilității întregului sistem electroenergetic. Fiecare sistem electroenergetic prin caracteristicile lui specifice, poate necesita îndeplinirea tuturor acestor funcții sau numai a unei părți dintre ele. Unele din funcțiile C.H.E.A.P. pot fi îndeplinite de alte tipuri de centrale electrice - ca acoperirea părții variabile a consumului, rezervă de avarii, reglajul frecvenței; alte funcții însă, - ca ridicarea sarcinii minime de noapte - sunt proprii practic doar C.H.E.A.P., neputând fi îndeplinite de alte tipuri de centrale electrice.

Din această cauză oportunitatea implementării C.H.E.A.P. în S.E.N. și ponderea pe care trebuie s-o aibă necesită o analiză detaliată în fiecare caz în parte. Situația energetică din ultima perioadă, caracterizată prin creșterea vertiginoasă a prețului hidrocarburilor, epuizarea resurselor în numeroase țări, dezvoltarea pe scară

mare a energiei nucleare, a dat un impuls puternic folosirii C.H.E.A.P. ca centrale de vârf. Pe de altă parte, dezvoltarea sistemelor electroenergetice, a interconexiunii lor, a impus C.H.E.A.P. ca centrale de sistem, având rolul principal în reglarea frecvenței, dirijarea fluxurilor de putere pe liniile magistrale de transport a energiei electrice și intervenție rapidă în caz de avarie.

Oportunitatea implementării C.H.E.A.P. în S.E.N. și ponderea acestor centrale trebuie să fie examinată luând în considerație atât indicatorii tehnico-economici proprii C.H.E.A.P., cât și numeroși alți factori ai S.E.N. ca forma curbelor de sarcină, caracteristicile centralelor electrice existente și în construcție, posibilități de realizare de alte centrale termoelectrice (C.T.E.) sau hidroelectrice (C.H.E.) de diferite tipuri pentru acoperirea consumului de energie electrică.

### 3.1.1. Eficiența energetică a C.H.E.A.P.

Eficiența energetică a C.H.E.A.P. trebuie analizată sub multiple aspecte, putându-se defini o eficiență a C.H.E.A.P. ca atare, adică a ciclului turbinare-pompare, o eficiență a C.H.E.A.P. în cascada de C.H.E. gravitaționale în care este eventual instalată, precum și o eficiență a C.H.E.A.P. în sistemul energetic.

*Eficiența ciclului turbinare-pompare*  $\eta_c$  este dată de raportul dintre energia produsă prin turbinare  $E_T$  și cea consumată prin pomparea apei  $E_p$ , având expresia randamentului global  $\eta_c = \eta_{\text{global}}$ :

$$\eta_c = \frac{E_T}{E_p} \quad (3.1)$$

Pentru obținerea unei eficiențe cât mai ridicate a ciclului de turbinare-pompare, este necesar să se examineze fiecare randament parțial (al turbinei și pompei, generatorului și motorului electric, hidraulic la turbinare și pompare), astfel încât pe ansamblu eficiența să fie maximă. Randamentele parțiale și totale ale C.H.E.A.P. realizate, prezintă o eficiență a ciclului de 70-75% [3.1].

*Eficiența C.H.E.A.P. intercalate în cascada de C.H.E. gravitaționale* este cu atât mai mare cu cât C.H.E.A.P. influențează mai multe C.H.E. gravitaționale amplasate în aval, respectiv când este amplasată la partea superioară a cascadei. Intercalarea unei C.H.E.A.P. într-o cascadă de amenajări gravitaționale poate mări producția de energie electrică a centralelor situate în aval de C.H.E.A.P. prin:

- utilizarea unui volum afluent suplimentar, obținut prin devierea unor cursuri de apă din bazinele hidrografice învecinate în lacul superior al C.H.E.A.P.

- reducerea deversărilor prin acumularea volumelor excedentare în lacul superior și apoi turbinarea lor prin C.H.E.A.P. și în cascada gravitațională din aval.

Notând cu  $\Delta E_T$  producția suplimentară a C.H.E. gravitaționale situate în aval de C.H.E.A.P., eficiența acesteia în cascadă, notată  $\mu_c$ , va fi :

$$\mu_c = \frac{E_T + \Delta E_T}{E_P} = \eta_c + \frac{\Delta E_T}{E_P} \quad (3.2)$$

Un exemplu de acest tip îl reprezintă C.H.E.A.P. Lünensee – Austria din cascada de hidrocentrale de pe râul Ill, în avalul căreia se găsește C.H.E.Rodund, la care eficiența ciclului turbinare-pompare este  $\eta_c = 76,8\%$ , iar eficiența C.H.E.A.P. în cascadă  $\mu_c = 83,3\%$  [3.1].

Eficiența C.H.E.A.P. în sistemul energetic este dată de modificarea pierderilor de energie electrică în rețelele electrice. Astfel, prin amplasarea judicioasă a C.H.E.A.P. în cadrul sistemului și prin stabilirea unor parametrii energetici adecvați ai acesteia, se reduc pierderile de energie în orele de sarcină maximă, ceea ce micșorează puterea transportată pe liniile electrice. Totodată, în orele de gol de sarcină, liniile electrice sunt încărcate cu putere suplimentară absorbită pentru a asigura pomparea apei, ceea ce mărește pierderile în rețele. Notând:

$E_s^v, E_T^v$  - pierderile de energie electrică în rețele în orele de vârf de sarcină în soluția fără C.H.E.A.P. și în cea cu C.H.E.A.P.;

$E_s^b, E_T^b$  - pierderile de energie electrică în orele de sarcină minimă în soluția fără și în cea cu C.H.E.A.P.;

$\Delta E_v, \Delta E_b$  - diferența dintre pierderile de energie electrică în orele de sarcină maximă și minimă; se obțin expresiile:

$$\Delta E_v = E_s^v - E_T^v \quad (3.3)$$

$$\Delta E_b = E_T^b - E_s^b \quad (3.4)$$

Deoarece în orele de vârf de sarcină rețelele sunt în general mai încărcate decât în orele de sarcină minimă, reducerea pierderilor de energie în orele de vârf, ca urmare a implementării C.H.E.A.P., este mai mare decât pierderile suplimentare, datorate transportului energiei de pompare ( $\Delta E_v > \Delta E_b$ ).

Diferența dintre pierderile de energie electrică în rețelele electrice în soluția fără C.H.E.A.P. și cele din soluția cu C.H.E.A.P. notată  $\Delta E_p$ , este:

$$\Delta E_p = E_v - E_b \quad (3.5)$$

astfel că eficiența C.H.E.A.P. în sistemul electroenergetic ( $\mu_s$ ) are expresia:

$$\mu_s = \frac{E_T + \Delta E_p}{E_p} = \eta_c + \frac{\Delta E_p}{E_p} \quad (3.6)$$

*Eficiența energetică calitativă a C.H.E.A.P.* se obține prin aducerea la echivalență a celor două energii, de vârf, respectiv de bază, dat fiind faptul cunoscut că C.H.E.A.P. produc energie de vârf și consumă energie de bază. Pentru aceasta se utilizează rapoartele dintre valoarea energiilor de vârf, semivârf și de bază date de tarife, prețuri de cost sau chiar rapoarte convenționale:

$$y_{vb} = p_v/p_b; \quad y_{sb} = p_s/p_b; \quad y_{vs} = p_v/p_s = y_{vb} \cdot y_{sb}; \quad (3.7)$$

unde:  $p_v, p_s, p_b$  - reprezintă valoarea energiei de vârf, semivârf și de bază.

Folosind aceste rapoarte se poate determina producția echivalentă de energie de vârf, semivârf sau de bază, utilizând relațiile:

$$\left. \begin{aligned} E_{Ev} &= E_v + \frac{1}{y_{vs}} E_s + \frac{1}{y_{vb}} E_b \\ E_{Es} &= y_{vs} \cdot E_v + E_s + \frac{1}{y_{sb}} E_b \\ E_{Eb} &= y_{vb} \cdot E_v + y_{sb} \cdot E_s + E_b \end{aligned} \right\} \quad (3.8)$$

unde:  $E_{Ev}, E_{Es}, E_{Eb}$  - reprezintă producția echivalentă de energie electrică de vârf, semivârf și respectiv de bază;

$E_v, E_s, E_b$  - reprezintă producția echivalentă de energie electrică de vârf, semivârf și respectiv de bază a C.H.E.A.P.

*Eficiența energetică calitativă a ciclului de turbinare-pompare* are forma:

$$\eta'_c = \frac{E_T}{y_{bv} \cdot E_p} \quad (3.9)$$

*Eficiența energetică calitativă a C.H.E.A.P. în cascadă* devine:

$$\mu'_c = \eta'_c + \frac{\Delta E_c}{y_{bv} \cdot E_p} \quad (3.10)$$

relație în care s-a considerat că întreaga producție suplimentară a C.H.E. din aval este energie de vârf, în caz contrar,  $\Delta E_c$  se transformă în producție echivalentă de vârf.

*Eficiența energetică calitativă în sistem* trebuie să țină seama de faptul că în perioada de funcționare în regim de turbinare se diminuează pierderile de energie în rețele cu valoarea  $\Delta E_v$ , iar în orele de pompare, pierderile cresc cu valoarea  $\Delta E_b$ :

$$\mu'_s = \frac{E_T + \Delta E_v}{y_{bv} \cdot (E_p + \Delta E_b)} \quad (3.11)$$

3.1.2. Consumul specific de combustibil al C.T.E. pentru energia de pompare furnizată C.H.E.A.P.

În sistemele energetice cu centrale termoelectrice, nucleare și hidroelectrice, optimizarea încadrării diferitelor tipuri de centrale electrice se realizează ținând seama atât de caracteristicile lor tehnice și funcționale, cât și din considerente economice.

Acestea urmăresc minimizarea cheltuielilor anuale de exploatare. Cheltuielile anuale fixe nu depind însă de încadrarea centralei în curbele de sarcină, astfel că se urmărește minimizarea cheltuielilor anuale variabile în care ponderea principală o au cheltuielile pentru combustibil. Din această cauză, în continuare se va analiza consumul de combustibil al centralelor termoelectrice, pentru a putea examina pe această bază încadrarea C.H.E.A.P. în curbele de sarcină.

În cazul în care energia electrică pentru pomparea apei este furnizată de C.T.E. și C.N.E., consumul de combustibil aferent depinde de regimul de funcționare al centralelor înainte de implementarea în sistem a C.H.E.A.P., având astfel trei situații caracteristice:

1. *C.T.E. cu funcționare continuă*, cerințele C.H.E.A.P. mărind încărcarea blocurilor care furnizează energia de pompare;

2. *C.T.E. cu funcționare intermitentă*, cu opriri și porniri zilnice; apariția C.H.E.A.P. transformând funcționarea intermitentă a unor blocuri în funcționare continuă;

3. *C.T.E. cu oprire la sfârșitul săptămânii, pe perioada zilei sau zilelor de repaus*; odată cu implementarea C.H.E.A.P. funcționarea centralei devine continuă.

Se observă că în primele două cazuri C.H.E.A.P. trebuie să fie cu ciclu zilnic de pompare-turbinare, în timp ce în al treilea, cu ciclu săptămânal. Consumul de combustibil pentru energia de pompare ( $\Delta B_p$ ) se determină prin diferența dintre situația în care C.T.E. acoperă cerințele C.H.E.A.P. ( $B_{TP}$ ), și cea în care nu acoperă ( $B_T$ ):

$$\Delta B_p = B_{TP} - B_T = E_p \cdot b \quad (3.12)$$

unde:  $E_p$  – reprezintă energia de pompare furnizată, iar  $b$  reprezintă creșterea relativă a consumului orar de combustibil exprimat în kgcc/kWh.

Consumul specific de combustibil pentru energia produsă suplimentar se determină prin raportarea consumului suplimentar de combustibil necesitat de producerea energiei de pompare la energia de pompare:

$$c_{pl} = \frac{\Delta B_p}{E_p} = b \quad [\text{kgcc/kWh}] \quad (3.13)$$

Pentru fiecare din cele trei cazuri, consumul specific de combustibil pentru energia produsă suplimentar are o expresie diferită, constatându-se că se obțin consumuri specifice cele mai mici atunci când implementarea C.H.E.A.P. schimbă regimul de funcționare al C.T.E. din regim zilnic intermitent, cu opriri scurte noaptea, în regim continuu de funcționare.

### 3.1.3. Tactica încadrării C.H.E.A.P. în curbele de sarcină.

Consumul de energie electrică al sistemului electroenergetic prezintă variații însemnate în timp, datorită interferenței a numeroși factori: condițiile fizico-geografice ale zonei, structura și caracteristicile consumatorilor, programul de lucru, obiceiurile de viață ale consumatorilor, factori accidentali, etc.

Diversitatea acestor elemente face ca variația consumului de energie electrică să fie diferită de la țară la țară. Variația consumului de energie electrică în timp se prezintă sub forma curbelor de sarcină, curbe ce indică în ordine cronologică sarcina cerută de consumatori în fiecare oră sau jumătate de oră.

Prin caracteristica ei, C.H.E.A.P. are două regimuri de funcționare:

- regimul de turbinare, în care se produce energie electrică, încadrându-se în zona de vârf a curbelor de sarcină;
- regimul de pompare, în perioadele de sarcină minimă.

Încadrarea C.H.E.A.P. se va studia considerând următoarele ipoteze simplificatoare:

- Curba clasată a sarcinii zilnice este liniară, având expresia dată de ecuația:

$$P = P_M - \frac{P_v}{T} \cdot t \quad (3.14)$$

unde:  $P_M$  – reprezintă sarcina maximă,  
 $P_v$  – puterea zonei variabile,  
 $T$  – durata totală a curbei clasate,  
 $t$  – interval curent de timp.

- C.H.E.A.P. este cu pompaj pur având ciclu zilnic de pompare-turbinare.

A. În regimul de turbinare se consideră că C.H.E.A.P., având puterea  $P_{HP}$  se încadrează în curba de sarcină într-o zonă determinată de drepte orizontale, la distanța



Y de sarcina maximă (fig. 3.1). Duratele caracteristice de turbinare sunt  $t_H$  și  $t_{H0}$ , durate ce se pot determina din relația (3.14) astfel:

$$t = \frac{T}{P_v} (P_M - P) \quad (3.15)$$

$$t_H = \frac{T}{P_v} \cdot Y \quad (3.16)$$

$$t_{H0} = \frac{T}{P_v} (Y + P_{HP}) \quad (3.17)$$

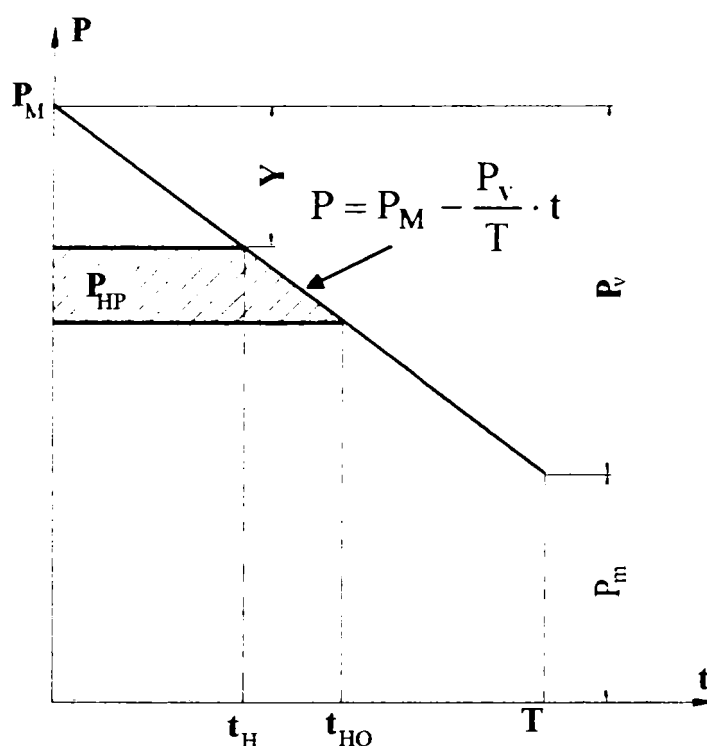


Figura 3.1 Încadrarea C.H.E.A.P. în regim de turbinare

Energia electrică produsă de C.H.E.A.P., notată cu  $E_{HP}$  este:

$$E_{HP} = \frac{1}{2} (t_H + t_{H0}) \cdot P_{HP} = \frac{T}{2 \cdot P_v} (P_{HP}^2 + 2 \cdot P_{HP} \cdot Y) \quad (3.18)$$

Durata de utilizare a puterii în regim de turbinare, notată cu  $\bar{T}_{HP}$  se determină împărțind energia produsă  $E_{HP}$  la puterea instalată  $P_{HP}$  a C.H.E.A.P., astfel:

$$\bar{T}_{HP} = \frac{E_{HP}}{P_{HP}} = \frac{T}{2 \cdot P_v} (P_{HP} + 2 \cdot Y) \quad (3.19)$$

În cazul încadrării C.H.E.A.P. în vârful curbei de sarcină,  $Y = 0$ , relațiile (3.18) și (3.19) devin:

$$E_{HP} = \frac{T}{2 \cdot P_v} \cdot P_{HP}^2 ; \quad \bar{T}_{HP} = \frac{T}{2 \cdot P_v} \cdot P_{HP} \quad (3.20)$$

B. În regimul de pompare se disting următoarele două moduri de funcționare:

1. Utilizarea maximă a energiei disponibile în perioada de gol de sarcină (fig. 3.2a). Puterea de pompare, în acest caz se notează  $P_{PM}$ , durata totală de pompare  $T_{PM}$  iar energia aferentă  $E_{PM}$ . Durata totală de pompare  $T_{PM}$  se obține din relația (3.15) în care se înlocuiește  $P_M$  în funcție de sarcina minimă  $P_m$  ( $P_M = P_v + P_m$ ):

$$t_{PM} = \frac{T}{P_v} [P_M - (P_m + P_{PM})] = \frac{T}{P_v} (P_v - P_{PM}) = T - \frac{T}{P_v} P_{PM} \quad (3.21)$$

Durata totală de pompare  $T_{PM}$  este:

$$T_{PM} = T - t_{PM} = \frac{T}{P_v} P_{PM} \quad (3.22)$$

ceea ce conduce la expresia energiei de pompare  $E_{PM}$ :

$$E_{PM} = \frac{1}{2} \cdot P_{PM} \cdot T_{PM} = \frac{T}{2 \cdot P_v} \cdot P_{PM}^2 \quad (3.23)$$

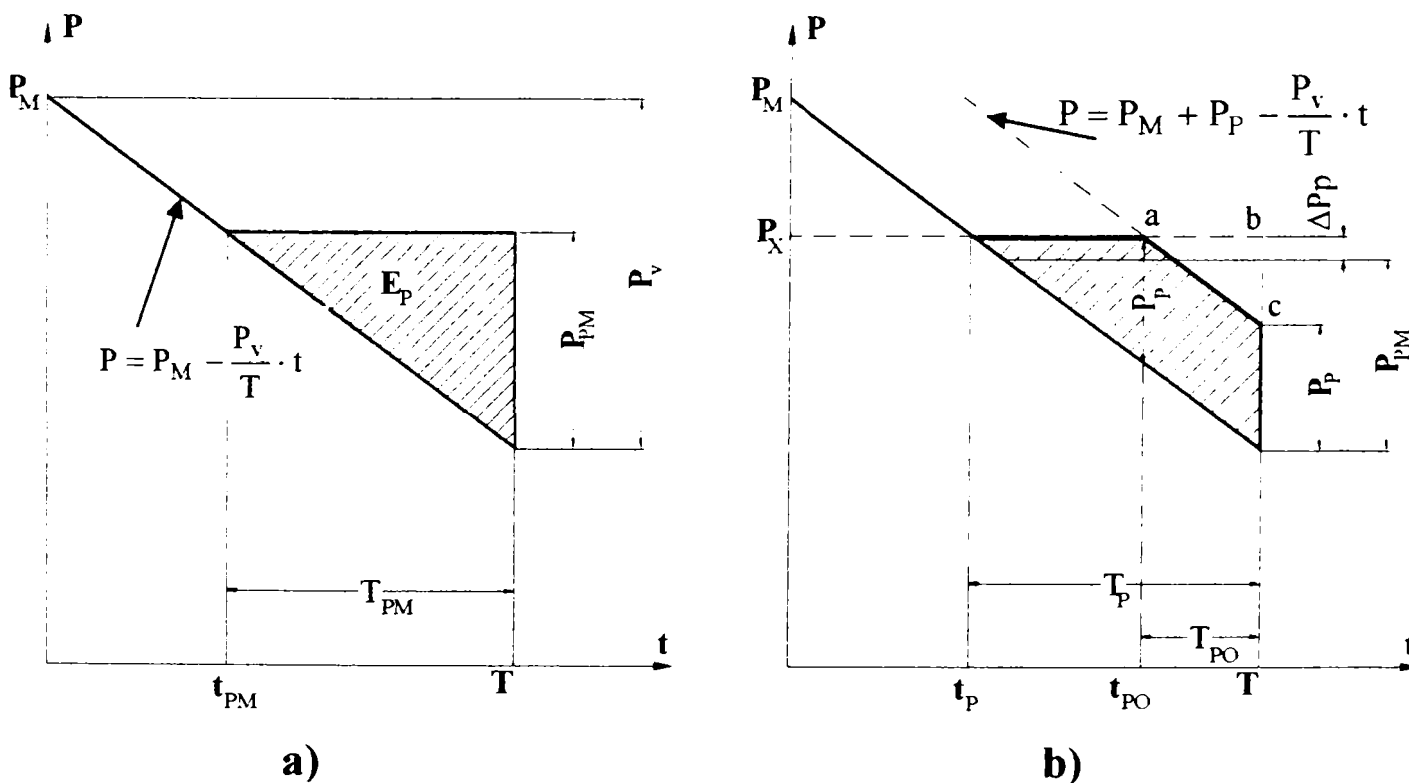


Figura 3.2 Încadrarea C.H.E.A.P. în regim de pompare

a). utilizarea maximă a energiei disponibile ; b). utilizarea rațională a puterii pompelor

Durata de utilizare a puterii instalate în pompe în acest regim de pompare, notată cu  $\bar{T}_{PM}$ , se obține împărțind energia de pompare la puterea pompelor:

$$\bar{T}_{PM} = \frac{E_{PM}}{P_{PM}} = \frac{T}{2 \cdot P_v} P_{PM} \quad (3.24)$$

Raportul dintre această durată și durata totală de pompare este:

$$\frac{\bar{T}_{PM}}{T_{PM}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{T}{T_{PM}} \cdot \frac{P_{PM}}{P_v} = 0.5 \quad (3.25)$$

unde s-a înlocuit raportul  $T/T_{PM}$  din relația (3.22).

Se constată că acest mod de funcționare nu asigură utilizarea corespunzătoare a pompelor instalate în centrală, care practic nu funcționează aproape de loc la puterea lor nominală.

2. *Utilizarea rațională a puterii pompelor* (fig. 3.2b). În acest mod de funcționare din durata totală de pompare  $T_P$ , pompele sunt utilizate la puterea lor nominală  $P_P$  într-o perioadă  $T_{PO}$  (ore) ceea ce reprezintă o folosire mai rațională a puterii pompelor. Pentru determinarea duratelor  $T_P$  și  $T_{PO}$  se folosește relația (3.14):

$$P_M - \frac{P_v}{T} \cdot t_P = P_M + P_P - \frac{P_v}{T} \cdot t_{PO} \quad (3.26)$$

$$t_{PO} = t_P + \frac{T}{P_v} P_P \quad (3.27)$$

$$T_P = T - t_P \quad ; \quad T_{PO} = T - t_{PO} \quad (3.28)$$

$$T_{PO} = T - t_P - \frac{T}{P_v} \cdot P_P = T_P - \frac{T}{P_v} \cdot P_P \quad (3.29)$$

Se observă că  $T_{PO}$  scade la creșterea puterii de pompare  $P_P$  iar pentru  $T_{PO} = 0$  se obține  $P_P = P_{PM}$ , respectiv relația (3.22).

La acest mod de funcționare energia de pompare este:

$$E_P = P_P \cdot T_{PO} + \frac{1}{2} \cdot P_P \cdot (t_{PO} - t_P) = \frac{T}{2 \cdot P_v} \left( 2 \cdot P_v \cdot P_P \cdot \frac{T_P}{T} - P_P^2 \right) \quad (3.30)$$

Față de primul mod de funcționare, acest al doilea mod de funcționare în regim de pompare necesită o putere instalată mai mică în pompe, dar cu o durată de pompare mai mare, și nu utilizează complet energia disponibilă în orele de sarcină scăzută.

Pentru a putea compara cele două moduri de funcționare ale C.H.E.A.P. în regim de pompare, se notează raportul  $P_P/P_{PM} = k_P$ , unde  $k_P$  este un parametru. În cazul în care  $k_P = 1$ , atunci  $P_P = P_{PM}$ , astfel că regimul de pompare corespunde primului caz în care se asigură utilizarea maximă a energiei disponibile pentru pompare în perioada de gol de sarcină. În situația în care  $k_P < 1$ , rezultă că  $P_P < P_{PM}$ , ceea ce revine la cazul utilizării raționale a puterii pompelor. În acest al doilea mod de funcționare în regim de pompare se remarcă faptul că, față de primul regim de pompare, nu se folosește din puterea disponibilă în orele de sarcină scăzută

puterea  $\Delta P_p$ , iar din energia din perioada de gol de sarcină nu se utilizează energia  $\Delta E_p$ , dată de suprafața triunghiului  $abc$  (fig.3.2b).

Energia de pompare în regim de utilizare rațională a puterii pompelor, se poate exprima funcție de parametrul  $k_p$  astfel:

$$E_p = \frac{T}{2 \cdot P_v} \left( 2 \cdot P_v \cdot k_p \cdot P_{PM} \cdot \frac{T_p}{T} - k_p^2 \cdot P_{PM}^2 \right) \quad (3.30)$$

Pompele trebuie să asigure o anumită energie de pompare indiferent de regimul lor de funcționare. Punând condiția ca energia de pompare în cele două moduri de funcționare studiate să fie aceeași, se stabilește relația dintre  $k_p$  și  $T_p/T$ :

$$\left. \begin{aligned} \frac{T}{2 \cdot P_v} \cdot P_{PM}^2 &= \frac{T}{2 \cdot P_v} \left( 2 \cdot P_v \cdot k_p \cdot P_{PM} \cdot \frac{T_p}{T} - k_p^2 \cdot P_{PM}^2 \right) \\ P_{PM}^2 &= \left( 2 \cdot P_v \cdot k_p \cdot P_{PM} \cdot \frac{T_p}{T} - k_p^2 \cdot P_{PM}^2 \right) \\ \frac{T_p}{T} &= \frac{1 + k_p^2}{2 \cdot k_p} \cdot \frac{P_{PM}}{P_v} \end{aligned} \right\} \quad (3.31)$$

Durata de utilizare a puterii instalate în pompe, în regimul de pompare în care se asigură utilizarea rațională a puterii pompelor ( $\bar{T}_p$ ) este:

$$\bar{T}_p = \frac{E_p}{P_p} = \frac{T}{2 \cdot P_v} \left( 2 \cdot P_v \cdot \frac{T_p}{T} - P_p \right) \quad (3.32)$$

Raportul dintre această durată și durata totală de pompare  $T_p$ , luând în calcul și parametrul  $k_p$  se obține:

$$\frac{\bar{T}_p}{T_p} = \frac{1}{1 + k_p^2} \quad (3.33)$$

Această relație stabilește legătura dintre durata totală de pompare – determinată pe curba de sarcină zilnică – și durata de utilizare a puterii instalate în pompe, pe baza căreia se determină această putere. Utilizând relațiile stabilite se pot obține următoarele rapoarte semnificative între parametrii care caracterizează cele două moduri de funcționare ale C.H.E.A.P. în regimul de pompare.

1. – Raportul dintre duratele totale de pompare și cele două moduri de funcționare:

$$\frac{T_p}{T_{PM}} = \frac{1 + k_p^2}{2 \cdot k_p} \quad (3.34)$$

2. – Raportul dintre duratele de pompare la întreaga putere a pompelor  $T_{PO}$  și durata totală de pompare  $T_P$ , în regimul care asigură utilizarea rațională a puterii

pompelor:

$$\frac{T_{PO}}{T_P} = \frac{1 - k_p^2}{1 + k_p^2} \quad (3.35)$$

3. Raportul dintre duratele de utilizare ale puterii instalate în pompe în cele două regimuri de funcționare:

$$\frac{\bar{T}_P}{\bar{T}_{PM}} = \frac{2}{1 + k_p^2} \cdot \frac{T_P}{T_{PM}} = \frac{2}{1 + k_p^2} \cdot \frac{1 + k_p^2}{2 \cdot k_p} = \frac{1}{k_p} \quad (3.36)$$

4. Raportul dintre puterea neutilizată  $\Delta P_p$  în al doilea mod de funcționare în regim de pompare, utilizarea rațională a pompelor, și  $P_{PM}$  din primul mod de funcționare, utilizarea maximă a energiei disponibile în perioada de sarcină minimă:

$$\frac{\Delta P_p}{P_{PM}} = \frac{(1 - k_p)^2}{2 \cdot k_p} \quad (3.37)$$

5. Raportul dintre energia neutilizată în perioada de gol de sarcină  $\Delta E_p$  în al doilea mod de funcționare în regim de pompare, utilizarea rațională a puterii pompelor, și energia  $E_{PM}$  din primul mod de funcționare, utilizarea maximă a energiei disponibile în perioada de gol de sarcină:

$$\frac{\Delta E_p}{E_{PM}} = \frac{(1 - k_p^2)^2}{4 \cdot k_p^2} \quad (3.38)$$

Punând în relațiile de mai sus  $k_p = 1$ , se obțin mărimile caracteristice regimului de funcționare care permite utilizarea maximă a energiei disponibile în perioada de gol de sarcină și anume:  $T_P = T_{PM}$ ;  $T_{PO} = 0$ ;  $\Delta P_p = 0$ ;  $\Delta E_p = 0$ ;  $\bar{T}_P = \bar{T}_{PM}$ . În tabelul 3.1 se prezintă valorile acestor mărimi caracteristice pentru o serie de valori ale parametrului  $k_p$ .

Tabelul 3.1

Raportul	Valori ale coeficientului $k_p$						
	1,000	0,900	0,800	0,700	0,600	0,500	0,400
$T_P/T_{PM}$	1,000	1,006	1,025	1,064	1,133	1,250	1,450
$T_{PO}/T_P$	0,000	0,105	0,220	0,342	0,471	0,600	0,724
$\bar{T}_P/T_P$	0,500	0,552	0,610	0,671	0,735	0,800	0,862
$\bar{T}_P/\bar{T}_{PM}$	1,000	1,111	1,250	1,429	1,667	2,000	2,500
$\Delta P_p/P_{PM}$	0,000	0,006	0,025	0,064	0,133	0,250	0,450
$\Delta E_p/E_{PM}$	0,000	0,011	0,051	0,133	0,284	0,563	1,103

Se constată că pentru valori ale lui  $k_p > 0.6$ , creșterea duratei de pompare și mărimea puterii neutilizate  $\Delta P_p$  sunt relativ mici, obținându-se în schimb posibilitatea utilizării întregii puteri a pompelor timp de 34.2% din durata totală de pompare la  $k_p = 0.7$  și 47.1% la  $k_p = 0.6$ . Totodată durata de utilizare a puterii instalate a pompelor sporește simțitor. O creștere rapidă prezintă însă energia neutilizată  $\Delta E_p$  care ajunge să reprezinte, pentru  $k_p = 0.6$  o cotă ridicată de 28.4% din energia totală de pompare  $E_{PM}$ .

Curbele clasate ale puterilor care nu sunt liniare, ci concav-convexe sau convex-concave, vor modifica rapoartele de mai sus prin introducerea parametrilor  $\lambda$  și  $\rho$  ai zonei de pompare. Relația dintre energia produsă de C.H.E.A.P. în regim de turbinare și cea consumată pentru pomparea apei,  $E_{HP} = E_p \cdot \eta_c$ , permite stabilirea unei legături între puterea instalată în turbine și pompe. Astfel, utilizând relațiile (3.18) și (3.23) se obține legătura dintre  $P_{HP}$  și  $P_{PM}$ , corespunzătoare cazului de utilizare maximă a energiei disponibile în perioada de gol de sarcină:

$$\left. \begin{aligned} P_{PM} &= \frac{\sqrt{P_{HP}^2 + 2 \cdot P_{HP} \cdot Y}}{\sqrt{\eta_c}} \\ P_{HP} &= \sqrt{Y^2 + \eta_c \cdot P_{PM}^2} - Y \end{aligned} \right\} \quad (3.39)$$

În cazul încadrării C.H.E.A.P. în vârful curbei de sarcină ( $Y = 0$ ), expresiile (3.39) devin:

$$P_{PM} = \frac{P_{HP}}{\sqrt{\eta_c}} \quad ; \quad P_{HP} = P_{PM} \cdot \sqrt{\eta_c} \quad (3.40)$$

În cazul utilizării raționale a puterii instalate în pompe, din relațiile (3.18) și (3.30) se obțin prin egalarea acestora, expresiile puterilor, ce prezintă o formă mult simplificată în cazul încadrării C.H.E.A.P la vârful curbei de sarcină ( $Y = 0$ ):

$$\left. \begin{aligned} P_p &= \frac{T_p}{T} \cdot P_v - \sqrt{\left(\frac{T_p}{T}\right)^2 \cdot P_v^2 - \frac{P_{HP}^2}{\eta_c}} \\ P_{HP} &= \sqrt{\eta_c \cdot \left(2 \cdot \frac{T_p}{T} \cdot P_v \cdot P_p - P_p^2\right)} \end{aligned} \right\} \quad (3.41)$$

### 3.2. Oportunitatea amplasării C.H.E.A.P. în S.E.N.

Oportunitatea amplasării C.H.E.A.P. în S.E.N. este examinată luându-se în considerare următoarele trei aspecte: eficiența consumului de combustibil, eficiența cheltuielilor pentru combustibil, eficiența economică. Toate aceste aspecte se vor



examina prin compararea C.H.E.A.P. cu altă centrală electrică. Ținând seama de specificul de centrală de vârf al C.H.E.A.P., aceasta se compară cu alte tipuri de centrale de vârf, termo sau hidroelectrice, considerându-se că C.H.E.A.P. și centrala luată spre comparație se încadrează în aceeași zonă a curbelor de sarcină. Compararea lor se face direct, deoarece influența ambelor soluții asupra celorlalte centrale din sistem este aceeași. În realitate, însă, locul optim de încadrare al C.H.E.A.P. este diferit de cel al centralei luate spre comparație, astfel că trebuie să se țină seama de influența fiecărei soluții asupra regimului de funcționare al centralei existente.

Pot fi și situații în care implementarea C.H.E.A.P. să necesite compararea cu centrale electrice de bază, situație în care regimul de funcționare al centralelor existente se modifică substanțial. Schimbarea regimului de funcționare al centralelor existente poate avea, în unele situații, un rol determinant în stabilirea soluției optime. Din această cauză, în continuare se va examina oportunitatea implementării C.H.E.A.P. în comparație cu alte centrale electrice de vârf sau de bază, luând însă în considerație și modificările regimului de funcționare ale centralelor existente care apar în cele două soluții.

În studiul oportunității implementării C.H.E.A.P. în oricare din cele trei criterii (consumul de combustibil, cheltuieli pentru combustibil, eficiența economică), se consideră că puterea C.H.E.A.P. ( $P_{HP}$ ) și puterea centralei electrice ( $P_c$ ) sunt egale din punct de vedere al încadrării în curbele de sarcină:  $P_{HP} = P_c$ . Deoarece se urmărește să se determine cota de putere a C.H.E.A.P. care să fie instalată în sistem, puterea totală  $P_{HP}$  a C.H.E.A.P. este variabilă.

În cazul *criteriului eficienței consumului de combustibil*, se determină consumul de combustibil în cele două soluții examinate, cu C.H.E.A.P. și cu centrală electrică, purtând indicele de picior "c", ( $B_{HP}$  și  $B_c$ ) pentru o gamă de puteri ale centralelor. Scăzând din  $B_c(P_c)$ , consumul de combustibil  $B_{HP}(P_{HP})$ , și ținând seama de egalitatea puterilor ( $P_{HP} = P_c$ ) considerată, se obține **funcția de combustibil  $F_B$** , astfel:

$$F_B = B_c(P_{HP}) - B_{HP}(P_{HP}) \quad (3.42)$$

*Criteriul eficienței cheltuielilor pentru combustibil* se obține din criteriul eficienței consumului de combustibil, înmulțind consumul de combustibil al centralei c și al centralelor al căror regim de funcționare se modifică cu prețul combustibilului utilizat. În majoritatea cazurilor C.T.E. cu specific de vârf folosesc drept combustibil hidrocarburi, în timp ce energia de pompare necesară C.H.E.A.P. este furnizată de C.T.E. pe cărbune sau C.N.E. **Funcția cheltuielilor pentru combustibil  $F_c$**  se obține

scăzând din cheltuielile pentru combustibil ale centralei  $c$ , notate  $C_c$ , cheltuielile pentru combustibil  $C_{HP}$  ale soluției C.H.E.A.P.:

$$F_c = C_c (P_{HP}) - C_{HP} (P_{HP}) \quad (3.43)$$

*Criteriul eficienței economice* se stabilește pe baza comparației cheltuielilor totale sau anuale actualizate ale C.H.E.A.P. și ale centralei  $c$  de comparație, luând în considerație și cheltuielile pentru combustibil rezultate din modificarea regimurilor de funcționare ale centralelor existente. Astfel, cheltuielile anuale actualizate ale soluției cu C.H.E.A.P. ( $CAA_{HP}$ ), sunt date de expresia:

$$CAA_{HP} = A_{HP} \cdot INV'_{HPc} + CAE_{HP} \quad (3.44)$$

unde:  $A_{HP}$  - reprezintă un coeficient ce ține de parte de investiții care se ia în calculul CAA, depinzând de durata de viață a C.H.E.A.P.;

$$INV'_{HPc} - \text{investiția actualizată la anul PIF: } INV'_{HPc} = k_{HPc} \cdot INV_{HP};$$

$k_{HPc}$  - coeficientul global de imobilizare a investiției în perioada de construcție;

$INV_{HP}$  - investiția necesară realizării C.H.E.A.P.;

$CAE_{HP}$  - cheltuielile anuale de exploatare ale C.H.E.A.P.

Investițiile și cheltuielile anuale se pot scrie sub forma:

$$INV_{HP} = i_{HP} \cdot P_{HP} \quad (3.45)$$

$$CAE_{HP} = CAF_{HP} + CAV_{HP} = c_{HP} \cdot P_{HP} + C_{HP} (P_{HP}) \quad (3.46)$$

unde:  $i_{HP}$  - reprezintă investiția specifică a C.H.E.A.P. [lei (\$) / kW];

$CAF_{HP}$ ,  $CAV_{HP}$  - cheltuielile anuale fixe, respectiv cele variabile ale C.H.E.A.P.

$c_{HP}$  - cheltuielile anuale fixe specifice C.H.E.A.P. [lei (\$) / kWan];

$C_{HP} (P_{HP})$  - cheltuielile totale pentru combustibil, cuprinzând atât cheltuielile pentru energia de pompare, cât și cele aferente modificării regimului de funcționare ale C.T.E. existente, ca urmare a implementării C.H.E.A.P. în sistem;

Cu aceste notații, cheltuielile anuale actualizate ale soluției C.H.E.A.P. devin:

$$CAA_{HP} = (A_{HP} \cdot k_{HPc} \cdot i_{HP} + c_{HP}) \cdot P_{HP} + C_{HP} (P_{HP}) \quad (3.47)$$

Cheltuielile anuale actualizate ale soluției  $c$  de comparație se determină la fel, aducând-o însă la echivalență din punct de vedere al puterii ce trebuie instalate:

$$CAA_c = (A_c \cdot k_{cc} \cdot i_c + c_c) \cdot k_{Pc} \cdot P_c + C_c (P_{HP}) \quad (3.48)$$

unde:  $k_{Pc}$  - reprezintă coeficientul de aducere la echivalență a puterii centralei  $c$  față de C.H.E.A.P.;

$C_c (P_{HP})$  - cheltuielile totale pentru combustibil în varianta cu centrala  $c$ , cuprinzând atât consumul propriu al acesteia, cât și cele aferente modificării

regimului de funcționare ale C.T.E. existente, ca urmare a implementării C.H.E.A.P. în sistem;

**Funcția eficienței economice  $F_E$  se stabilește astfel:**

$$F_E = CAA_c - CAA_{HP} \tag{3.49}$$

Criteriul eficienței economice s-a stabilit în ipoteza cheltuielilor anuale pentru combustibil constante pe toată perioada de studiu. În realitate, însă, punerea în funcțiune de noi centrale de bază moderne ridică spre zona de semivârf centralele de bază cu consum de combustibil specific tot mai scăzut, ceea ce micșorează consumul de combustibil necesar energiei de pompare, astfel că în timp eficiența C.H.E.A.P. crește. Pentru a lua în considerație acest aspect, se utilizează cheltuielile anuale convenționale (CAEC).

Soluția cu C.H.E.A.P. este mai avantajoasă atunci când consumul de combustibil, cheltuielile pentru combustibil, respectiv cheltuielile anuale actualizate în soluția cu C.H.E.A.P. sunt mai mici decât în situația cu centrala  $c$  :  $B_{HP} < B_c$ ,  $C_{HP} < C_c$ ,  $CAA_{HP} < CAA_c$ . Soluția cu C.H.E.A.P. se justifică deci, atunci când cele trei funcții prezentate sunt pozitive:  $F_B > 0$ ;  $F_c > 0$ ;  $F_E > 0$ . Oricare din aceste funcții, poate fi adusă la forma:

$$F = M \cdot P_{HP}^2 + N \cdot P_{HP} \tag{3.50}$$

unde: -  $M$  și  $N$  sunt coeficienți independenți de  $P_{HP}$ , determinați de parametrii specifici fiecărui caz în parte. În fig. 3.3 se prezintă variația funcției  $F$  dată de relația (3.50), cu linie plină s-a trasat funcția în cadranul 2 în care  $P_{HP} > 0$  și  $F > 0$ , și deci se justifică implementarea C.H.E.A.P.

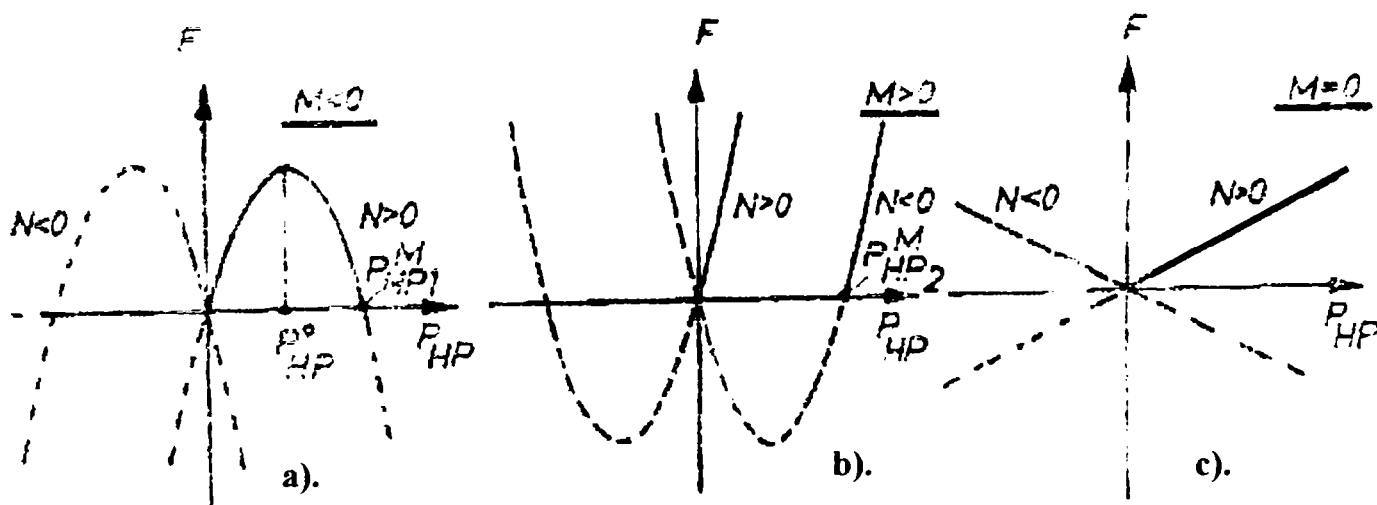


Figura 3.3 Variația funcției  $F = M \cdot P_{HP}^2 + N \cdot P_{HP}$   
 a).  $M < 0$ ;                      b).  $M > 0$ ;                      c).  $M = 0$

Se disting următoarele 3 cazuri caracteristice în care este oportună instalarea C.H.E.A.P.:

➤ a). În cazul în care  $M < 0$ , iar  $N > 0$ , soluția cu C.H.E.A.P. este mai economică decât soluția cu centrală de comparație  $c$ .

➤ b). În situația în care  $M > 0$ , apar următoarele două posibilități:

1.  $N > 0$ , justifică instalarea oricărei puteri în C.H.E.A.P., eficiența crescând cu puterea  $P_{HP}$ ;

2.  $N < 0$ , caz în care funcția  $F$  se găsește în cadranul 2 numai pentru  $P_{HP} > P_{HP2}$ , mărimea  $P_{HP2}$  fiind dată de intersecția curbei (3.50), în care  $M > 0$  și  $N < 0$  cu axa  $P_{HP}$ .

➤ c). Dacă  $M = 0$ , funcția  $F$  se reduce la o dreaptă care trece prin origine, implementarea C.H.E.A.P. justificându-se dacă  $N > 0$ .

Pentru caracterizarea funcției  $F$  se pot defini două puteri caracteristice la C.H.E.A.P.:

- *Puterea optimă a C.H.E.A.P.* ( $P_{HP}^0$ ), pentru care funcția  $F$  prezintă valoarea maximă. Aceasta corespunde diferenței celei mai mari între  $B_{HP}$  și  $B_c$ ,  $C_{HP}$  și  $C_c$ ,  $CAA_{HP}$  și  $CAA_c$  după aspectul studiat, punând în evidență efectul maxim care se poate obține prin implementarea C.H.E.A.P. în sistem.

- *Puterea maximă a C.H.E.A.P.* ( $P_{HP}^M$ ), pentru care funcția  $F$  se anulează ( $F = 0$  pentru  $P_{HP} > 0$ ). Această putere corespunde situației în care consumul de combustibil, fie cheltuielile pentru combustibil, fie cheltuielile anuale actualizate ale soluției cu C.H.E.A.P. sunt egale cu cele ale soluției de comparație  $c$ . Depășirea puterii maxime  $P_{HP}^M$  face ca soluția cu C.H.E.A.P. să nu se justifice comparativ cu soluția  $c$ , funcția  $F$  ieșind din cadranul 2, în care  $F > 0$  și  $P_{HP} > 0$ .

Analizând situațiile în care implementarea C.H.E.A.P. este oportună, se pot distinge trei tipuri de funcții  $F$ :

- *Funcția limitată*, ce corespunde cazului a). în care  $M < 0$ , iar  $N > 0$ . Funcția  $F$  este la început crescătoare, prezintă un maxim și apoi scade. Puterea optimă  $P_{HP}^0$  se obține prin anularea derivatei funcției  $F$ :

$$\frac{dF}{dP_{PH}} = 2 \cdot M \cdot P_{HP}^0 + N = 0 \Rightarrow P_{HP}^0 = \frac{-N}{2 \cdot M} \quad (3.51)$$

Introducând această valoare în expresia funcției  $F$ , rezultă maximul eficienței care se poate obține prin implementarea C.H.E.A.P.:

$$F_{\max} = \frac{-N^2}{4 \cdot M} \quad (3.52)$$

Puterea maximă  $P_{HP}^M$  a C.H.E.A.P. se obține din ecuația  $F = 0$ , din care se exclude soluția  $P_{HP} = 0$ :

$$F = M \cdot P_{HP}^2 + N \cdot P_{HP} = 0 \Rightarrow P_{HP} = \frac{-N}{M} = 2 \cdot P_{HP}^0 \quad (3.53)$$

Toate valorile sunt pozitive, deoarece  $M < 0$ , iar  $N > 0$ .

- *Funcția absolută*, ce corespunde primei părți a cazurilor b). și c). atunci când  $M \geq 0$ , iar  $N > 0$ . Funcția  $F$  este continuu crescătoare și nu prezintă nici un maxim, ceea ce arată că eficiența instalării C.H.E.A.P. crește continuu cu puterea  $P_{HP}$ .

- *Funcția condiționată*, revine părții a doua a cazului b). atunci când  $M > 0$  și  $N < 0$ . Funcția  $F$  intră în cadranul 2 la valori  $P_{HP} > P_{HP2}$ , crescând apoi continuu cu  $P_{HP}$ , instalarea C.H.E.A.P justificându-se doar atunci când  $P_{HP} > P_{HP2}$ .

Pe lângă puterile caracteristice ale C.H.E.A.P. determinate de funcția  $F$ , important este să se specifice o putere care să stabilească puterea maximă ce poate fi instalată în sistem, ținând seama de forma curbelor de sarcină, de energia de pompare disponibilă și de structura centralelor electrice existente, *putere limită*, notată  $P_{HP}^{lim}$ .

În ipoteza unei curbe clasate a puterilor orare de tip liniar, în care C.H.E.A.P. se încadrează la distanța  $Y$  de vârf, iar sub C.H.E.A.P. sunt încadrate centralele cu puterea  $P_0$  care nu pot sau nu este oportun să fie utilizate pentru pomparea apei (C.H.E., C.T.E. cu consum specific ridicat de combustibil, C.T.E. pe hidrocarburi, etc.) puterea limită rezultă din relația (fig.3.4):

$$Y + P_{HP} + P_0 + P_{PM} = P_v \quad (3.54)$$

expresie în care s-a luat în considerație puterea de pompare, ce permite valorificarea integrală a energiei disponibile pentru pomparea apei.

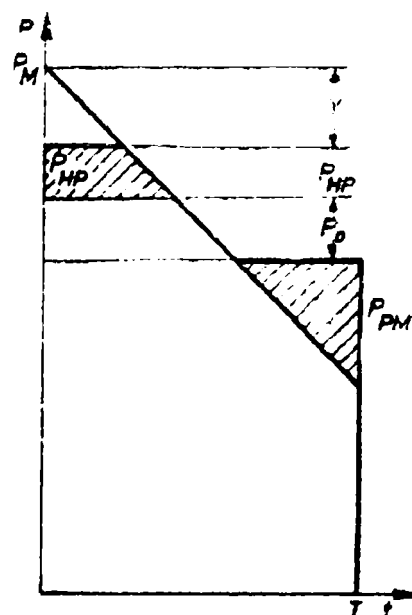


Figura 3.4 Puterea limită a C.H.E.A.P.

Ținând seama de relația dintre energia produsă și cea consumată pentru pomparea apei  $E_{HP} = E_P \cdot \eta_c$ , respectiv de relațiile (3.18) și (3.23) se obține:

$$\frac{T}{2 \cdot P_v} (P_{HP} + 2 \cdot Y) = \eta_c \cdot \frac{T}{2 \cdot P_v} \cdot P_{PM}^2 \quad \text{sau} \quad P_{HP} + 2 \cdot Y = \eta_c \cdot P_{PM}^2 \quad (3.55)$$

Din sistemul format de relațiile (3.54) și (3.55) se obține puterea limită  $P_{HP}^{lim}$ :

$$P_{HP} = \frac{\sqrt{Y^2 \cdot (1 - \eta_c) + (P_v - P_0)^2} - [Y \cdot (1 - \eta_c) + \eta_c \cdot (P_v - P_0)]}{1 - \eta_c} = P_{HP}^{lim} \quad (3.56)$$

În cazul în care  $Y = 0$  și  $P_0 = 0$ , puterea limită devine:

$$P_{HP}^{lim} = \frac{\sqrt{\eta_c}}{1 + \sqrt{\eta_c}} \cdot P_v \quad (3.57)$$

Puterea C.H.E.A.P. care se justifică a fi instalată nu poate depăși puterea limită care corespunde cazului funcției absolute. În cazul funcției condiționate, instalarea C.H.E.A.P. poate fi luată în considerație numai dacă  $P_{HP2} < P_{HP}^{lim}$ , iar în cazul funcției limitate, soluția optimă depinde de poziția puterii limită față de puterea optimă și cea maximă, puterea C.H.E.A.P. neputând să depășească puterea limită.

Oportunitatea implementării C.H.E.A.P. analizată prin comparație cu C.H.E. cu specific de vârf conduce la următoarele concluzii:

- în toate cazurile prezentate se constată că  $M < 0$ , ceea ce arată că cele trei funcții sunt limitate, implementarea C.H.E.A.P fiind oportună doar când  $N > 0$ ;

- în cazul funcțiilor consumului de combustibil și a cheltuielilor pentru combustibil se constată că  $N < 0$ , astfel că implementarea C.H.E.A.P conduce la un consum sporit de combustibil în comparație cu C.H.E.;

- sporul de combustibil necesitat de instalarea C.H.E.A.P este cu atât mai redus, cu cât  $Y$  este mai mic, deci atunci când C.H.E.A.P se încadrează spre vârful curbei de sarcină, consumul suplimentar de combustibil fiind mic atunci când C.H.E.A.P. și C.H.E. sunt încadrate în zone apropiate ale curbei de sarcină;

- în cazul eficienței economice se justifică implementarea C.H.E.A.P. dacă  $N > 0$ , condiție îndeplinită atunci când cheltuielile anuale actualizate ale C.H.E.A.P., împreună cu cheltuielile suplimentare pentru combustibil, sunt mai mici decât cheltuielile anuale actualizate aferente C.H.E.

În cazul comparării C.H.E.A.P. cu C.T.E. de vârf se desprind următoarele concluzii:

- ponderea C.H.E.A.P. care se justifică a fi instalate depinde atât de caracteristicile C.T.E. de vârf cu care se compară, cât și de puterea și caracteristicile centralelor de vârf existente, astfel că, cu cât ponderea centralelor cu specific de vârf



este mai mare, cu atât puterea C.H.E.A.P. care este oportun să se instaleze este mai mică:

- în eficiența instalării C.H.E.A.P. prezintă o importanță deosebită consumul specific de combustibil consumat de centralele care furnizează energia de pompare a apei, precum și randamentul ciclului pompare-turbinare;

- C.T.E. cu specific de vârf utilizează de regulă drept combustibil hidrocarburi, în timp ce energia de pompare este furnizată de centralele utilizând cărbune sau uraniu, care este mai ieftină, din această cauză  $M > 0$ . Cum termenul al doilea al funcției  $F_c$ , respectiv  $N$ , cuprinde numai termeni ai C.T.E. de vârf, ce utilizează preponderent hidrocarburi, condiția ca implementarea C.H.E.A.P. să se justifice revine, cu modificări determinate de diferențe de preț ale diferitelor sorturi de hidrocarburi, la condiții similare celor prezentate în analiza consumului de combustibil.

În cazul comparării C.H.E.A.P. cu C.T.E. de bază, oportunitatea implementării C.H.E.A.P. este influențată de numeroși factori, dintre care principalii sunt: structura și parametrii caracteristici ai centralelor existente, tipul centralei de comparație și caracteristicile acesteia, consumul de combustibil pentru energia electrică de pompare, randamentul ciclului pompare-turbinare, etc.

Cele trei criterii analizate, consumul de combustibil, cheltuielile pentru combustibil și eficiența economică, conduc în general la rezultate diferite. Criteriul consumului minim de combustibil nu ia în considerație natura combustibilului utilizat, criteriul cheltuielilor minime pentru combustibil urmărește utilizarea cu precădere a combustibililor ieftini, ceea ce conduce la utilizarea minimă a combustibililor mai scumpi (hidrocarburi), iar criteriul eficienței economice corespunde criteriilor generale ale calculelor tehnico-economice. Din această cauză, este indicat să se aplice toate cele 3 criterii, soluția definitivă luându-se pe baza analizei detaliate a dinamicii consumului, a surselor de energie primară disponibile, a manevrabilității centralelor electrice, etc.

### 3.3. Efectele funcționării C.H.E.A.P. în cadrul S.E.N. Studiu de caz.

Analiza se face corespunzător preliminarilor actuale privind dezvoltarea S.E.N. până în perioada 2005 – 2010, conform [3.12]. S-au avut în vedere atât efectele funcțiunilor C.H.E.A.P., cât și influența asupra funcționării celorlalte tipuri de centrale electrice. Datorită manevrabilității ridicate, precum și a posibilității funcționării în pompare sau turbinare, aceste centrale pot fi deosebit de utile pentru:

- funcționarea mai apropiată de o sarcină constantă a grupurilor mari de C.T.E. și C.N.E. prin intervenția C.H.E.A.P. în pompare la orele de gol de sarcină și

în turbinare la orele de vârf de sarcină (transferul de energie electrică de la gol la vârf);

- participarea la reglajul frecvență – putere;
- rezervă turnantă;
- furnizarea de putere reactivă și funcționarea la compensator sincron;
- rezerva de avarie de scurtă durată;
- participarea la schimburi prin interconexiune.

Aceste funcțiuni ale C.H.E.A.P. influențează funcționarea celorlalte tipuri de centrale electrice și în principal centralele termo și nucleare, în sensul limitării variațiilor de sarcină, a reducerii consumului specific de combustibil, ceea ce va conduce la o creștere a fiabilității acestor grupuri.

Puterea instalată a centralelor electrice din S.E.N. a fost la începutul anului 2000 de 20493 MW și a avut următoarea structură [3.4, 3.6]:

<b>TOTAL</b>	<b>20493 MW</b>
din care:	
- <b>HIDRO</b>	<b>5876 MW</b>
- <b>TERMO</b>	<b>13917 MW</b>
din care:	
<b>Cărbune</b>	<b>8308 MW</b>
<b>Hidrocarburi</b>	<b>5609 MW</b>
- <b>NUCLEAR</b>	<b>700 MW</b>

Principalele probleme din S.E.N., la nivelul anului 2000, în ceea ce privește preluarea sarcinii, sunt îndeosebi în orele de gol de sarcină săptămânală. În aceste ore, după oprirea grupurilor hidro de vârf anumite grupuri din centralele termoelectrice au trebuit să fie de asemenea oprite pentru a prelua scăderea sarcinii sistemului, ceea ce a condus la o înrăutățire a funcționării acestor centrale.

Mai mult, odată cu punerea în funcțiune a primului grup din C.N.E. Cernavodă (decembrie 1996), problema preluării golului de sarcină săptămânal s-a complicat datorită necesității menținerii puterii acestui grup la un nivel cât mai apropiat de regimul său optim.

Din acest punct de vedere existența în S.E.N. a unei capacități capabile să preia un disponibil de energie în orele de gol de sarcină și să o stocheze pentru a o produce atunci când este necesară, ar fi benefică, astfel că se poate considera că existența în S.E.N. a unei C.H.E.A.P., cu o putere de cca. 500 (1000) MW, ar fi foarte utilă.

Analiza privind acoperirea curbelor de sarcină s-au efectuat pentru un nivel al consumului de energie electrică egal cu energia electrică livrată (soldul import – export fiind zero) în anul 2010, în strategia medie de dezvoltare a S.E.N., de 78.7 TWh [3.11]. Corespunzător acestui nivel s-au determinat curbele de sarcină caracteristice pentru cele patru trimestre ale anului, obținând următoarele valori:

- energia electrică livrată (GWh/an)	78700
- puterea maximă la vârf (MW)	14000
- durata de utilizare a vârfului (ore/an)	5620
- factor de utilizare (%)	64.2

În aceste condiții, la nivelul anului 2005 – 2010 rezultă o putere instalată totală în centralele hidroelectrice de cca. 7200 MW, cu o producție de cca. 7200 GWh/an.

La nivelul anilor 2005 – 2010, puterea instalată a centralelor termoelectrice clasice va fi de cca. 15250 MW, cu următoarea structură:

- centrale RENEL	14550 MW
din care:	
- centrale de condensatie	9890 MW
- centrale de termoficare	4660 MW
- centrale AUTOPRODUCĂTORI	700 MW
TOTAL TERMO	15250 MW

În anul 2010 în centrala nucleară se consideră că vor fi instalate 2 grupuri de 700 MW, din care grupul 2 este considerat în balanță numai cu o treime din putere în ipoteza în care ar fi finalizat datorită unui împrumut care ar putea fi returnat sub formă de energie electrică.

În aceste condiții la nivelul anului 2010 totalul puterii instalate va fi de cca. 23850 MW, cu următoarea structură:

HIDRO	7200 MW
TERMO	15250 MW
NUCLEAR	1400 MW
TOTAL	23850

### 3.3.1. Funcțiile C.H.E.A.P.

Efecte ale funcționării C.H.E.A.P. în raport cu funcțiunile îndeplinite sunt prezentate în tabelul 3.2

Tabelul 3.2.

FUNCȚIILE	EFECTE
1. Transferul de energie electrică de la gol la vârf.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- uniformizarea funcționării centralelor termo și nucleare, inclusiv reducerea opririlor, cu îmbunătățirea regimului lor de funcționare și reducerea consumului specific de combustibil;</li> <li>- economisirea apei din lacurile mari de acumulare cu posibilitatea măririi transferului de energie din vară în iarnă;</li> <li>- influența asupra pierderilor în rețele.</li> </ul>
2. Rezerva de avarie de scurtă durată	<ul style="list-style-type: none"> <li>- mărirea siguranței în funcționarea S.E.N.;</li> <li>- reducerea rezervei de putere în S.E.N.;</li> <li>- economisirea apei din lacurile de acumulare.</li> </ul>
3. Reglaj frecvență – putere și rezervă turnantă	<ul style="list-style-type: none"> <li>- creșterea calității energiei electrice furnizate;</li> <li>- reducerea benzii de reglaj pe celelalte centrale din S.E.N.;</li> <li>- economisirea apei din lacurile de acumulare.</li> </ul>
4. Reglarea tensiunii și furnizarea de putere reactivă	- reducerea instalațiilor din S.E.N. pentru furnizarea de putere reactivă.
5. Participarea la schimbul prin interconexiune	- export de energie electrică la vârf.

În tabelul de mai sus se arată sintetic principalele funcții ale C.H.E.A.P. și efectele lor în sistem. Centrala fiind echipată cu patru grupuri reversibile de putere unitară mare (250 MW) și având timpi de manevră scurți (3-5 minute) este foarte manevrabilă, putând îndeplini cu grupuri deferite mai multe funcții în paralel.

Astfel, dacă C.H.E.A.P. funcționează în pompaj, constituie o rezervă de avarie prin simpla oprire a pompelor, în timp ce, dacă funcționează în turbinare la vârf, ea nu poate interveni la avarie în S.E.N. decât în limita puterii rămase disponibile. În situația în care funcționează ca rezervă turnantă ea poate interveni foarte rapid la o avarie în sistem.

În cazul participării la schimburi prin interconexiune pentru necesități interne, este disponibilă numai cota de putere rămasă neexportată.

În ceea ce privește regimurile de funcționare trebuie avut în vedere că unele dintre ele sunt complementare, putându-se succeda. Funcționarea în rezervă turnantă permite intervenția la o avarie, trecerea în RAFP, sau preluarea rapidă a unei variații a sarcinii. Altele, în schimb, se exclud reciproc. Astfel, exportul de energie electrică la întreaga capacitate, nu mai dă posibilitatea intervenției la avarii sau la preluarea vârfului de sarcină; intervenția la turbinare la capacitatea maximă exclude, de asemenea, posibilitatea funcționării C.H.E.A.P. într-un alt regim.

În general, din experiența altor țări în exploatarea C.H.E.A.P., s-a putut constata că fiecare sistem electroenergetic stabilește o funcție principală pentru C.H.E.A.P. în raport cu necesitățile sale. Astfel, principalele funcțiuni ale C.H.E.A.P. în țările UCPTTE sunt următoarele: rezervă turnantă în Belgia, rezervă de putere în Germania, Italia, Luxemburg, Spania și Portugalia, rezervă de putere de vârf în Franța, reglaj frecvență - putere în Austria și Elveția. Se poate, deci, trage concluzia că regimul de funcționare al C.H.E.A.P. este strâns legat de funcția sau de funcțiile principale care se stabilesc pentru această centrală, în raport cu necesitățile sistemului.

**În cazul sistemului electroenergetic al țării noastre**, din analizele efectuate privind funcționarea centralelor electrice în raport cu structura lor și cu alura curbelor de sarcină [3.7], principalele funcțiuni pentru S.E.N. sunt următoarele: rezervă de avarie, reglaj frecvență – putere și mărirea consumului la golul de sarcină pentru ușurarea preluării de către grupurile termo și nucleare.

### 3.3.2. Regimuri de funcționare ale C.H.E.A.P.

#### a) Transferul de energie electrică de la gol la vârf.

- **regimul de pompare** poate fi îndeplinit la golurile de sarcină de noapte și de zi ale zilelor lucrătoare în tot cursul anului, cu o cotă medie cuprinsă între 50 - 75% și respectiv 25 – 50% din puterea instalată în pompaj. La golul de sarcină săptămânal puterea în funcțiune poate fi de până la 100%.

- **regimul de turbinare** pentru furnizarea de energie electrică la vârful de sarcină, se apreciază a fi suficientă funcționarea a două grupuri iarna și un grup vara (50% și respectiv 25% din puterea instalată), restul grupurilor fiind ținute în rezervă pentru alte funcțiuni (rezervă turnantă – RAFP, rezervă de avarie).

**b) Rezervă de avarie de scurtă durată.**

- în regim de pompare, pe toată durata pompajului grupurilor în funcțiune (1 - 4), în pompaj, constituie în același timp și rezerva de avarie prin simpla oprire a pompelor.

- în regim de turbinare se poate aprecia că pe toată perioada de disponibilitate în turbinare, două, eventual trei grupuri, pot fi utilizate ca rezervă de avarie. Celelalte două, respectiv un grup, pot interveni și ele ca rezervă de avarie în perioada când nu sunt utilizate la vârf.

**c) Reglajul frecvență – putere și rezervă turnantă.**

- în regim de pompare un grup din patru poate asigura această funcțiune pe durata pompajului, cu condiția ca grupul reversibil să fie apt de a permite variații de sarcină.

- în regim de turbinare un grup poate asigura această funcțiune pe tot parcursul anului în afara orelor de pompare. În orele de turbinare la vârf, grupul sau grupurile în funcțiune pot îndeplini și această sarcină, fără a mai destina și un alt grup acestui scop.

**d) Furnizarea de putere reactivă și reglarea tensiunii**

- în ambele regimuri de funcționare se consideră că un grup este suficient pentru a asigura această funcțiune pe toată durata anului.

**e) schimbul prin interconexiune**

Pentru îndeplinirea acestei funcțiuni, trebuie avută în vedere existența unui contract ferm cu un partener străin în cadrul căruia trebuie precizată funcționarea C.H.E.A.P., atât în pompare, cât și în turbinare. O astfel de situație va influența în mod hotărâtor îndeplinirea funcțiilor C.H.E.A.P. pentru S.E.N..

În situația în care C.H.E.A.P. nu ar fi în funcțiune, implicațiile asupra funcționării S.E.N. ar fi următoarele:

- reducerea sarcinii pe grupurile mari din centralele termo de condensare la golurile zilnice, iar la golul săptămânal oprirea a 3 – 5 grupuri. Această funcționare ar avea drept consecințe un consum mai mare de combustibil pentru repornirea grupurilor (cca. 30000 tcc/an) și o uzură mai mare a grupurilor obligate să funcționeze în acest regim, echivalată cu cca. 700 ore/an pentru fiecare grup de funcționare suplimentară la sarcina nominală;

- deficitul de bandă de reglaj ar trebui acoperit, fie de centralele hidroelectrice (depreciind calitatea energiei), fie de centralele termoelectrice;

- reducerea gradului de siguranță în funcționare a S.E.N. și creșterea energiei nelivrate;



- necesitatea unor instalații suplimentare de rezervă (C.H.E. gravitaționale sau turbine cu gaze).

### 3.3.3. Încadrarea centralelor electrice în curbele de sarcină

În figurile 3.5, 3.6, 3.7 și 3.8 alăturate se prezintă curbele de sarcină caracteristice pe cele patru trimestre ale anului 2010, precum și încadrarea centralelor electrice în aceste curbe.

La stabilirea puterilor instalate de încadrare s-au avut în vedere:

- structura puterii instalate. La nivelul anului 2010 totalul puterii instalate va fi de cca. 23850 MW, cu următoarea structură [3.9,3.12]:

TIP DE CENTRALĂ	PUTEREA INSTALATĂ (MW)
HIDRO	7200
TERMO	15250
din care: - centrale RENEL, cu:	14550
- centrale de condensare	9890
- centrale de termoficare	4660
- centrale AUTOPRODUCĂTORI	700
NUCLEAR	1400 (din care balanța de puteri cca 900 MW)
TOTAL	23850

- disponibilitățile grupurilor în condițiile reabilitărilor prevăzute;
- coeficienții multianuali de reparații planificate pe categorii de agregate;
- probabilități de avariere.

Față de necesarul de energie electrică a zonei de vârf și semivârf rezultat din curbele de sarcină preliminară, disponibilul de energie electrică al centralelor hidroelectrice pentru un an mediu poate acoperi între minim 50% în trimestrul III și maxim 85% în trimestrul I.

#### 3.3.3.1. TRIMESTRUL I (figura 3.5)

Centralele hidroelectrice pot acoperi cca. 85% din zona de vârf și semivârf a curbei de sarcină, încadrându-se cu o putere de până la cca. 4100 MW, la care se adaugă cota de bază a C.H.E. de cca. 650 MW.

Centrala nucleară s-a încadrat la bază în limita puterii efectiv utilizabile, cu o putere medie de cca. 800 MW. La această cotă de participare a C.N.E., se consideră că nu apar probleme deosebite de funcționare atât la golul de sarcină al zilei de lucru, cât și la golul săptămânal datorită puterii relativ mici în funcțiune (6% din vârful de sarcină).

Centralele termoelectrice s-au încadrat în principal în zona de bază, cu o putere de până la cca. 7800 MW, din care însă cca. 800 MW intervin în zona de semivârf, în cursul zilei de lucru. Astfel, reducerea sarcinii pe aceste centrale, în cursul zilei de lucru, poate fi de până la cca. 800 MW (10% din puterea în funcțiune) în cursul golului de noapte cca. 4 ore și de până la 500 MW (6.4% din puterea în funcțiune) în cursul golului de zi (cca. 4 ore).

La golul de sarcină săptămânal, sarcina pe aceste centrale s-a redus cu până la cca. 2300 – 2400 MW (cca. 30% din puterea produsă în cursul zilei de lucru), ceea ce conduce la dificultăți în funcționarea grupurilor mari.

### 3.3.3.2. TRIMESTRUL al II-lea (figura 3.6)

Centralele hidroelectrice pot acoperii cca. 75% din necesarul zonei de vârf și semivârf a curbei de sarcină, încadrându-se cu o putere de până la cca. 3100 MW, la care se adaugă cota de bază a C.H.E. de cca. 1000 MW.

Centrala nucleară s-a încadrat la bază, în limita puterii efectiv utilizabile, cu o putere medie de cca. 800 MW. La această cotă de participare a C.N.E., în cursul zilei de lucru și la golul de sarcină al acestei zile, se consideră că nu apar probleme deosebite de funcționare.

La golul de sarcină săptămânal, datorită scăderii sarcinii sistemului până la cca. 5900 MW, coroborată cu puterea mare produsă la bază de C.H.E., poate apărea necesitatea reducerii sarcinii și pe centrala nucleară.

Centralele termoelectrice s-au încadrat în principal în zona de bază, cu o putere de până la 6400 MW, din care însă cca. 900 MW intervin în zona de semivârf în cursul zilei de lucru. Astfel, reducerea sarcinii pe aceste centrale în cursul zilei de lucru poate fi de până la 900 MW (cca. 15% din puterea în funcțiune) pe o durată de cca. 4 – 5 ore la golul de noapte și de cca. 500 – 600 MW (cca. 9% din puterea în funcțiune) în cursul golului de zi, pe o durată de cca. 4 ore.

La golul de sarcină săptămânal, sarcina pe aceste centrale s-a redus cu până la cca. 2100 MW (cca. 33% din puterea produsă în cursul zilei de lucru), ceea ce conduce la dificultăți în funcționarea grupurilor mari.

### 3.3.3.3. TRIMESTRUL al III-lea (figura 3.7)

Centralele hidroelectrice pot acoperi cca. 50% din necesarul zonei de vârf și semivârf a curbei de sarcină, încadrându-se cu o putere de până la cca. 2900 MW, la care se adaugă cota de bază a C.H.E. de cca. 500 MW.

Centrala nucleară s-a încadrat la bază în limita puterii efectiv utilizabile, cu o putere medie de cca. 800 MW. La această cotă de participare a C.N.E., în cursul zilei de lucru și la golul de sarcină al acestei zile, se consideră că nu apar probleme deosebite de funcționare. La golul de sarcină săptămânal centrala nucleară poate să nu fie afectată de scăderea sarcinii sistemului.

Centralele termoelectrice s-au încadrat în principal în zona de bază cu o putere de cca. 8800 MW, din care însă cca. 1600 MW intervin și în zona de semivârf și chiar de vârf a curbei de sarcină din ziua de lucru. Reducerea sarcinii pe aceste centrale, în cursul zilei de lucru, poate fi de până la cca. 1600 MW (cca. 17% din puterea în funcțiune), pe o durată de cca. 5 ore la golul de noapte și de până la cca. 700 MW (cca. 8% din puterea în funcțiune) la golul de zi, pe o durată de cca. 6 ore.

La golul de sarcină săptămânal, sarcina pe aceste centrale s-a redus cu până la 3200 MW (cca. 35% din puterea produsă în cursul zilei de lucru), ceea ce conduce la dificultăți în funcționarea grupurilor mari.

### 3.3.3.4. TRIMESTRUL al IV-lea (figura 3.8)

Centralele hidroelectrice pot acoperi cca. 75% din necesarul zonei de vârf și de semivârf a curbei de sarcină, încadrându-se cu o putere de până la cca. 4300 MW, la care se adaugă cota de bază a C.H.E. de cca. 600 MW. Ca și în celelalte trimestre centrala nucleară s-a încadrat la bază, în limita puterii efectiv utilizabile, cu o putere medie de cca. 800 MW. LA această cotă de participare a C.N.E. se consideră că nu apar probleme deosebite de funcționare, atât la golul zilnic de sarcină, cât și la cel săptămânal.

Centralele termoelectrice s-au încadrat, în principal, în zona de bază cu o putere de până la cca. 8300 MW, din care însă 1000 MW intervin și în zona de semivârf a curbei de sarcină a zilei de lucru. Reducerea sarcinii pe aceste centrale, în cursul zilei de lucru, poate fi de până la cca. 1000 MW (cca.12% din puterea în funcțiune) pe o durată de cca. 4 ore la golul de noapte și de până la cca. 800 MW (9.5% din puterea în funcțiune) pe o durată de cca. 4 ore la golul de zi.

La golul de sarcină săptămânal, sarcina pe aceste centrale s-a redus cu până la 2700 MW (cca. 32% din puterea produsă în cursul zilei de lucru), ceea ce conduce la dificultăți în funcționarea grupurilor mari.

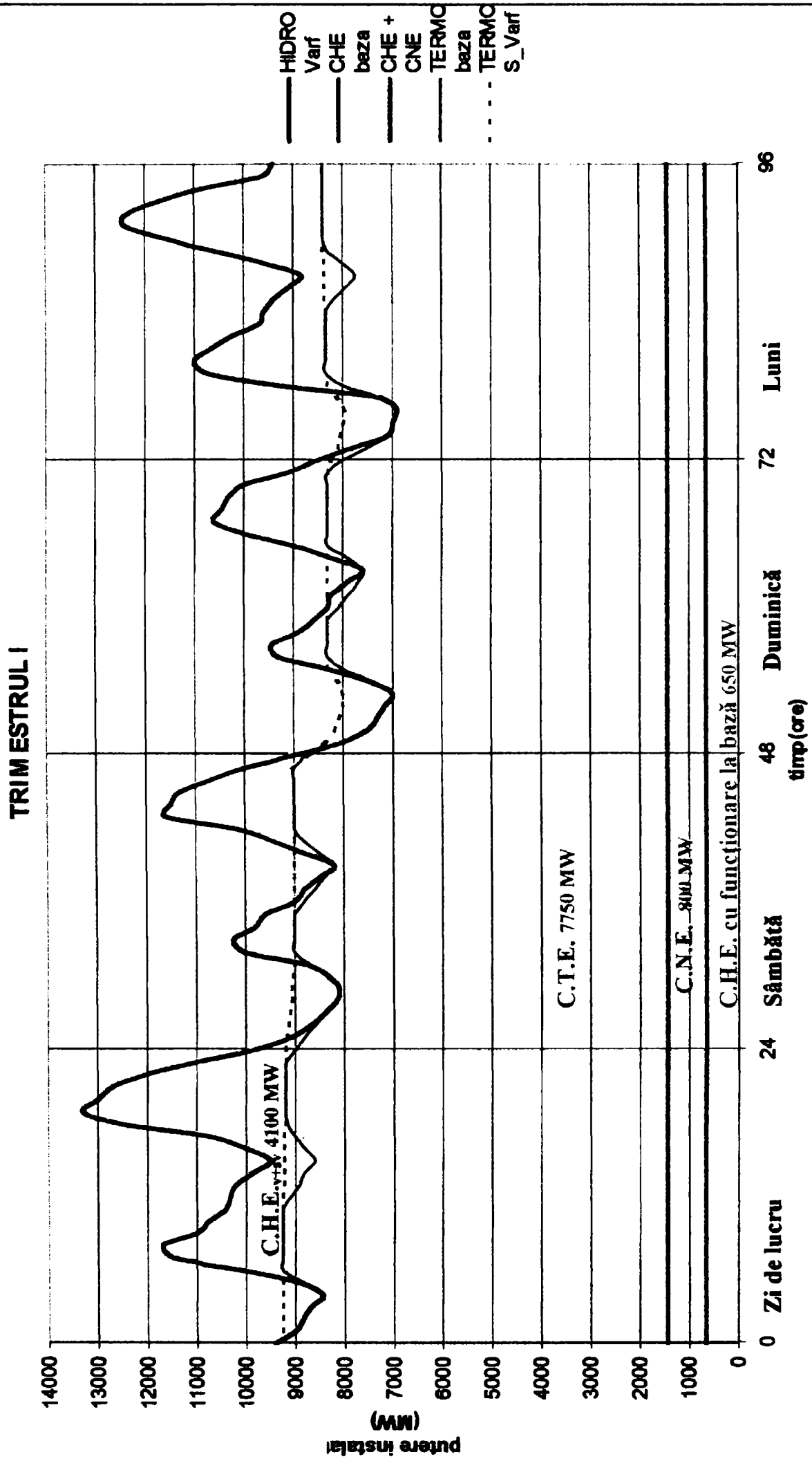


Figura 3.5 Funcționarea centralelor electrice în S.E.N. anul 2010, Trimestrul I

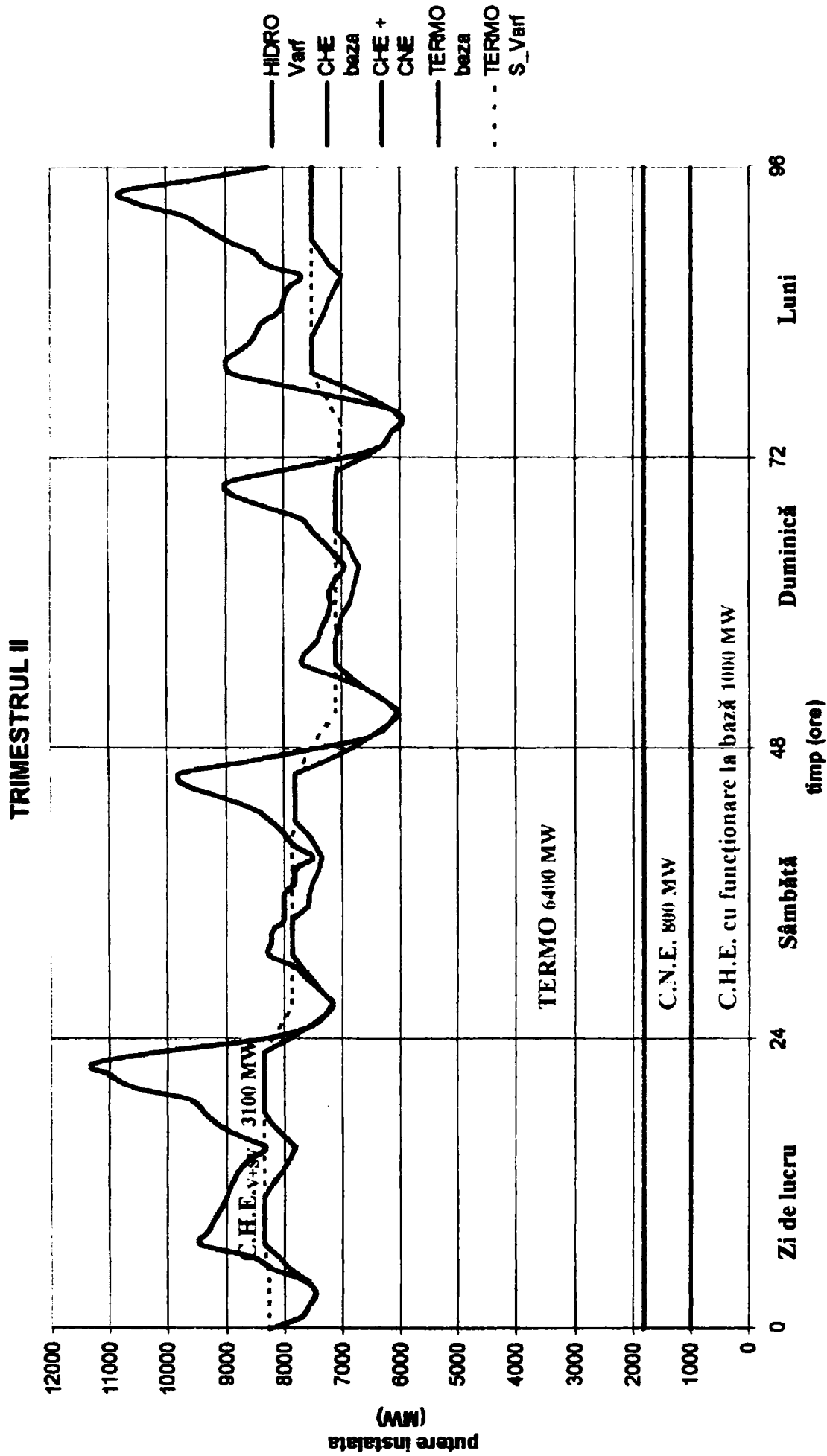


Figura 3.6 Funcționarea centralelor electrice în S.E.N. anul 2010, Trimestrul II

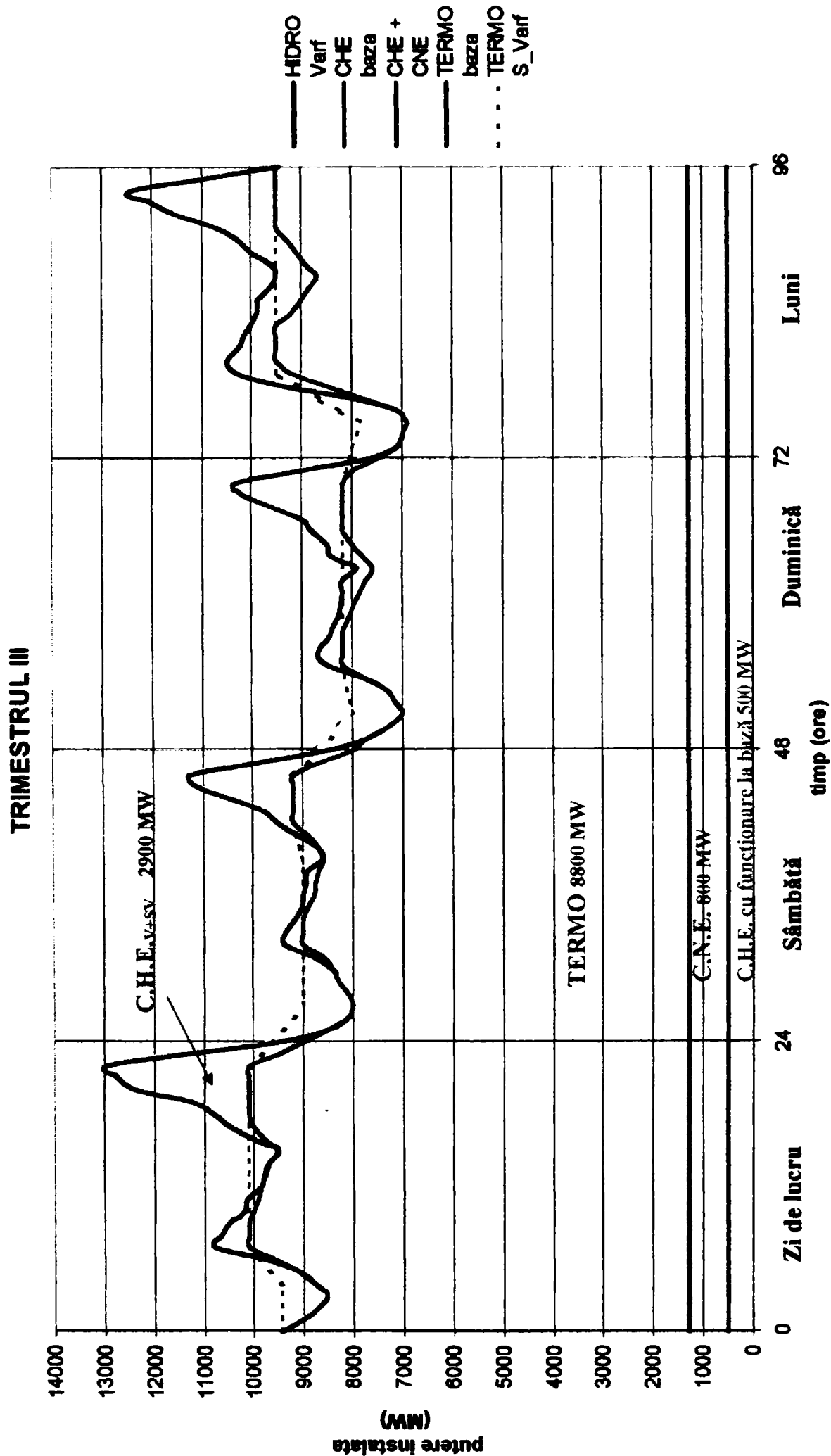


Figura 3.7 Funcționarea centralelor electrice în S.E.N. anul 2010, Trimestrul III



TRIMESTRUL IV

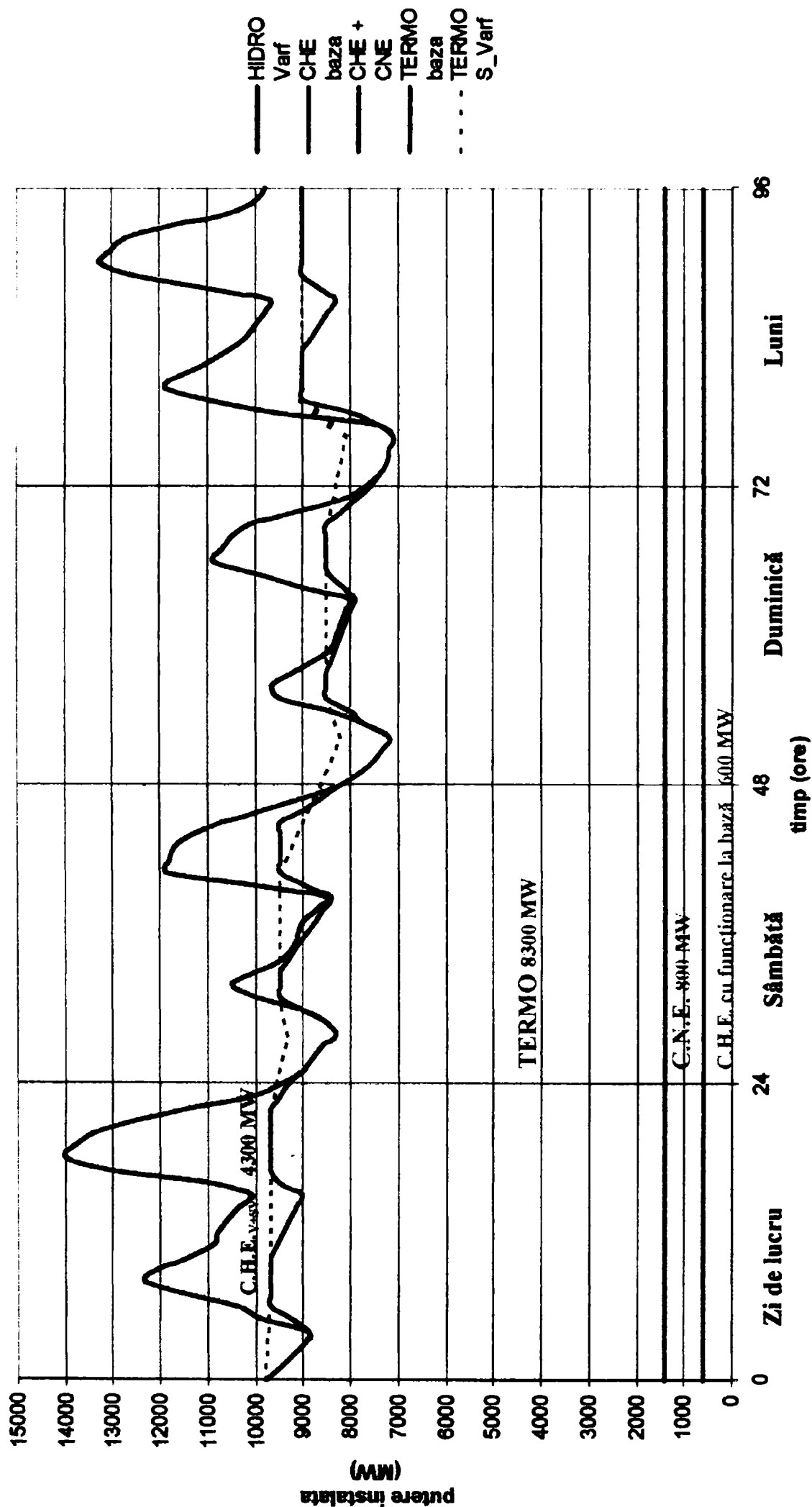


Figura 3.8 Funcționarea centralelor electrice în S.E.N. anul 2010, Trimestrul IV

În cazul unui an secetos este posibil ca variația puterii produse de centralele termoelectrice să crească în cursul zilei de lucru cu până la cca. 300 MW, iar în cazul unui an ploios, prin creșterea cotei de bază la C.H.E., este posibil ca variația puterii produse de centralele termoelectrice în cursul unei zile de lucru să crească cu până la cca. 500 MW, ceea ce va îngreuna funcționarea grupurilor mari.

În situația realizării C.H.E.A.P. se pot face următoarele considerații, din punct de vedere al încadrării acestora:

- există posibilitatea încadrării unei C.H.E.A.P. cu ciclu de pompaj săptămânal cu o putere instalată de până la 1000 MW. Centrala poate să funcționeze în regim de pompaj, cu o putere de 1000 MW, la golul de sarcină săptămânal și cu o putere de cca. 500 – 750 MW la golul de noapte al zilelor lucrătoare, precum și cu cca. 500 MW în golul diurn al acestor zile. Durata de utilizare a puterii instalate în pompaj rezultă de cca. 1700 ore/an, ceea ce conduce la o durată de utilizare a puterii instalate în turbinare de cca. 1200 ore/an, la un randament global de 0.72;

- energia produsă de C.H.E.A.P. poate fi utilizată atât pentru acoperirea zonei de vârf, cât și ca rezervă de avarie de scurtă durată și pentru reglaj automat frecvență – putere. În cazul avariei unui grup din C.N.E., C.H.E.A.P. reprezintă sursa principală de putere capabilă să răspundă rapid la un astfel de eveniment.

În situația participării C.H.E.A.P. în turbinare, exclusiv la acoperirea zonei de vârf a curbei de sarcină (funcția de transfer de energie de la gol la vârf), disponibilul de energie furnizată de C.H.E.A.P. se ridică la cca. 4 – 4.5 GWh/zi medie de lucru. Această energie, utilizată la preluarea vârfului de sarcină precum și a unor variații aleatorii ale sarcinii în zona de vârf înlocuiește o energie echivalentă din centralele hidroelectrice gravitaționale. Această energie poate fi eventual stocată în lacurile de acumulare ale C.H.E. gravitaționale, pentru a se constitui într-o rezervă utilizabilă în anumite situații dificile (abateri mai mari ale sarcinii în plus față de sarcina prognozată, avarii ale unor grupuri și RAEP în situația în care C.H.E.A.P. nu poate interveni etc.). În cazul în care această energie nu poate fi stocată și trebuie produsă, puterea de încadrare a C.H.E. (inclusiv C.H.E.A.P.) în zona de vârf și semivârf crește cu cca. 200 – 300 MW în toate perioadele analizate.

Prin încadrarea C.H.E.A.P. în curba de sarcină se obține un efect favorabil și asupra funcționării grupurilor mari din centralele termoelectrice. Variațiile sarcinii acestor centrale se reduc în mod corespunzător funcționării C.H.E.A.P., evitându-se și anumite opriri de grupuri.

#### Transferul energiei de la gol la vârf

În situația fără C.H.E.A.P., consumul de energie electrică livrată este de 78.7 TWh/an, iar producția de energie electrică a C.H.E. gravitaționale de 17 TWh/an.

În situația cu C.H.E.A.P. s-a considerat un consum de energie electrică de 80.4 TWh/an (s-a majorat cu consumul pentru pompaj de 1.7 TWh/an în orele de gol), iar producția de energie electrică a C.H.E. de 18.2 TWh/an (majorată cu producția C.H.E.A.P., de 1.2 TWh/an în zona de vârf).

Consumul specific (gcc/KWh) al grupurilor mari se prezintă în tabelul 3.3/[3.8]:

Tabelul 3.3

	Minim tehnic	Creșterea relativă	Nominal
gr. 200 – 330 MW cărbune	396 - 424	341 - 366	380 – 402
gr. 200 – 330 MW hidrocarburi	347	311	336

Consumul de combustibil pentru energia electrică pentru pompaj s-a considerat cel corespunzător creșterii relative între minimul tehnic și puterea nominală.

La C.N.E. s-a considerat un consum specific echivalent de 422 gcc/KWh, atât la funcționarea continuă cât și pentru creșterea relativă [3.6].

Față de cele prezentate, costul specific al energiei electrice pentru pompaj și cheltuielile anuale cu energia de pompaj (1700 GWh/an) rezultă:

	\$/MWh	mil.\$/an
1. din TOTAL TERMO	30.5	51.8
2. din TERMO (numai grupurile mari de condensare pe cărbune și hidrocarburi)	31.7	53.9
3. din TERMO (numai grupurile mari de condensare pe cărbune)	29.8	50.7
4. din termo (numai grupurile mari de condensare pe hidrocarburi)	36.2	61.5
5. din TERMO + NUCLEARE (90% + 10%)	27.7	47.1
6. din C.N.E. (componenta combustibil)	2.4	4.08
7. din IMPORT în orele de gol (valoare orientativă)	28 - 32	48 – 55
8. din S.E.N. la tariful orelor de gol în înalta tensiune	30.2	51.3

De asemenea, la evaluarea efectului economic rezultat din transferul de energie electrică trebuie să se țină seama că o parte din energia furnizată de C.H.E.A.P. va fi utilizată mai ales pentru RAEP și ca rezervă de avarie de scurtă durată.

#### 3.4. Influența funcționării C.H.E.A.P. asupra celorlalte tipuri de centrale electrice și a S.E.N. în ansamblu.

Din încadrarea centralelor electrice în curbele de sarcină a rezultat că centralele hidroelectrice gravitaționale pot acoperi numai parțial (între 50 și 85%) zona de vârf și semivârf a curbelor de sarcină.

În aceste condiții centralele termoelectrice intervin și ele în zona variabilă (de semivârf) a curbelor de sarcină din zilele de lucru. Variația sarcinii pe aceste centrale este cuprinsă între 800 MW și 1 600 MW, ceea ce reprezintă cca. 10% și respectiv 17% din puterea în funcțiune a acestor centrale. De asemenea apar reduceri de până la cca. 800 MW la golul de sarcină de zi al zilelor lucrătoare.

La golul de sarcină săptămânal reducerea puterii produse crește cu până la cca. 3 200 MW, ceea ce reprezintă cca. 35% din puterea produsă în ziua de lucru.

Centralele nucleare reprezintă mai puțin de 10% din puterea de vârf, ele nefiind influențate de variația sarcinii în cursul zilei de lucru. La golul săptămânal însă, mai ales în perioada de vară, când sarcina sistemului scade până la cca. 5900 MW, pot fi necesare reduceri ale sarcinii și pe aceste centrale.

Prin încadrarea C.H.E.A.P. în pompaj se poate ajunge la o funcționare mai uniformă a centralelor termoelectrice în cursul zilelor lucrătoare, cât și la golul de sarcină săptămânal.

Prin uniformizarea funcționării centralelor termoelectrice se obține o reducere a consumului specific la aceste centrale de la 306 gcc/kWh în situația fără C.H.E.A.P., la 305.3 gcc/kWh în situația cu C.H.E.A.P.

De asemenea, prin evitarea opririi și reducerii sarcinii pe unele grupuri mari de condensatie la golurile zilnice de sarcină și mai ales la cel săptămânal datorită pompajului, a rezultat o reducere a consumului de combustibil de cca. 30000 tcc/an față de situația fără C.H.E.A.P..

În același timp, datorită producerii unei energii suplimentare de cca. 500 GWh/an din centralele termo pentru pompaj, față de situația fără C.H.E.A.P., rezultă un necesar suplimentar de combustibil de cca. 120000 tcc/an.

Acest necesar suplimentar ține cont de reducerea consumului de combustibil la centralele termo (30000 tcc/an) prin uniformizarea sarcinii acestor centrale și reducerea numărului de opriri în anumite situații la golurile săptămânale de sarcină.

În aceste condiții cheltuiala suplimentară cu combustibilul pe un sistem pentru asigurarea pompajului se va ridica la cca. 11 – 12 mil.\$/an (pentru un preț mediu al combustibilului pe sistem de cca. 100 \$/tcc).

#### Rezervă de avarie de scurtă durată

Este una din funcțiunile ce pot fi cel mai bine îndeplinite de o C.H.E.A.P., ea putând să preia rapid ieșirea din funcțiune a unui grup mare termo sau/și nuclear, atât în regim de pompare cât și în regim de turbinare, pe o durată limitată de cca. 1 – 2 ore.

C.H.E.A.P. contribuie cu cca. 1000 MW la o intervenție care s-ar putea echivala pentru o valoare a energiei nelivrate de 1 \$/kWh cu 1 mil.\$/intervenție. Dacă s-ar considera echivalarea cu valoarea energiei importate neplanificat de cca. 0.05 \$/kWh ar rezulta o valoare de 50000 \$.

Apreciind un număr mediu de trei astfel de intervenții pe an a C.H.E.A.P. ar rezulta o valoare de 3 milioane \$/an și respectiv 150000 \$/an.

C.H.E.A.P. își aduce contribuția ei la mărirea gradului de siguranță în funcționarea S.E.N.. Astfel din analizele efectuate a rezultat în situația funcționării S.E.N. cu C.H.E.A.P. o reducere a energiei nelivrate cu 24 GWh/an față de situația funcționării fără C.H.E.A.P., reprezentând cca. 24 milioane \$/an.

#### Reglajul automat frecvență – putere și rezervă turnantă

C.H.E.A.P. contribuie la acoperirea benzii de reglaj din S.E.N.. Prin intervenția C.H.E.A.P. în acest regim, poate fi suplinită lipsa puterii de reglaj din anumite perioade ale anului. De asemenea funcționarea C.H.E.A.P. în acest regim permite evitarea deprecierei energiei C.H.E. cu lacuri mari de acumulare, ca și funcționarea centralelor termoelectrice într-un regim mai apropiat de cel optim.

Prin această funcție (inclusiv asigurarea rezervei turnante) se estimează că se poate evita deprecierea calitativă a maxim 600 GWh/an, ceea ce ar reprezenta în medie un echivalent de cca. 8 – 12 milioane \$/an.

#### Furnizarea de putere reactivă și reglarea tensiunii.

Prezintă importanță pentru funcționarea S.E.N., mai ales în condițiile unui deficit de putere sau a unor avarii în zona Transilvaniei Centrale și de Nord.

În vederea asigurării menținerii tensiunii în rețeaua de transport în limitele valorilor **normate**, este necesar ca grupurile din C.H.E.A.P. să aibă posibilitatea de reglaj în limitele  $\pm 90$  MVar.

Ca posibilități de cuantificare a aportului acestei centrale la reglajul tensiunii în zonă se poate lua în considerare echivalarea ei cu economisirea instalării a una sau două bobine de reactanță, ceea ce ar reprezenta o economie de investiție de cca. 4 – 6 milioane \$.

### Participarea la schimburi prin interconexiune

Această centrală poate asigura un export de energie de vârf în condițiile în care prețul energiei importate în orele de gol de sarcină este de cel puțin două ori mai redus.

Luând în considerare condițiile favorabile de realizare a unor C.H.E.A.P. în țara noastră, este oportună aprofundarea investigațiilor privind nivelul de interes a unor țări din vecinătate în realizarea, prin cooperare, a unor astfel de investiții, în condițiile interconectării la U.C.P.T.E.

### 3.5. Amplasarea optimă a C.H.E.A.P. în S.E.N.

Posibilitățile de realizare a C.H.E.A.P. sunt, de regulă, mai numeroase decât cele ale C.H.E. de vârf, datorită condițiilor naturale pe care le necesită, mult mai puțin pretențioase. Astfel, în principiu este necesar să se asigure o diferență de nivel  $H$  între două rezervoare de volume relativ mici, situate în plan la distanța  $L$  cât mai mică între ele, debitul afluent în unul din rezervoare trebuind să acopere pierderile de apă ale ciclului pompare - turbinare.

Puterea C.H.E.A.P. este condiționată pe de o parte de condițiile naturale ale amplasamentului și pe de altă parte de capacitatea rețelelor electrice la care se racordează amenajarea. Din această cauză, calculele tehnico – economice asupra amplasării și puterii C.H.E.A.P. trebuie să ia în considerare cheltuielile legate de amenajarea propriu-zisă, precum și de cele în rețelele electrice.

Efectul de “talie”, respectiv îmbunătățirea indicatorilor economici cu creșterea puterii, se resimte în cazul C.H.E.A.P., dar depășirea unei anumite valori are ca rezultat creșterea substanțială a cheltuielilor de investiții în rețelele electrice, astfel că pe ansamblu, soluția prezintă un optim economic.

În afară de cheltuielile de investiție și de producție legate de realizarea C.H.E.A.P. și a rețelelor electrice, în compararea diferitelor amplasamente trebuie să se ia în calcul cheltuielile aferente pierderilor de putere și de energie în rețelele electrice.

Elementele prezentate anterior permit să se tragă concluzii asupra amplasării optime a C.H.E.A.P., care să conducă la diminuarea pierderilor în rețelele electrice.

Astfel, amplasamente optime sunt cele ce permit racordarea C.H.E.A.P. la linii electrice de foarte înaltă tensiune, pe care există o diferență mare între puterea transportată în orele de vârf de sarcină și cea din orele de gol de noapte, racordare care să se efectueze cât mai aproape de centrele de consum din zonă, iar energia de pompare să poată fi furnizată de centralele de bază locale (C.T.E. și C.N.E). Asemenea situații au determinat în multe țări ca amplasarea C.H.E.A.P. să fie în



apropierea C.N.E. În aceste cazuri efectul este maxim, reducându-se pierderile la transportul energiei de vârf, pierderile suplimentare ale energiei de pompare fiind ne semnificative. În plus, centralele de bază mai prezintă un consum specific de combustibil scăzut, ceea ce diminuează cheltuielile anuale ale C.H.E.A.P., iar aceasta poate avea și rolul de centrală de rezervă de scurtă durată.

O primă estimare a celor mai indicate amplasamente de C.H.E.A.P. se poate face pe baza puterilor maxime și minime transportate pe liniile electrice principale, în câteva perioade caracteristice ale anului (iarna, vara). Zonele în care implementarea C.H.E.A.P. ar avea un efect energetic maxim sunt cele de la sfârșitul (capătul dinspre consumator) liniilor celor mai lungi și mai încărcate, cu un ecart mare între sarcina maximă și minimă transportată. Puterea C.H.E.A.P. se poate estima la 20-40% din diferența dintre sarcina maximă și cea minimă transportată, în cazul în care energia de pompare este adusă pe aceeași linie și între 70-100% din aceeași diferență, dacă energia de pompare poate fi obținută de la centralele de bază locale.

Configurația complexă a rețelelor electrice, centrele mari de consum fiind alimentate prin mai multe linii electrice, impune o analiză atentă a modificării circulațiilor de puteri pe care o aduce implementarea C.H.E.A.P. în zonă și determinarea modificării pierderilor de putere și energie electrică. În asemenea situații complexe se poate determina de asemenea puterea optimă și cea maximă a C.H.E.A.P. luând în considerare ansamblul liniilor pe care se modifică circulațiile de puteri ca rezultat al implementării C.H.E.A.P. Fiecare linie este luată în considerație cu caracteristicile proprii și cu curba clasată a puterilor transportate aferente.

O atenție deosebită trebuie acordată soluțiilor posibile de alimentare cu energie electrică pentru pomparea apei. În principiu trebuie să se compare energia livrată de centralele de bază din zona de consum specific de combustibil mai ridicat, dar cu pierderi mai mici în rețelele electrice, cu soluția utilizării energiei produse de centralele moderne mai îndepărtate, dar cu pierderi de transport mai mari. În multe cazuri soluția optimă rezultă dintr-o dozare corespunzătoare a diferitelor posibilități, pe considerente tehnice (minim de sarcină) și economice.

Amplasarea C.H.E.A.P. în zone excedentare în energie electrică, în apropiere de mari C.T.E. de bază, este mai puțin favorabilă pentru sistemul electroenergetic. Puterea furnizată de C.H.E.A.P. se suprapune peste sarcina maximă transportată pe linii, ceea ce face să crească pierderile pe linii, care nu sunt compensate în general de diminuarea pierderilor pentru energia de pompare. În asemenea situații se impune, în multe cazuri, realizarea de noi linii electrice. În plus, importanța C.H.E.A.P. ca centrală de rezervă este mult diminuată, în asemenea situații.

Amplasamente deosebit de favorabile sunt cele ce permit C.H.E.A.P. să nu joace numai rolul de centrală de vârf, ci să-și valorifice plener calitățile de manevrare: reglajul frecvență-putere, reglajul fluxurilor de putere, funcționarea în compensator sincron, etc. Chiar dacă toate aceste funcții nu pot fi integral cuantificate, ele trebuie luate în considerare la analiza calitativă a soluțiilor.

Amplasamente de C.H.E.A.P. la nivelul țării noastre au fost gândite încă de pe vremea profesorului Dorin Pavel, pe râul Olt - **C.H.E.A.P. Tușnad** – amenajare ce ar fi folosit ca lac superior lacul Sfânta Ana, a cărui capacitate ar fi mărită până la 13 milioane m<sup>3</sup>; pe râul Răutu - **C.H.E.A.P. Orhei** – amenajare ce ar fi folosit o acumulare artificială de 30 milioane m<sup>3</sup>; pe râul Bacu - **C.H.E.A.P. Petricani** – amenajare ce ar fi folosit o acumulare de 20 milioane m<sup>3</sup> pe o vale alăturată [3.4]: în vederea creșterii eficienței utilizării unor centrale ce nu dispuneau de acumulări importante.

Se constată deci, că implementarea unei C.H.E.A.P. în cadrul S.E.N. este de mult în atenția celor care se ocupă de exploatarea și dezvoltarea centralelor electrice și a sistemului energetic în ansamblu. În ultimele două decenii au fost elaborate de către specialiștii din domeniul energetic, multe lucrări de studii și proiectare privind C.H.E.A.P., prin care s-au stabilit datele de schemă, de echipament, de amplasament, de parametrii hidroenergetici, etc. [3.10]. Din analiza amplasamentelor studiate pe întreg teritoriul țării, s-au reținut următoarele:

- C.H.E.A.P. Tarnița-Lăpuștești, fig. 3.9;
- C.H.E.A.P. amonte de lacul Vidraru – Argeș, fig. 3.10:
  1. C.H.E.A.P. Stâna Mare – Topolog;
  2. C.H.E.A.P. Valea Lungă – Vâlsan;
  3. C.H.E.A.P. Limpedea – Cetatea Radu Negru;
- C.H.E.A.P. Poiana Mare – Dubova, fig.3.11.

Amplasamentele studiate, comportă realizarea unui lac superior cu volum de cca. 15 milioane m<sup>3</sup>, prin diguri cu înălțimi de 25-30 m, pe un platou situat în apropierea unei văi, respectiv a fluviului Dunărea (în cazul Dubova). Aceste amplasamente, oferă o cădere, care se înscrie în limitele actuale de realizare a grupurilor reversibile cu o singură treaptă, folosită frecvent pe plan mondial (500-700 m), (anexa 1.).

Dintre aceste amplasamente studiate, C.H.E.A.P. Tarnița-Lăpuștești este cea mai avantajoasă economic, prezentând condiții geologice bune, respectiv variații mici ale nivelului apei, pentru cele două perioade de funcționare, în lacul Tarnița -

existent. În plus, centrala cu puterea instalată de 1000 MW, are și avantajul echilibrării deficitului de putere din zona de nord a țării [3.5]. În zona Vidraru – Argeș, datorită faptului că lacul Vidraru prezintă variații foarte mari de nivel, amplasamentele optime au rezultat ca variante independente de lacul Vidraru, deci, pentru acestea, fiind necesară și construcția unui baraj aval. C.H.E.A.P. Poiana Mare – Dubova este singura centrală din cele prezentate, având puterea instalată de 750 MW (3x250), celelalte fiind de 1000 MW (4x250).

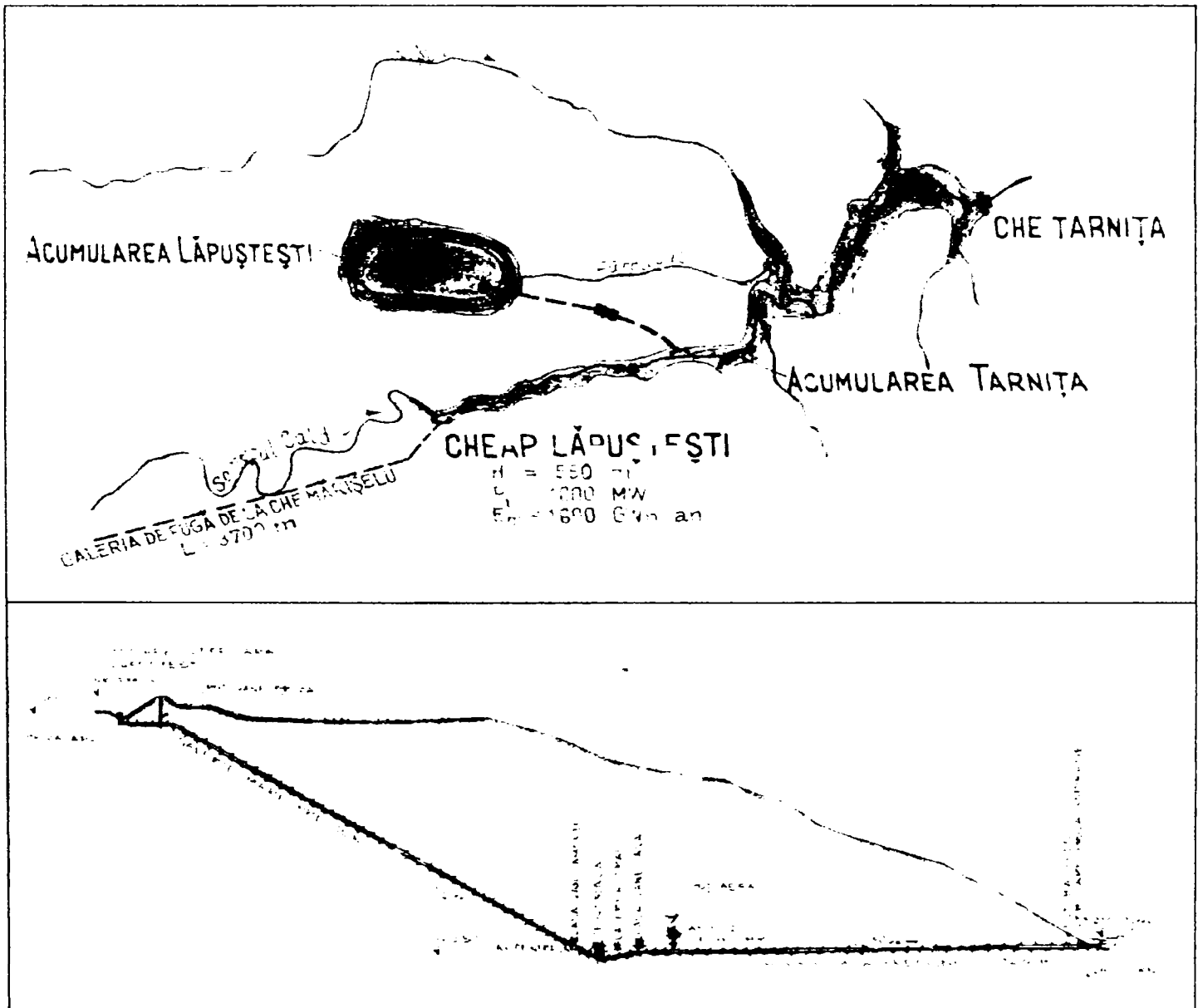


Figura 3.9 Amplasament și profil longitudinal C.H.E.A.P Tarnița-Lăpușești

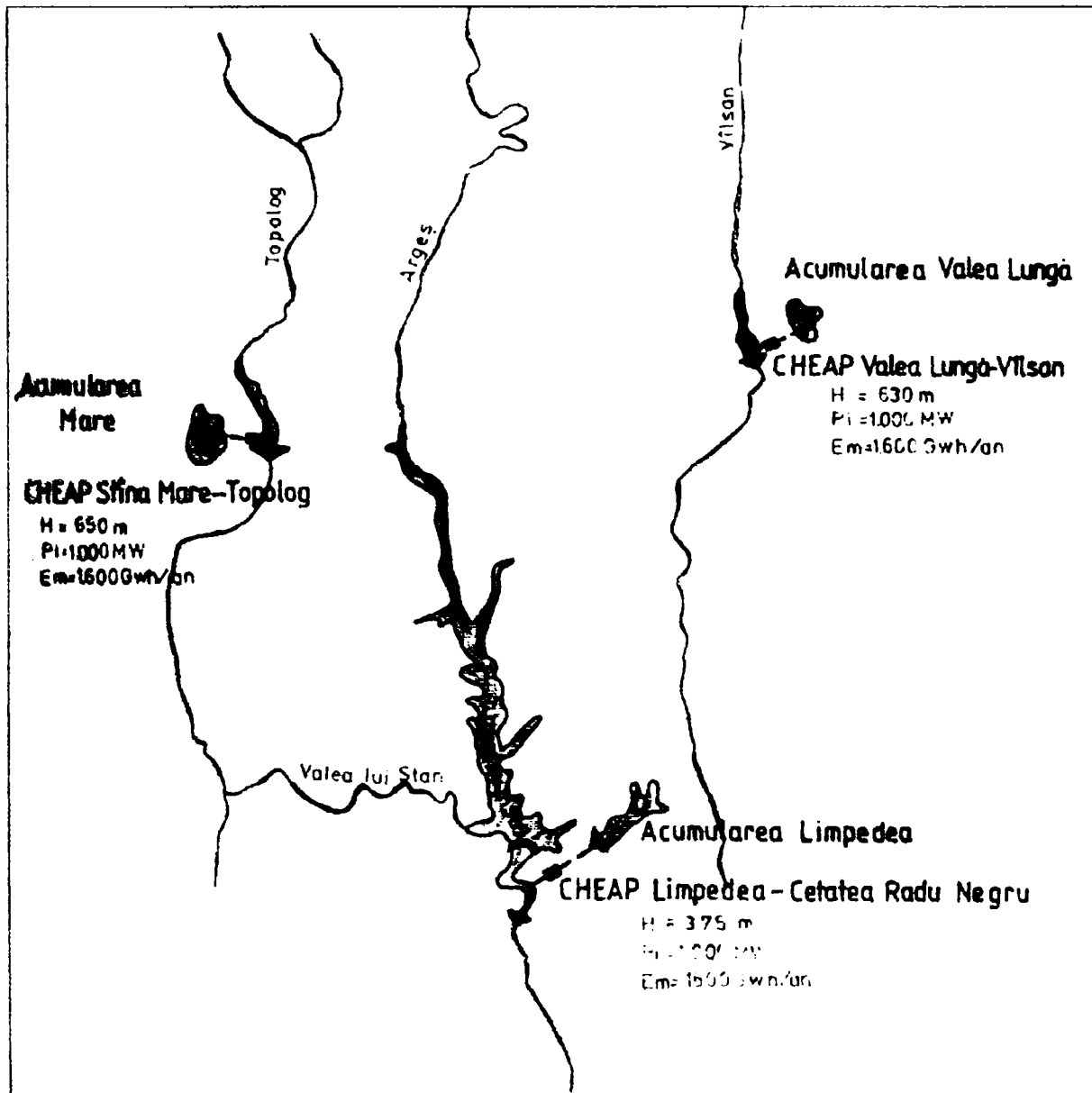


Figura 3.10 Posibilități de realizare de C.H.E.A.P amonte de lacul Vidraru



Figura 3.11 Schema de amenajare C.H.E.A.P Poiana Mare - DUBOVA

### 3.6. Concluzii parțiale.

Aprofundarea problemelor hidroenergetice complexe ale exploatării s-a efectuat în contextul necesității acoperirii optime a cererii de putere și de energie, justificându-se avantajele acoperirii vârfului de consum energetic de către C.H.E.A.P. și prezentându-se condițiile ce trebuie respectate în acest scop. Astfel, s-au valorificat metodele analitice moderne de utilizare a graficelor de analiză și de încadrare optimă a producției hidroenergetice prin acoperirea graficelor de sarcini integrale, sau a graficelor de sarcini reduse la zona de vârf, stabilindu-se condițiile acoperirii vârfului graficului de sarcini.

Analizând curbele de sarcină prognozate pentru perioada 2005-2010 se stabilește posibilitatea încadrării unei C.H.E.A.P. cu ciclu de pompare săptămânal, având o putere instalată de până la 1000 MW, C.H.E.A.P. funcționând în regim de pompaj cu 1000 MW la golul de sarcină săptămânal și cu o putere de cca. 500 – 750 MW la golul de noapte al zilelor lucrătoare, precum și cu cca. 500 MW în golul de zi al acestor zile.

Utilitatea acesteia se manifestă mai ales la golul de sarcină săptămânal, când ar contribui la evitarea scăderii sarcinii pe grupurile termo, energia produsă putând fi utilizată mai ales pentru intervenții de avarii, preluarea unor variații de consum, reglaj frecvență – putere și ca rezervă turnantă.

Se stabilește că primele C.H.E.A.P. care urmează să se realizeze în țara noastră vor fi cu acumulare săptămânală, deoarece se întrevide existența în zilele nelucrătoare a energiei pentru pompaj, și se oferă condiții mult mai favorabile pentru îndeplinirea și a celorlalte funcții ale centralei: intervenție de avarii în S.E.N., reglajul automat frecvență-putere, etc. [3.11].

C.H.E.A.P. cu compensare săptămânală cu o zi sau două zile nelucrătoare, de 500 – 1000 MW, vor putea fi încadrate pe curbele de sarcină ale sistemului electroenergetic al României, într-o etapă după 2005-2010, cu durata de pompare de 2000 sau 2400 ore/an, respectiv turbinare de 1400 sau 1600 ore/an, a doua valoare pentru pompare și turbinare referindu-se la săptămâna cu două zile nelucrătoare .

Din studiile întreprinse până în prezent, în legătură cu influența amplasării unei C.H.E.A.P. pe teritoriul României, a rezultat că este necesară și posibilă încadrarea în sistemul electroenergetic național, într-o primă etapă, a unei C.H.E.A.P. cu compensare zilnic – săptămânală, cu o putere de 1000 MW [3.9]. Dintre amplasamentele studiate la nivelul țării noastre, se reține amplasamentul Tarnița – Lăpușești, ca fiind cel mai favorabil [3.2].

- Apariția unei C.H.E.A.P. în S.E.N. se va impune cu atât mai mult cu cât va crește ponderea C.N.E. prin funcționarea grupurilor 2, 3, etc. C.H.E.A.P. cu o putere

de 1000 MW, va permite asigurarea de către sistem a unei calități superioare a energiei livrate consumatorilor și va crea condiții tehnice și performanțe funcționale energoeconomice optime pentru conexiuni cu sistemele electroenergetice învecinate și pentru racordul la U.C.P.T.E. (Uniunea de Coordonare a Producătorilor și Transportatorilor de Energie Electrică).

### 3.7. Bibliografie de capitol.

- [ 3.1 ] COGĂLNICEANU, A., - Bazele tehnice și economice ale hidroenergeticii, Editura Tehnică, București, 1986
- [ 3.2 ] CONSTANTIN, A.T., - Considerations on pumped storage realization in our country, Analele Universității "Ovidius" Constanța, Simpozionul Hidrotehnica, 2000.
- [ 3.3 ] GHEORGHIESCU, P.,  
MOCLINDA, A. - Actualitatea și modernitatea concepției prof. Dorin Pavel, privind amenajarea potențialului hidroenergetic al României, Producerea, transportul și distribuția energiei electrice și termice, Nr. 3/2000
- [ 3.4 ] PĂUNESCU, N. - Funcționarea centralelor hidroelectrice, în anul 2000, Producerea, transportul și distribuția energiei electrice și termice, Nr. 3/2001
- [ 3.5 ] PIRIANU, C.,  
SPORIȘ, M. - HIDROENERGETICA, componentă importantă a infrastructurii Sistemului Energetic și nu numai..., Univers ingineresc, publicație bilunară A.G.I.R., 2004
- [ 3.6 ] ROTARU, I.,  
BIRO, L., ș.a. - Centrala Nuclearoelectrică Cernavodă, la 4 ani de funcționare, Producerea, transportul și distribuția energiei electrice și termice, Nr. 11-12/2000
- [ 3.7 ] SPIRIDON, D.,  
NESTOR, M. - Schema de amenajare a unei C.H.E.A.P. de mare putere, în România, Producerea, transportul și distribuția energiei electrice și termice, Nr. 4/1996
- [ 3.8 ] HGR 647/07.08.2001 - Hotărâre privind aprobarea Strategiei naționale de dezvoltare energetică a României pe termen mediu - 2001-2004
- [ 3.9 ] \*\*\*\*\* - Studii privind încadrarea în S.E.N. și pe curbele de sarcină a C.H.E.A.P. întocmite de I.S.P.E. și I.S.P.H. până în 1989.
- [ 3.10 ] \*\*\*\*\* - Note raport privind amenajarea unei C.H.E.A.P. la noi în țară, întocmite de I.S.P.E. și I.S.P.H. până în 1994.
- [ 3.11 ] \*\*\*\*\* - C.H.E.A.P. Târnița-Lăpuștești, Studiu de fezabilitate, I.S.P.H. București, 1994
- [ 3.12 ] \*\*\*\*\* Strategia de dezvoltare a Societății Comerciale de Producere a Energiei Electrice – Hidroelectrica SA, pentru perioada 2001-2010



## CAPITOLUL 4.

# PARAMETRII DE FUNCȚIONARE ÎN SISTEM A CENTRALELOR HIDROELECTRICE DE ACUMULARE PRIN POMPAJ

### 4.1. Determinarea preliminară a principalilor parametrii hidroenergetici ai C.H.E.A.P.

Pentru acoperirea vârfurilor zilnice ale curbelor de sarcină este necesar ca în sistemul energetic să existe centrale care să funcționeze numai o scurtă perioadă de timp în fiecare zi. În vederea acestui lucru, în cadrul sistemului electroenergetic se instalează atât centrale cu specific de vârf, cât și instalații capabile să acumuleze energia disponibilă în afara orelor de vârf de sarcină, restituind-o atunci când este necesară. Din această a doua categorie fac parte centralele hidroelectrice cu acumulare prin pompaj (C.H.E.A.P.). Aceste centrale prezintă marele avantaj că, pe lângă funcția principală, de a participa la acoperirea vârfurilor de sarcină, contribuie la ridicarea sarcinii minime de noapte (asigurarea minimului tehnic), uniformizând prin aceasta regimul de exploatare a centralelor termoelectrice, îmbunătățind astfel condițiile tehnice și economice de exploatare ale marilor centrale termoelectrice și în special ale celor nucleare-electrice. În afară de aceasta, C.H.E.A.P. contribuie și la reglajul automat de frecvență-putere, centrală de intervenție, etc. [4.1]

Determinarea parametrilor hidroenergetici ai C.H.E.A.P. ridică probleme speciale, specifice, deosebite de ale centralelor hidroelectrice gravitaționale. În ambele cazuri unul dintre parametrii de bază, căderea ( $H$ ) este determinată de condițiile naturale ale amplasamentului, ceilalți parametrii depinzând de caracterul centralei.

Sub aspectul funcției principale a C.H.E.A.P., în vederea încadrării lor în curbele de sarcină, cu luarea în considerare a modului în care acestea pot fi acoperite se examinează în continuare corelarea dintre parametrii de bază ai unei C.H.E.A.P.: căderea, debitul, puterea, energia, volumul cumulat, caracterul compensării (zilnice sau săptămânale) și durata de funcționare (turbinare și pompare). Deoarece nu sunt încă precizate coordonatele de încadrare a primelor C.H.E.A.P. pe curbele de sarcină ale sistemului energetic național (S.E.N.), relațiile dintre parametrii centralelor se examinează sub diferite aspecte. Toate aceste aspecte se analizează pentru C.H.E.A.P. în circuit închis, numite și de pompaj pur, la care nu există un aport natural de debit, sensibil mai mare decât cel necesar pentru acoperirea pierderilor prin evaporare și neetanșeități, etc.

C.H.E.A.P. consumă energie în golul de noapte pentru pomparea unor volume de apă și stocarea lor într-o acumulare situată la un nivel superior, pentru ca în orele de vârf aceste volume să fie turbinate gravitațional în centrală, producând energie electrică.

Pentru studiile preliminare de schemă de amenajare, parametrii hidroenergetici ai unei C.H.E.A.P. se determină pentru compensarea zilnică și săptămânală. C.H.E.A.P. cu pompaj zilnic dispun de bazine a căror umplere se face în 5-9 ore, iar golirea (turbinarea) are loc în cel puțin 4-7 ore. C.H.E.A.P. cu pompaj săptămânal dispun de bazine mai mari. Aceste amenajări vor putea folosi pentru pompaj și perioadele de sarcină scăzută din zilele nelucrătoare. În diverse situații de încadrare pe curbele de sarcină, se arată influența asupra mărimii lacurilor de acumulare cu diferite grade de compensare.

Se menționează că volumele utile luate în considerare sunt teoretice, deoarece nu se ține seama de eventualele pierderi prin infiltrații și evaporări, sau pentru a satisface și alte funcții ale C.H.E.A.P. ca : reglajul automat frecvență-putere, intervenție la avarii, etc.

#### 4.1.1. Determinarea parametrilor hidroenergetici ai C.H.E.A.P. cu compensare zilnică

Parametrii hidroenergetici ai C.H.E.A.P. pot fi exprimați atât în funcție de volumul util al lacului superior, cât și de puterea instalată la centrala hidroelectrică.

##### a.) Parametrii hidroenergetici funcție de volumul util [4.4]

În acest caz, pentru determinarea parametrilor funcție de volumul util se preconizează umplerea lacului superior în timpul nopții și golirea lui în timpul zilei. Debitele se determină în funcție de volumul util, de durata preconizată pentru turbinare și cea pentru pompaj:

$$Q_T = \frac{V_{uz}}{t_T \cdot 3600} \quad (4.1)$$

$$Q_P = \frac{V_{uz}}{t'_P \cdot 3600} \quad (4.2)$$

unde:

- $Q_T$  este debitul turbinat,  $m^3/s$ ;
- $Q_P$  - debitul pompat,  $m^3/s$ ;
- $V_{uz}$  - volumul util al acumulării cu compensare zilnică,  $m^3$ ;

- $t_T$  - durata de turbinare, ore/zi;
- $t_p$  - durata de pompare în golul de noapte al zilei lucrătoare, ore.

Dacă volumul util al acumulării se exprimă în milioane  $m^3$ , atunci formulele pentru calculul debitelor devin:

$$Q_T = \frac{278 \cdot V_{uz}}{t_T} \quad (4.3)$$

$$Q_P = \frac{278 \cdot V_{uz}}{t_p} \quad (4.4)$$

Numărul de ore luate în calcul pentru regimul de turbinare și pompare, în conformitate cu caracteristicile specifice de încadrare a C.H.E.A.P. pe curbele de sarcină pronosticate pentru etapa 2000-2010, sunt respectiv  $t_T = 4 - 7$  ore/zi și  $t_p = 5 - 9$  ore/zi [4.16].

Puterea C.H.E.A.P. în regim de turbinare se determină pe baza relației:

$$P_T = 9.81 \cdot \eta_t \cdot \eta_G \cdot \eta_{ht} \cdot Q_T \cdot H \quad (4.5)$$

unde:

- $P_T$  este puterea instalată în turbine, kW;
- $\eta_t$  - randamentul turbinei;
- $\eta_G$  - randamentul generatorului;
- $\eta_{ht}$  - randamentul hidraulic al derivației de turbinare;
- $H$  - căderea medie brută, m;
- $Q_T$  - debitul turbinat,  $m^3/s$ .

Puterea în regim de pompare este:

$$P_P = \frac{9.81 \cdot Q_P \cdot H}{\eta_P \cdot \eta_M \cdot \eta_{hP}} \quad (4.6)$$

unde:

- $P_P$  este puterea instalată în pompe, kW;
- $\eta_P$  - randamentul pompei;
- $\eta_M$  - randamentul motorului;
- $\eta_{hP}$  - randamentul hidraulic al derivației de pompare;
- $Q_P$  - debitul pompat,  $m^3/s$ .

Randamentele în funcție de cădere [4.7, 4.16] estimate preliminar sunt prezentate în tabelul 4.1.

Tabelul 4.1.

Randamentul, %	Căderea medie H (m.)										
	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600
Turbină $\eta_t$	91.8	91.8	91.7	91.7	91.6	91.5	91.3	91.2	91	90.9	90.8
Pompă $\eta_p$	90	90	90	90	98	89.7	89.5	89.3	89	88.5	88.4
Generator-motor $\eta_G \cdot \eta_M$	98	98	98	98	97	98	98	98	98	98	98
Hidraulic turbinare $\eta_{ht}$	97	97	97	97	98	97	97	97	97	97	97
Hidraulic pompare $\eta_{hp}$	98	98	98	98	90	98	98	98	98	98	98
$\eta_T \cdot \eta_G$	90	90	90	90	87	90	90	89	89	89	89
$\eta_P \cdot \eta_M$	87	87	87	87	87	87	86.6	86.6	86.5	86.8	86
$\eta_T \cdot \eta_G \cdot \eta_{ht}$	87	87	87	87	85	87	87	86	86	86	86
$\eta_P \cdot \eta_M \cdot \eta_{hp}$	85	85	85	85	74	85	85	85	85	84	84
Ciclul total teoretic	74	74	74	74	70	74	74	73	73	72	72
Randamentul total efectiv al ciclului	70	70	70	70	70	70	70	69	69	68	68

Energia produsă este:

$$E_T = 300 \cdot t_T \cdot P_T \tag{4.7}$$

Energia consumată pentru pompaj este:

$$E_P = \frac{E_T}{\eta_{\text{global efectiv}}} \tag{4.8}$$

unde:

$$\eta_{\text{global}} = \eta_t \cdot \eta_G \cdot \eta_{ht} \cdot \eta_P \cdot \eta_M \cdot \eta_{hp} \tag{4.9}$$

iar  $\eta_{\text{global efectiv}}$ , la bornele generatorului este mai redus cu 5-10%, datorită variațiilor de cădere (respectiv ale înălțimii de refulare) și de putere, pierderilor la pornire și oprire, pierderilor prin evaporare, etc.:  $\eta_{\text{global efectiv}} = (0.95 - 0.90) \cdot \eta_{\text{global}}$ .

b.) Parametrii hidroenergetici funcție de puterea instalată

Debitul turbinat este dat de relația:

$$Q_T = \frac{P_T}{9.81 \cdot \eta_t \cdot \eta_G \cdot \eta_{ht} \cdot H} \tag{4.10}$$

În acest caz volumul util necesar pentru C.H.E.A.P. este:

$$V_{uz} = Q_T \cdot t_T \cdot 3600 \tag{4.11}$$

Dacă în relația (11) se introduce valoarea lui  $Q_T$  din (4.10) și se consideră  $V_{uz}$  exprimat în milioane  $m^3$ , iar  $P_T$  în MW se obține:

$$V_{uz} \cong 0.425 \cdot \frac{P_T \cdot t_T}{H} \quad (4.12)$$

În figura 4.1 se prezintă diagramele funcției (4.12) pentru puteri instalate de 200, 400, 500, 1000, 1500 MW și diverse durate de turbinare la vârful curbelor de sarcină ( $t_7 = 4,5,6$  și 7 ore/zi), valori calculate în tabelele 4.2-4.6.

Tabelul 4.2

putere (MW)	timp (h)	volum (milioane m.c.)										
		cădere (m)	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
200	4		3,40	1,7	1,13	0,85	0,68	0,57	0,49	0,43	0,38	0,34
	5		4,25	2,13	1,42	1,06	0,85	0,71	0,61	0,53	0,47	0,43
	6		5,10	2,55	1,7	1,28	1,02	0,85	0,73	0,64	0,57	0,51
	7		5,95	2,98	1,98	1,49	1,19	0,99	0,85	0,74	0,66	0,6

Tabelul 4.3

putere (MW)	timp (h)	volum (milioane m.c.)										
		cădere (m)	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
400	4		6,80	3,4	2,27	1,70	1,36	1,13	0,97	0,85	0,76	0,68
	5		8,50	4,25	2,83	2,13	1,7	1,42	1,21	1,06	0,94	0,85
	6		10,20	5,1	3,4	2,55	2,04	1,70	1,46	1,28	1,13	1,02
	7		11,90	5,95	3,97	2,98	2,38	1,98	1,70	1,49	1,32	1,19

Tabelul 4.4

putere (MW)	timp (h)	volum (milioane m.c.)										
		cădere (m)	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
500	4		8,50	4,25	2,83	2,13	1,7	1,42	1,21	1,06	0,94	0,85
	5		10,63	5,31	3,54	2,66	2,13	1,77	1,52	1,33	1,18	1,06
	6		12,75	6,38	4,25	3,19	2,55	2,13	1,82	1,59	1,42	1,28
	7		14,88	7,44	4,96	3,72	2,98	2,48	2,13	1,86	1,65	1,49

Tabelul 4.5

putere (MW)	timp (h)	volum (milioane m.c.)										
		cădere (m)	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
1000	4		17,00	8,5	5,67	4,25	3,4	2,83	2,43	2,13	1,89	1,7
	5		21,25	10,6	7,08	5,31	4,25	3,54	3,04	2,66	2,36	2,13
	6		25,50	12,8	8,5	6,38	5,1	4,25	3,64	3,19	2,83	2,55
	7		29,75	14,9	9,92	7,44	5,95	4,96	4,25	3,72	3,31	2,98

Tabelul 4.6

putere (MW)	timp (h)	volum (milioane m.c.)										
		cădere (m)	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
1500	4		25,50	12,8	8,5	6,38	5,1	4,25	3,64	3,19	2,83	2,55
	5		31,88	15,9	10,6	7,97	6,38	5,31	4,55	3,98	3,54	3,19
	6		38,25	19,1	12,8	9,56	7,65	6,38	5,46	4,78	4,25	3,83
	7		44,63	22,3	14,9	11,16	8,93	7,44	6,38	5,58	4,96	4,46

Volumul util (milioane m.c.)

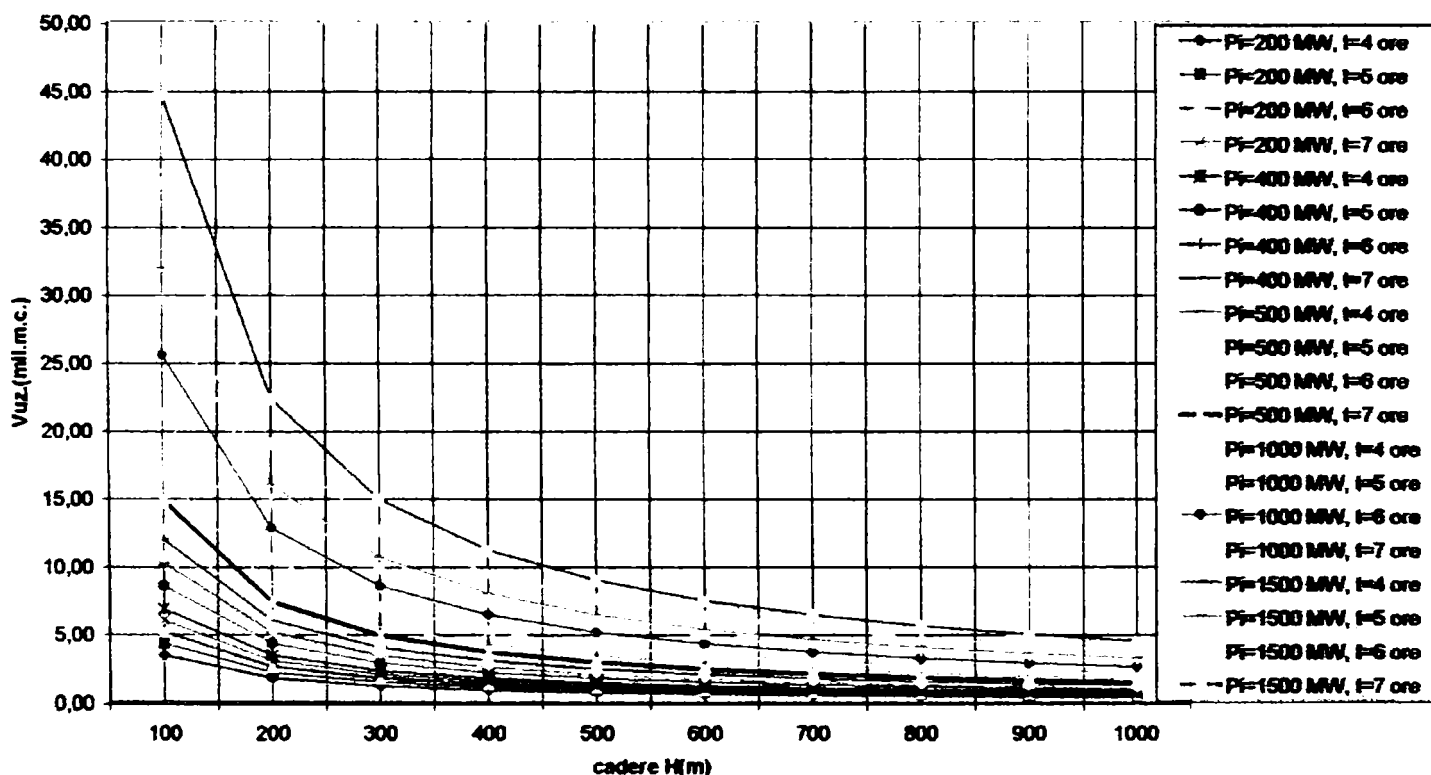


Figura 4.1 Diagramele  $V_{uz} = f(P_{iT}, t_T, H)$

Din aceste diagrame se pot obține preliminar volumele utile de compensare zilnică  $V_{uz}$  pentru diferite puteri și durate de turbinare  $t_T$ .

#### 4.1.2. Determinarea parametrilor hidroenergetici ai C.H.E.A.P. cu compensare săptămânală

Elementele de bază care definesc încadrarea C.H.E.A.P. pe curbele de sarcină, și dimensionează parametrii hidroenergetici sunt: duratele de pompare în zilele nelucrătoare ( $t_p$  - ore/zi) și lucrătoare ( $t_p'$  - ore/zi) și durata de turbinare ( $t_T$  - ore/zi).



Din studiile de încadrare a centralelor electrice pe curbele de sarcină de la nivelul anului 1990 rezultă posibilitatea utilizării unei C.H.E.A.P. cu un ciclu de pompare săptămânal cu o durată de minimum circa 14 ore / săptămână în lunile aprilie și octombrie, în situația unei singure zile nelucrătoare pe săptămână. În cazul a două zile nelucrătoare pe săptămână aceste durate s-ar dubla [4.10, 4.15].

Datorită tendinței de aplatizare a curbelor de sarcină, energia disponibilă în fiecare zi se va reduce și va trebui acordată o atenție deosebită folosirii pentru pompaj a perioadelor de consum redus al sistemului energetic din zilele nelucrătoare, acestea constituind acumulări capabile să asigure o regularizare săptămânală.

La compensarea săptămânală se au în vedere două ipoteze de calcul:

- cu o zi nelucrătoare pe săptămână;
- cu două zile nelucrătoare pe săptămână.

a.) Determinarea relației care exprimă raportul dintre volumul util al C.H.E.A.P. cu compensare săptămânală și zilnică

În cazul compensării săptămânale se consideră că umplerea lacului se face în zilele nelucrătoare ( $r$ ) timp de  $t_p$  (ore/zi) și în timpul nopții următoare timp de  $t'_p$  (ore/zi), deci în total  $(r \cdot t_p + t'_p)$  ore.

Astfel rezultă că debitul instalat în pompe ( $m^3/s$ ) este:

$$Q_P = \frac{V_{us,r}}{3600 \cdot (r \cdot t_p + t'_p)} = \frac{0.278 \cdot V_{us,r}}{10^3 \cdot (r \cdot t_p + t'_p)} \quad (4.13)$$

unde  $V_{us,r}$  este volumul util pentru compensare săptămânală ( $m^3$ ), varianta cu  $r$  zile nelucrătoare.

Pentru volumul util exprimat în milioane  $m^3$ , această relație devine:

$$Q_P = \frac{278 \cdot V_{us,r}}{(r \cdot t_p + t'_p)} \quad (4.14)$$

Pentru funcționarea în regim de turbinare ( $t_T$ - ore/zi), se iau în considerare  $1/r'$  din volumul util ( $V_{us,r}$ ) obținut prin pompare în  $r \cdot t_p$  ore în zilele nelucrătoare, precum și volumul de apă pompat în fiecare zi lucrătoare timp de  $t'_p$  ore/noapte.

În această ipoteză volumul util cu compensare săptămânală cu  $r$  zile nelucrătoare este format din [4.8]:

$$- \frac{r \cdot t_p}{r \cdot t_p + t'_p} \text{ procente (\%)} \text{ din volumul acumulat în cele } r \text{ zile nelucrătoare, și}$$

-  $\frac{t_p}{r \cdot t_p + t_p}$  procente (%) din volumul acumulat în golul de noapte al primei zile lucrătoare.

În fiecare zi se turbinează următoarele volume:

-  $\frac{1}{r}$  din volumul acumulat în ziua nelucrătoare, adică:

$$V_1 = \frac{1}{r} \cdot \frac{r \cdot t_p}{r \cdot t_p + t_p} \cdot V_{us,r} \quad (4.15)$$

- volumul util acumulat în golul de noapte al primei zile lucrătoare:

$$V_2 = \frac{t_p}{r \cdot t_p + t_p} \cdot V_{us,r} \quad (4.16)$$

În acest caz volumul total uzinat în fiecare zi este:

$$V_1 + V_2 = \frac{r \cdot t_p + r' \cdot t_p}{r' (r \cdot t_p + t_p)} \cdot V_{us,r} \quad (4.17)$$

În fiecare zi se turbinează circa  $\frac{r \cdot t_p + r' \cdot t_p}{r' (r \cdot t_p + t_p)}$  din volumul necesar pentru compensarea săptămânală în  $m^3$ , varianta cu  $r$  zile nelucrătoare ( $V_{us,r}$ ).

În cazul turbinării timp de  $t_T$  ore/zi, în ziua lucrătoare debitul turbinat este:

$$Q_T = \frac{r \cdot t_p + r' \cdot t_p}{r' (r \cdot t_p + t_p) \cdot 3600 \cdot t_T} \cdot V_{us,r} \quad (4.18)$$

iar debitul pompat:

$$Q_P = \frac{V_{us,r}}{3600 \cdot (r \cdot t_p + t_p)} \quad (4.19)$$

Ținând seama de (4.18) și (4.19), se obține raportul dintre debitul turbinat și cel pompat:

$$\frac{Q_T}{Q_P} = \frac{r \cdot t_p + r' \cdot t_p}{r' \cdot t_T} \quad (4.20)$$

Dacă se notează cu  $V_{uz}$  volumul necesar pentru compensarea zilnică și cu  $V_{us,r}$  volumul pentru C.H.E.A.P. cu acumulare având compensare săptămânală cu  $r$  zile nelucrătoare și dacă în cele două cazuri debitele turbinate sunt egale, relația dintre cele două volume este:

$$\frac{V_{uz}}{3600 \cdot t_T} = \frac{r \cdot t_p + r' \cdot t_p}{r' (r \cdot t_p + t_p) \cdot 3600 \cdot t_T} \cdot V_{us,r} \quad (4.21)$$

de unde:

$$\frac{V_{us,r}}{V_{uz}} = \frac{r \cdot (r \cdot t_p + t_p')}{r \cdot t_p + r' \cdot t_p'} \quad (4.22)$$

Cazul acumulării cu compensare săptămânală cu o zi nelucrătoare [4.11]

În acest caz ( $r = 1$  și  $r' = 6$ ), formulele (4.17), (4.20) și (4.22) devin:

$$V_1 + V_2 = \frac{t_p + 6 \cdot t_p'}{6 \cdot (t_p + t_p')} \cdot V_{us,1} \quad (4.23)$$

$$\frac{Q_T}{Q_P} = \frac{t_p + 6 \cdot t_p'}{6 \cdot t_T} \quad (4.24)$$

$$\frac{V_{us,1}}{V_{uz}} = \frac{6 \cdot (t_p + t_p')}{t_p + 6 \cdot t_p'} \quad (4.25)$$

În tabelul 4.7 sunt date valorile raportului  $V_{us,1}/V_{uz}$  pentru  $t_p = 8-18$  ore/zi, respectiv  $t_p' = 3-9$  ore/zi, iar în figura 4.2 este prezentată variația acestui raport pentru cazul compensării săptămânale cu o zi nelucrătoare.

Tabelul 4.7

Compensare săptămânală - 1 zi nelucrătoare: $V_{us,1} / V_{uz}$							
$t_p$	$t_p'$						
	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00
8	2,54	2,25	2,05	1,91	1,80	1,71	1,65
10	2,79	2,47	2,25	2,09	1,96	1,86	1,78
12	3,00	2,67	2,43	2,25	2,11	2,00	1,91
14	3,19	2,84	2,59	2,40	2,25	2,13	2,03
16	3,35	3,00	2,74	2,54	2,38	2,25	2,14
18	3,50	3,14	2,88	2,67	2,50	2,36	2,25

Se observă că pentru aceleași valori ale lui  $t_p$  raportul crește de la 1.65-2.54 pentru  $t_p = 8$  ore, respectiv de la 2.25-3.50 pentru  $t_p = 18$  ore.

Energia produsă prin turbinare (kWh/an), la bornele generatorului centralei este:

$$E_T = \frac{6}{7} \cdot 300 \cdot t_T \cdot P_T = 257 \cdot t_T \cdot P_T \quad (4.26)$$

Energia consumată pentru pompaj este:

$$E_p = \frac{E_T}{\eta_{\text{global efectiv}}} \quad (4.27)$$

Compensare săptămânala - 1 zi nelucratore

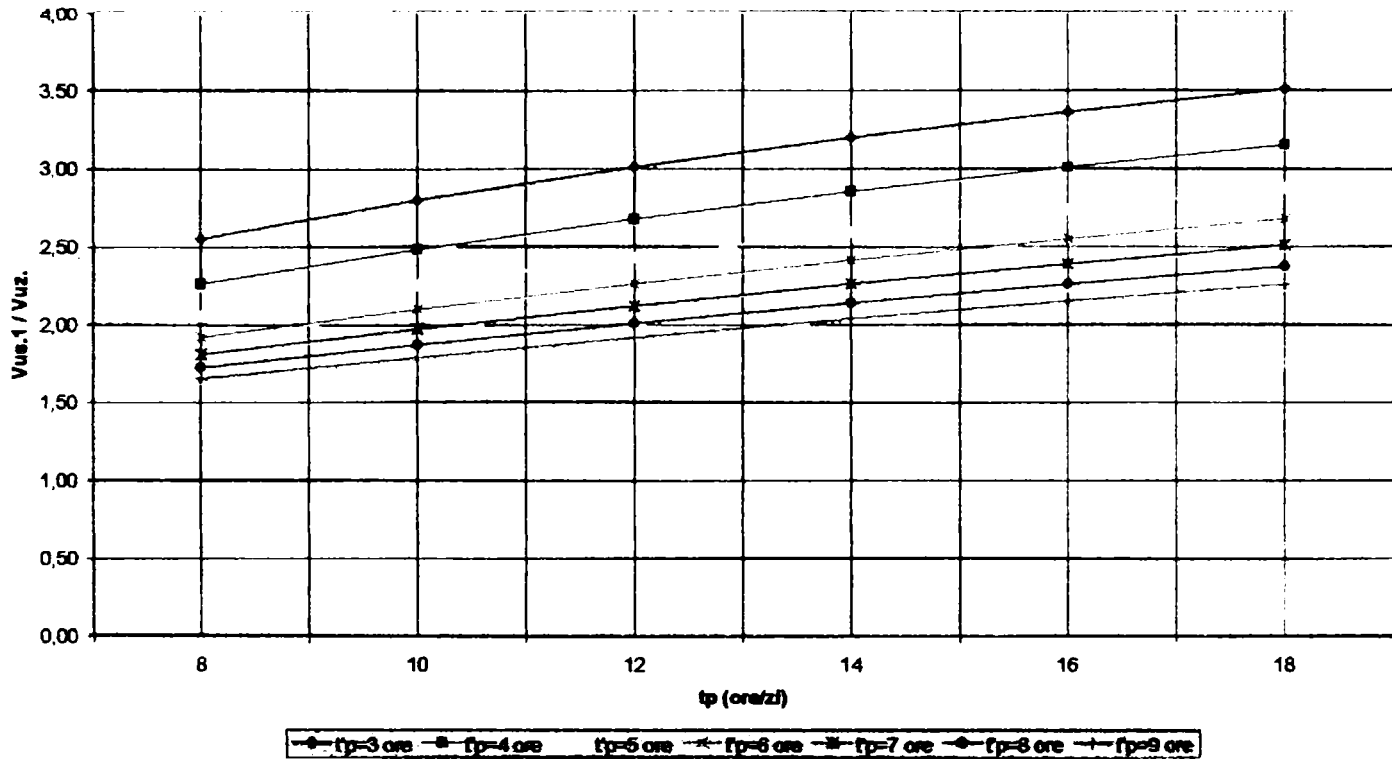


Figura 4.2 Diagramele  $V_{us.1}/V_{uz} = f(t_p, t_p')$

**Cazul acumulării cu compensare săptămânală cu două zile nelucratore [4.12]**

În acest caz ( $r = 2$  și  $r' = 5$ ), formulele (4.17), (4.20) și (4.22) devin:

$$V_1 + V_2 = \frac{2 \cdot t_p + 5 \cdot t_p'}{5 \cdot (2 \cdot t_p + t_p')} \cdot V_{us.2} \quad (4.28)$$

$$\frac{Q_T}{Q_P} = \frac{2 \cdot t_p + 5 \cdot t_p'}{5 \cdot t_T} \quad (4.29)$$

$$\frac{V_{us.2}}{V_{uz}} = \frac{5 \cdot (2 \cdot t_p + t_p')}{2 \cdot t_p + 5 \cdot t_p'} \quad (4.30)$$

În tabelul 4.8 sunt date valorile raportului  $V_{us.2}/V_{uz}$  pentru  $t_p = 8-18$  ore/zi, respectiv  $t_p' = 3-9$  ore/zi, iar în figura 4.3 este prezentată variația acestui raport pentru cazul compensării săptămânale cu două zile nelucratore.

Analizând datele din tabelul 4.8 se constată că pentru aceleași valori ale lui  $t_p$ , raportul crește de la 2.05-3.06, pentru  $t_p = 8$  ore/zi, la 2.78-3.82, pentru  $t_p = 18$

ore/zi. În cazul compensării săptămânale cu două zile nelucrătoare, pentru aceeași valoare a lui  $t_p$  ( $t_p = 8$  ore/zi), raportul  $V_{us.2}/V_{uz}$  este mai mare decât  $V_{us.1}/V_{uz}$  cu circa 25-21%, pentru  $t_p = 8$  ore/zi, respectiv  $t_p = 3$  ore/zi. Pentru  $t_p = 18$  ore/zi raportul  $V_{us.2}/V_{uz}$  este mai mare decât  $V_{us.1}/V_{uz}$  cu circa 23-9%, pentru  $t_p = 8$  ore/zi, respectiv  $t_p = 3$  ore/zi.

Tabelul 4.8.

Compensare săptămânală - 2 zile nelucrătoare: $V_{us.2} / V_{uz}$							
$t_p$	$t'_p$						
	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00
8	3,06	2,78	2,56	2,39	2,25	2,14	2,05
10	3,29	3,00	2,78	2,60	2,45	2,33	2,23
12	3,46	3,18	2,96	2,78	2,63	2,50	2,39
14	3,60	3,33	3,11	2,93	2,78	2,65	2,53
16	3,72	3,46	3,25	3,06	2,91	2,78	2,66
18	3,82	3,57	3,36	3,18	3,03	2,89	2,78

Compensare săptămânala - 2 zile nelucrătoare

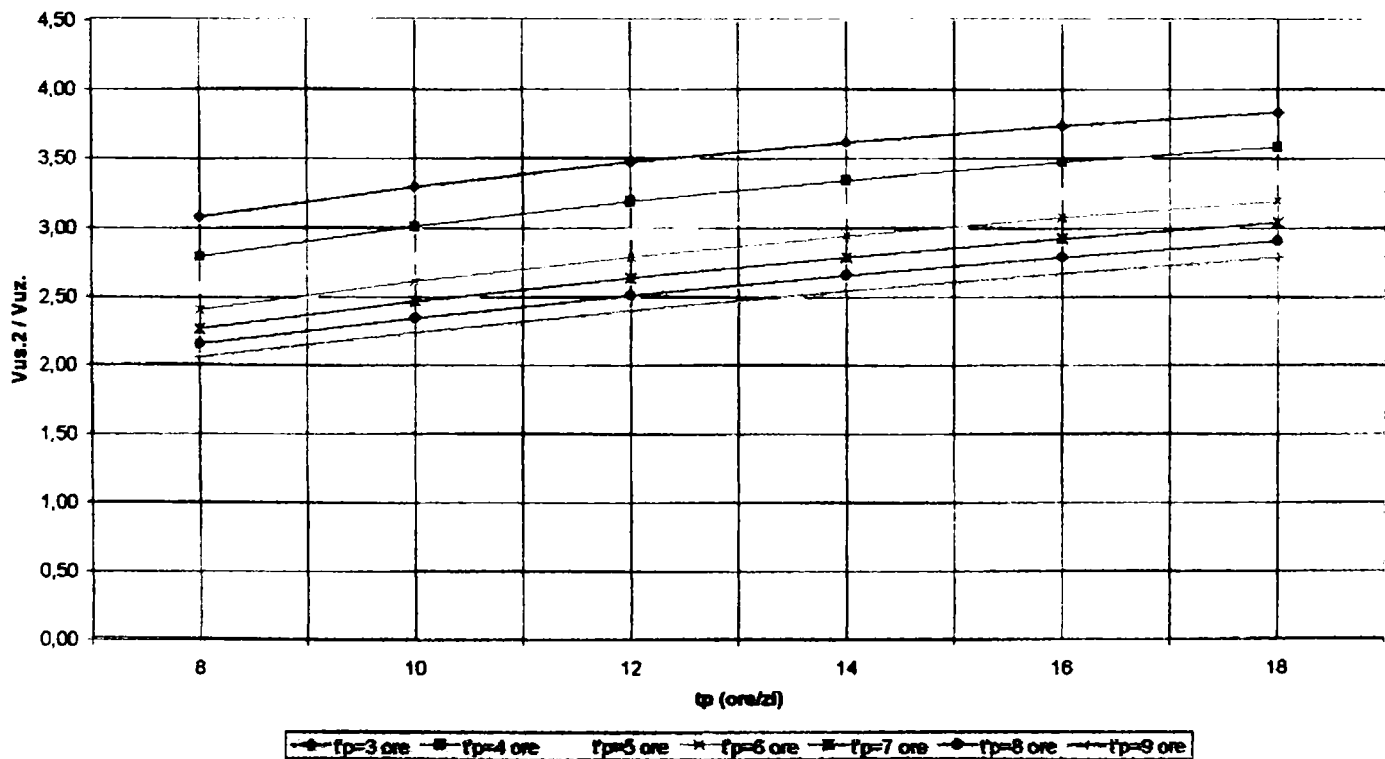


Figura 4.3 Diagramele  $V_{us.2}/V_{uz} = f(t_p, t'_p)$

Cu ajutorul formulelor (4.25) și respectiv (4.30) se poate afla raportul  $\frac{V_{us.2}}{V_{us.1}}$ . Pentru valori ale lui  $t_p = 8-18$  ore/zi, respectiv  $t'_p = 3-9$  ore/zi se obțin valorile raportului  $\frac{V_{us.2}}{V_{us.1}}$  cuprinse în tabelul 4.9.

Tabelul 4.9

Compensare săptămânală - $V_{us.2} / V_{us.1}$							
$t_p$	$t'_p$						
	3	4	5	6	7	8	9
8	1,21	1,23	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
10	1,18	1,21	1,23	1,25	1,25	1,25	1,25
12	1,15	1,19	1,22	1,23	1,24	1,25	1,25
14	1,13	1,17	1,20	1,22	1,23	1,24	1,25
16	1,11	1,15	1,18	1,21	1,22	1,23	1,24
18	1,09	1,14	1,17	1,19	1,21	1,22	1,23

Din aceste date rezultă că volumul util al acumulării cu compensare săptămânală cu două zile nelucrătoare este mai mare cu circa 9-25% decât în cazul compensării săptămânale cu o zi nelucrătoare.

Energia produsă prin turbinare (kWh/an), la bornele generatorului centralei, pentru durata zilnică de turbinare de  $t_T$ , este:

$$E_T = \frac{5}{7} \cdot 300 \cdot t_T \cdot P_T = 214.3 \cdot t_T \cdot P_T \quad (4.31)$$

puterea fiind exprimată în kW. Energia consumată pentru pompaj este:

$$E_P = \frac{E_T}{\eta_{\text{global efectiv}}} \quad (4.32)$$

Funcție de puterile care se iau în considerare și de căderile existente între centrul de greutate al lacului superior și cel al acumulării inferioare se determină volumele utile pentru gradul de regularizare zilnică și săptămânală cu durata de turbinare  $t_T$  (ore/zi) [4.8].

Ținând seama de aceasta se determină nivelurile caracteristice ale celor două rezervoare (nivelul normal de retenție N.N.R., nivelul centrului de greutate al acumulării N.C.G., nivelul minim de exploatare N.m.e.) și cu ajutorul acestora căderea medie brută  $H$ , dată de diferența cotelor centrelor de greutate, căderea maximă (N.N.R. rezervor superior - N.m.e. rezervor inferior), căderea minimă (N.m.e. rezervor superior - N.N.R. rezervor inferior), și căderea între N.m.e. rezervor superior - N.m.e. rezervor inferior [4.7,4.8].



În funcție de căderea medie și de puterea grupurilor, cu ajutorul diagramelor se determină randamentele turbinelor, generatoarelor, pompelor și motoarelor. De asemenea, se determină randamentul hidraulic al derivațiilor la turbinare și pompare. Pentru fiecare variantă se calculează randamentul global. Randamentul global efectiv al ciclului se deduce din cel global, prin reducerea acestuia cu 5-10%, datorită variațiilor de cădere (respectiv înălțimea de refulare), variațiilor de putere, a pierderilor de debite la pornire și oprire, a evaporărilor, etc. [4.2].

Se determină puterile instalate în turbine și în pompe, după care, pentru fiecare variantă de schemă C.H.E.A.P. se prezintă preliminar date cu privire la grupurile de care se preconizează a se echipa centralele.

#### 4.2. Stabilirea relației dintre debitul pompat și debitul turbinat pentru o C.H.E.A.P.

Studiul echipării centralelor cu grupuri binare se face ținând seama de corelarea debitelor pompare-turbinare  $Q_p / Q_T$ . Pentru aceasta, în cazul acumulării cu compensare săptămânală, se determină relația care există între durata de pompare în ziua nelucrătoare -  $t_p$  (ore), durata de pompare în golul de noapte care urmează după o zi nelucrătoare și în zilele lucrătoare -  $t'_p$  (ore), durata de turbinare  $t_T$  (ore) și raportul dintre debitele maxime de pompare și cele de turbinare, numit coeficient de reversibilitate  $Q_p / Q_T = \alpha$ .

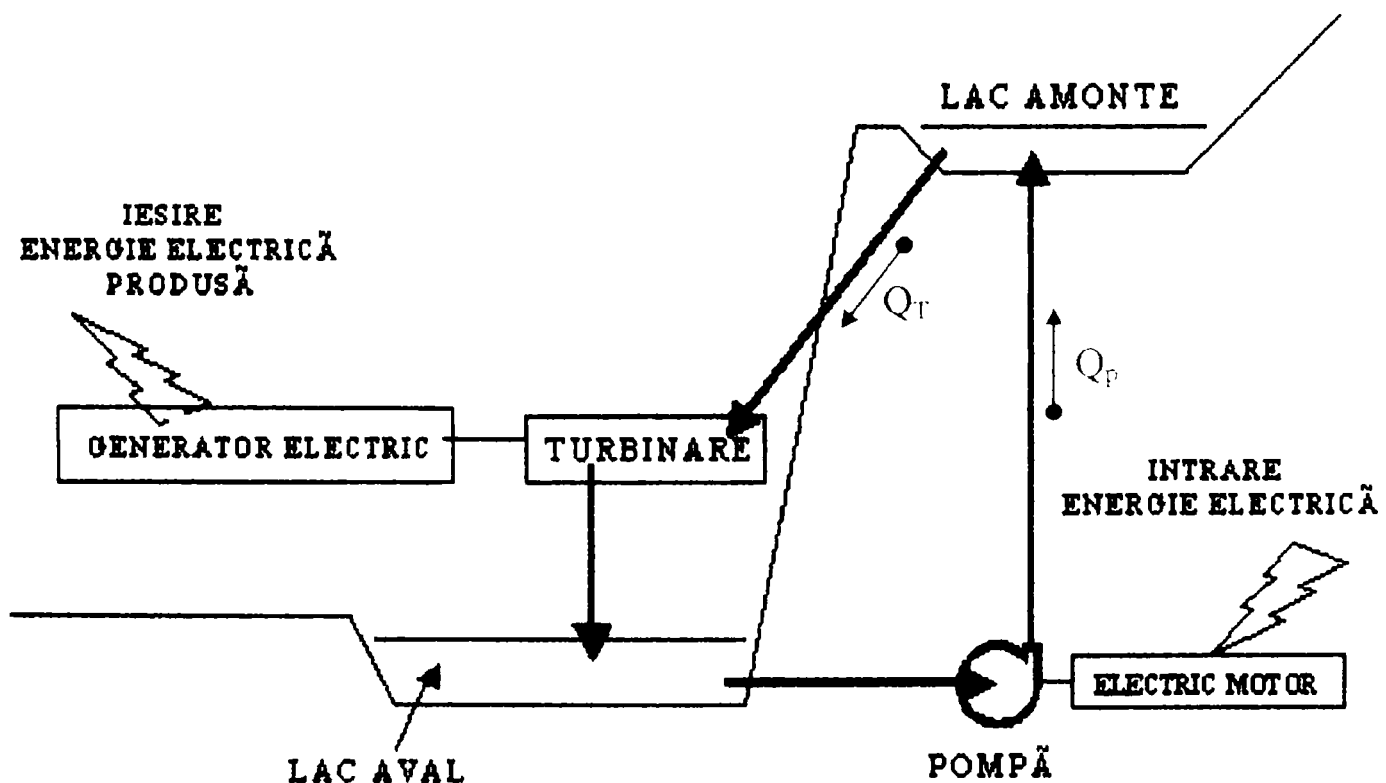


Figura 4.4 Principiu de funcționare C.H.E.A.P.

Relația dintre debitul pompat și cel turbinat se determină punând condiția ca volumul pompat în cursul unei săptămâni să fie egal cu volumul de apă turbinat:

$$(r \cdot t_p + t'_p) \cdot Q_p + (r' - 1) \cdot t'_p \cdot Q_p = r' \cdot t_T \cdot Q_T \quad (4.33)$$

de unde se deduce:

$$t_T = \alpha \cdot \left( \frac{r}{r'} \cdot t_p + t'_p \right) \quad (4.34)$$

în care:

$r$  - este numărul zilelor nelucrătoare dintr-o săptămână în care are loc pompajul (Sâmbăta și/sau Duminica);

$r'$  - numărul zilelor lucrătoare dintr-o săptămână în care are loc turbinarea  
 $r + r' = 7$  (numărul zilelor unei săptămâni);

$$\frac{Q_p}{Q_T} = \alpha \text{ sau } \frac{Q_T}{Q_p} = \frac{1}{\alpha} \quad (4.35)$$

#### 4.2.1 Analiza statistică a valorii lui $\alpha$

Din analiza statistică a unor date privind grupurile reversibile pompă-turbină de tip Francis ale unor C.H.E.A.P. realizate, aflate în construcție sau în faza de proiectare, cu  $P_{i_T} > 100$  MW și  $H > 100$  m, ale căror date principale sunt cuprinse în anexa 1, [4.3, 4.13] s-a determinat raportul  $\frac{Q_p}{Q_T} = \alpha$  pentru 172 C.H.E.A.P. În figurile

4.5 și 4.6 sunt prezentate aceste valori în funcție de  $H$  și de  $\sqrt{\frac{Q}{\sqrt{H}}}$ . În figura 4.7 sunt reprezentate grafic valorile raportului  $\frac{1}{\alpha}$  în funcție de turația specifică a pompei  $n_s$ .

Din analiza figurii 4.5, se vede că, în funcție de cădere,  $\alpha$  variază între 0.6 și 1.1, iar punctele sunt distribuite aproape uniform în acest spațiu. Același lucru se observă și în figura 4.7 unde valorile lui  $\alpha$  apar tot în distribuție uniformă pentru  $n_s = 120 - 500$  și  $\alpha = 0.65 - 1.00$

Totodată studiind figurile 4.5-4.7 se constată că nu există o corelație strânsă între  $\alpha$  și ceilalți parametri hidroenergetici:  $H$ ,  $\sqrt{\frac{Q}{\sqrt{H}}}$  și  $n_s$ .

Distributia valorilor  $\alpha = f(H)$

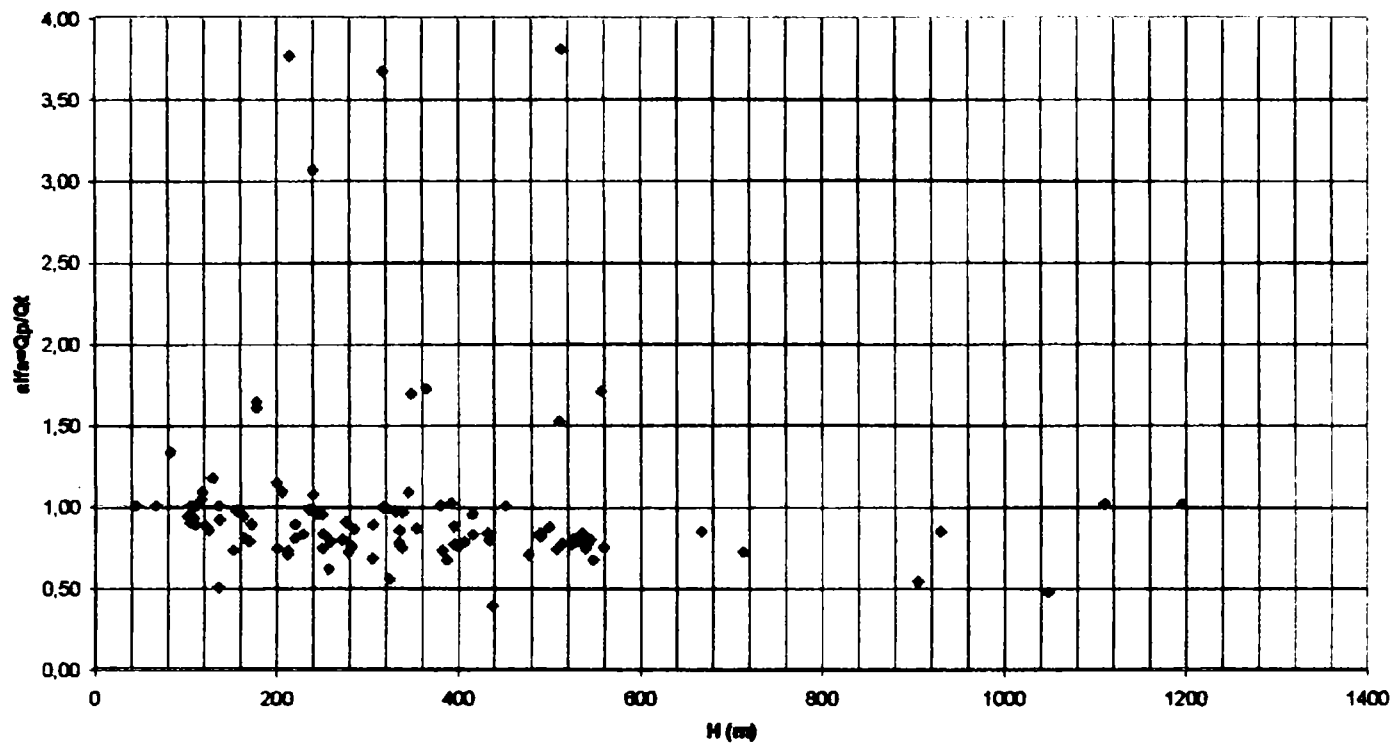


Figura 4.5 Distribuția valorilor  $\alpha$  în funcție de căderea  $H$  (m.)

Distributia valorilor alfa functie de  $\sqrt{Q_T/\sqrt{H}}$

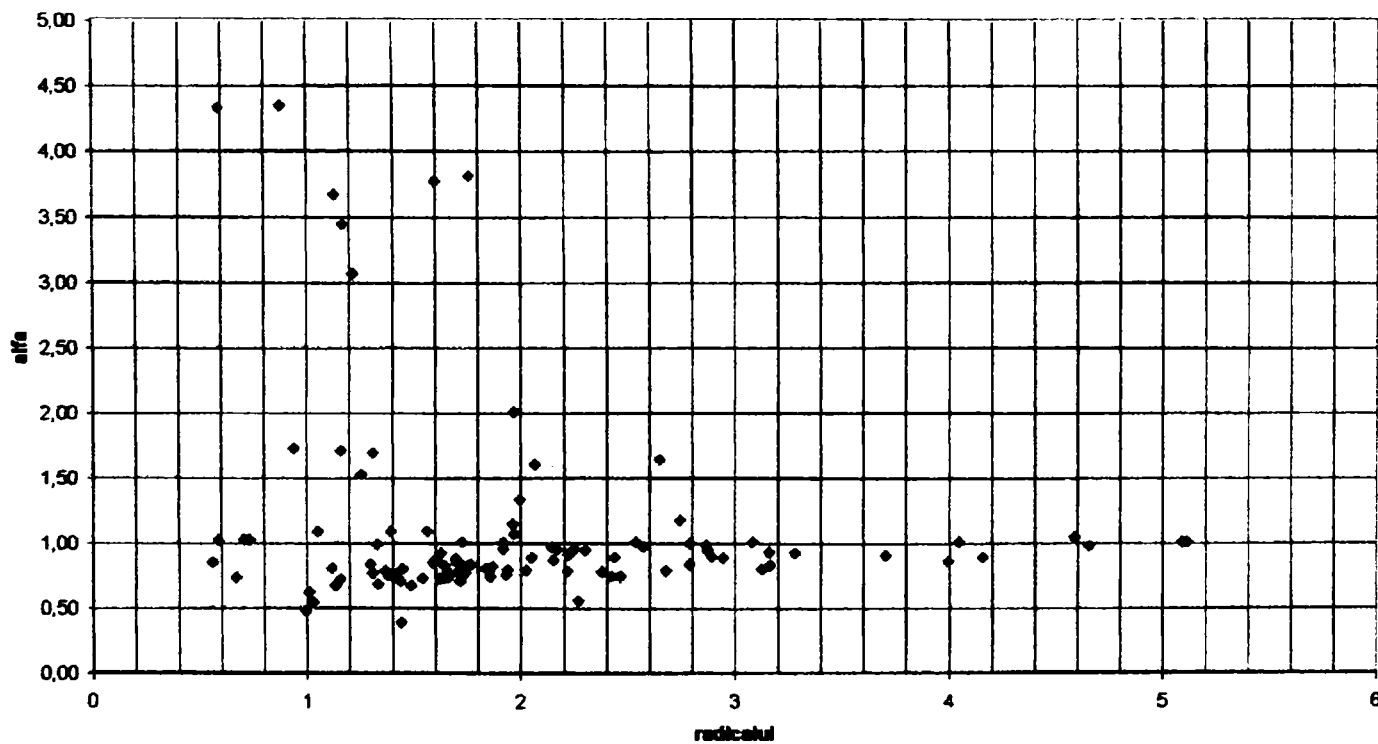
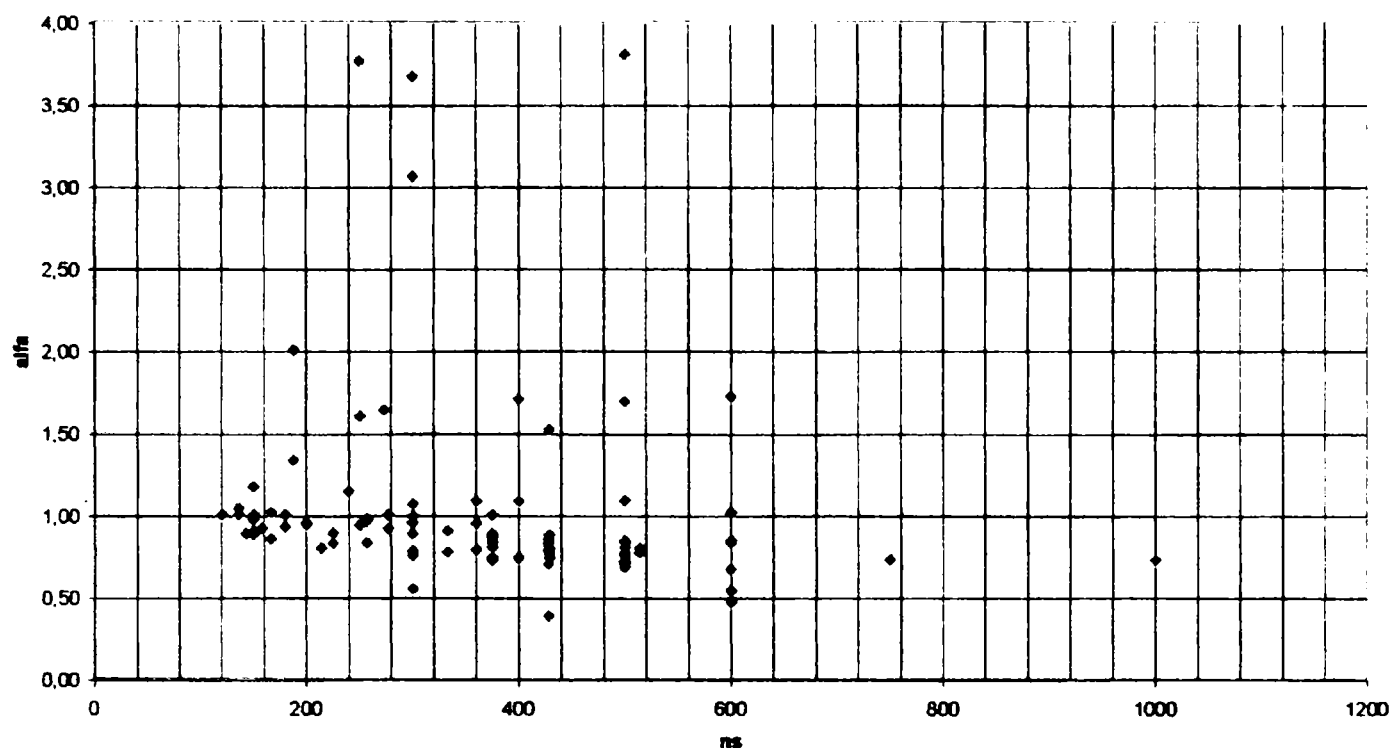


Figura 4.6. Distribuția valorilor  $\alpha$  în funcție de  $\sqrt{\frac{Q_T}{\sqrt{H}}}$

Distribuția valorilor  $\alpha$  în funcție de turația pompeiFigura 4.7 Distribuția valorilor  $\alpha$  în funcție de  $n_s$  a pompei

Valorile lui  $\alpha$  sunt dictate în principal de cerințele de încadrare a C.H.E.A.P. pe curbele de sarcină ale sistemului electroenergetic național (S.E.N.). În ceea ce privește condițiile de încadrare în curbele de sarcină ale sistemului electroenergetic național (S.E.N.) la nivelul anilor 2005-2010, s-ar putea lua în considerare instalarea unei C.H.E.A.P. cu  $P_i = 500 - 1000$  MW, durata de utilizare anuală a puterii de pompare fiind de 1600 ore/an, în cazul unei singure zile nelucrătoare pe săptămână, și de circa 2400 ore/an, în cazul a două zile nelucrătoare. Durata de utilizare a puterii pentru generare în cele două cazuri ar fi de 1100 ore/an, respectiv 1700 ore/an. În acest caz la C.H.E.A.P. echipată cu grupuri reversibile raportul mediu  $\alpha_m$  ar fi de ordinul 0.7, adică  $Q_T / Q_P = 1.4$  [4.15].

4.2.2 Exprimarea coeficientului de reversibilitate  $\alpha$  funcție de ceilalți parametri hidroenergetici principali ai unei C.H.E.A.P.

În cazul regularizării zilnice, înlocuind în expresia (4.34) pe  $r = 0$  se obține:

$$t_T = \alpha \cdot t_P' \quad (4.36)$$

relație ce ne permite determinarea duratei de turbinare în funcție de durata de pompare în golul de noapte care urmează după o zi nelucrătoare și în zilele lucrătoare. Considerând valoarea coeficientului de reversibilitate  $\alpha_m = 0.7$ , se determină diferite valori ale lui  $t_T$  funcție de  $t_p'$ , valori prezentate în tabelul 4.10.

Tabelul 4.10

$t_p'$ (ore)	4	5	6	7	7.5	8	8.5	9
$t_T$ (ore)	2,80	3,50	4,20	4,90	5,25	5,60	5,95	6,30

În cazul compensării săptămânale, conform relației (4.34) s-au întocmit nomograme pentru  $\alpha = 0.6 - 1.1$  în funcție de raportul  $t_p'/t_p$  și  $t_T$  (figurile 4.8 și 4.9). Pentru  $t_p$  s-au luat valori cuprinse între 6-18 ore/zi, iar  $t_p'$  între 4-10 ore/zi.

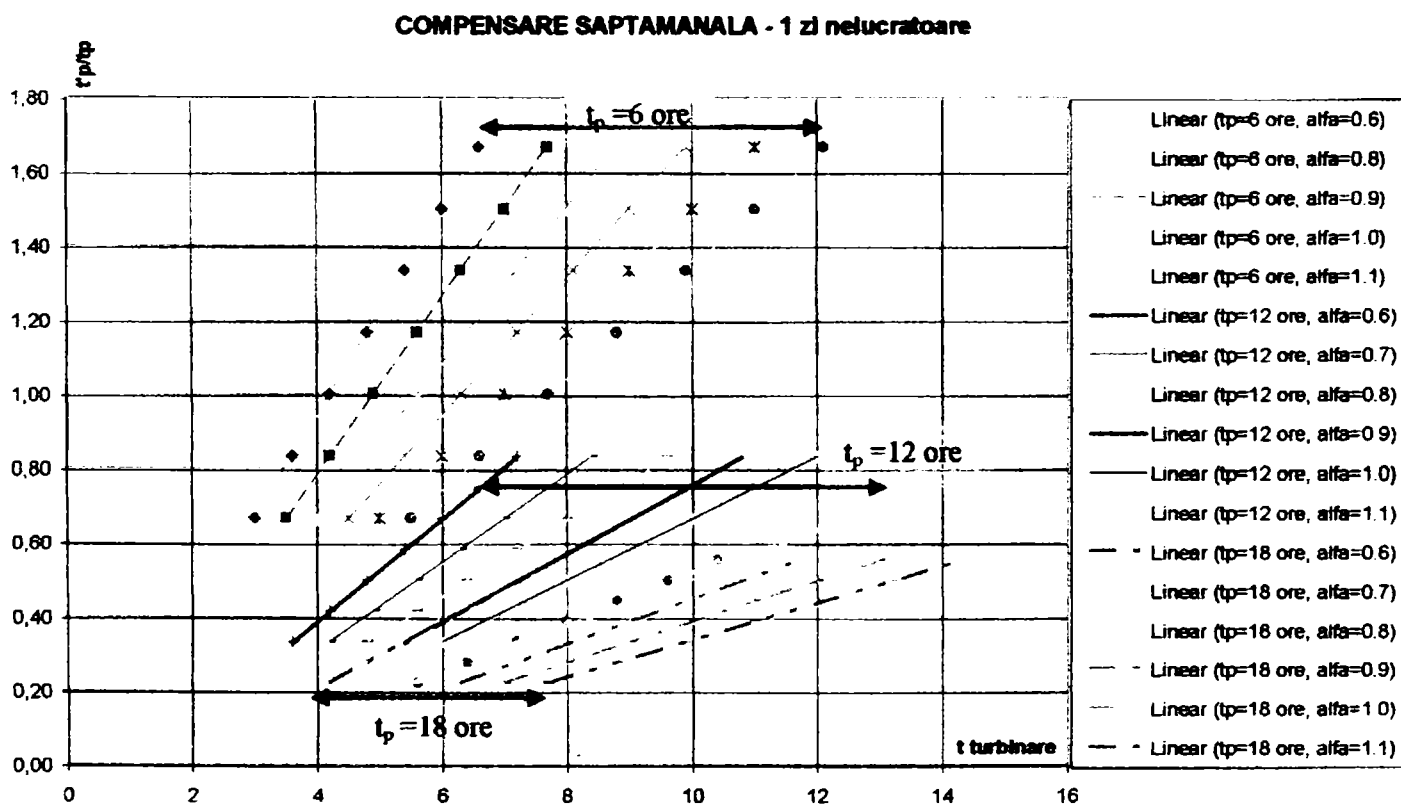


Figura 4.8 Nomogramele  $t_T = f(\alpha, t_p, t_p'/t_p)$  compensare săptămânală cu o zi nelucrătoare

Din figura 4.8 și figura 4.9 se observă cu ușurință că domeniul de variabilitate al lui  $t_T$ , în funcție de  $\alpha$ , se mărește pe măsură ce cresc valorile raportului  $t_p'/t_p$ . La aceeași valoare a lui  $t_T$ , raportul  $t_p'/t_p$  crește odată cu micșorarea valorii lui  $\alpha$ . Ecartul de creștere a lui  $t_p'/t_p$  este cu atât mai mare cu cât scade valoarea lui  $t_p$ .

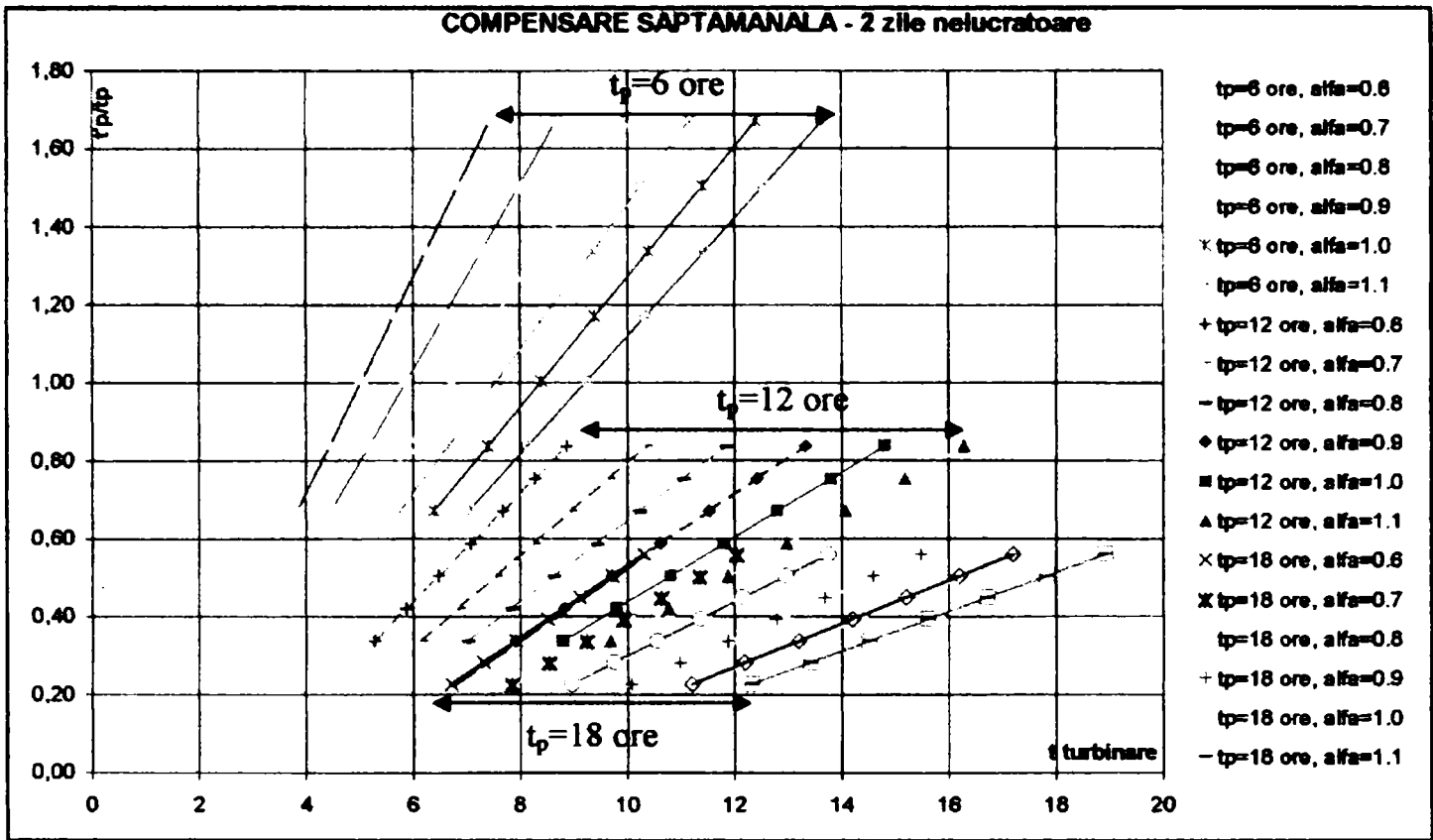


Figura 4.9 Nomogramele  $t_T = f(\alpha, t_p, t_p'/t_p)$  compensare săptămânală cu două zile nelucrătoare

Duratele pompajului și ale turbinării sunt legate de alura curbelor de sarcină, curbă ce poate justifica sau nu instalarea C.H.E.A.P. Influența echipării centralelor cu grupuri binare se manifestă și asupra volumelor utile. Dacă în relația (4.22) se înlocuiește valoarea lui  $t_p'$  dedusă din formula (4.34) rezultă:

$$\frac{V_{us,r}}{V_{uz}} = \alpha \cdot (r' - 1) \cdot \frac{r}{r'} \cdot \frac{t_p}{t_T} + 1 \tag{4.37}$$

În cazul volumului util pentru CHEAP cu compensare săptămânală cu o zi nelucrătoare, adică  $r = 1$  și  $r' = 6$ , relația determinată anterior devine:

$$\frac{V_{us,l}}{V_{uz}} = \frac{5}{6} \cdot \alpha \cdot \frac{t_p}{t_T} + 1 \tag{4.38}$$

formulă ce ne permite trasarea diagramelor din figura 4.10, unde se poate urmări variația raportului  $\frac{V_{us,l}}{V_{uz}}$  în funcție de raportul  $\frac{t_p}{t_T}$  pentru diverse valori ale lui  $\alpha$ .



Compensare săptămânala 1 zi nelucratoare

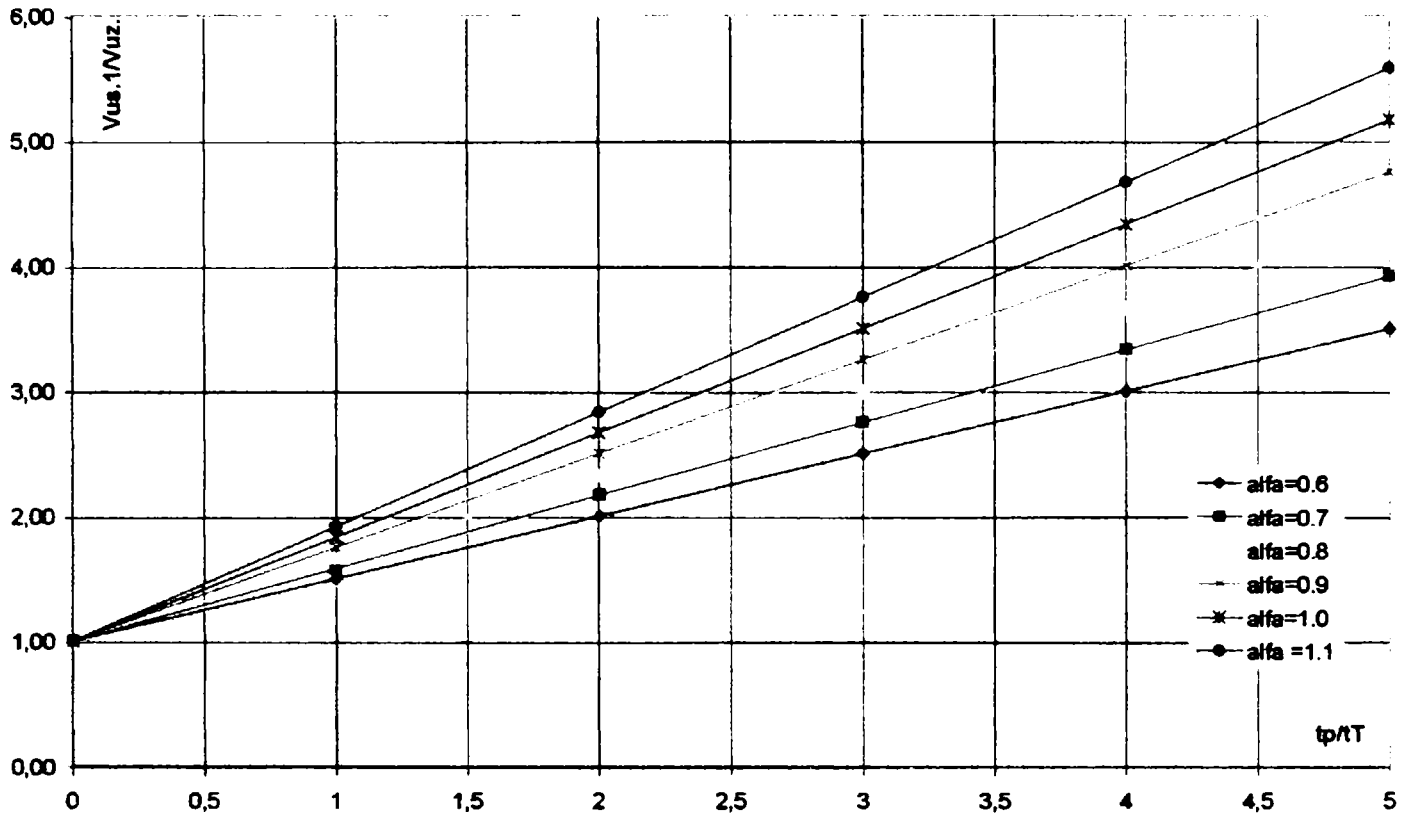


Figura 4.10 Diagramele  $\frac{V_{us.1}}{V_{uz.}} = f(\alpha, t_p/t_T)$  compensare săptămânală cu o zi nelucrătoare

Pentru valoarea raportului  $t_p/t_T$  de circa 3, raportul  $\frac{V_{us.1}}{V_{uz.}}$  crește de la 2.5 la 3.75 pentru  $\alpha$ , care se mărește de la 0.6 la 1.1. Pentru ipoteza în care pompajul se face numai în ziua nelucrătoare și se turbinează în cele șase zile lucrătoare ale săptămânii ( $r' = 6$ ) raportul volumelor devine:  $\frac{V_{us.1}}{V_{uz.}} = 5 \cdot \alpha + 1$ .

În cazul compensării săptămânale cu două zile nelucrătoare, adică  $r = 2$  și  $r' = 5$ , relația (4.37) devine:

$$\frac{V_{us.2}}{V_{uz.}} = \frac{8}{5} \cdot \alpha \cdot \frac{t_p}{t_T} + 1 \tag{4.39}$$

relație ce ne permite trasarea diagramelor din figura 4.11, diagrame în care se poate urmări variația raportului volumelor funcție de  $t_p/t_T$ . În acest caz pentru valoarea

$t_p/t_T = 3$ , raportul volumelor crește de la 3.88 la 6.28 pentru  $\alpha$ , care se mărește de la 0.6 la 1.1.

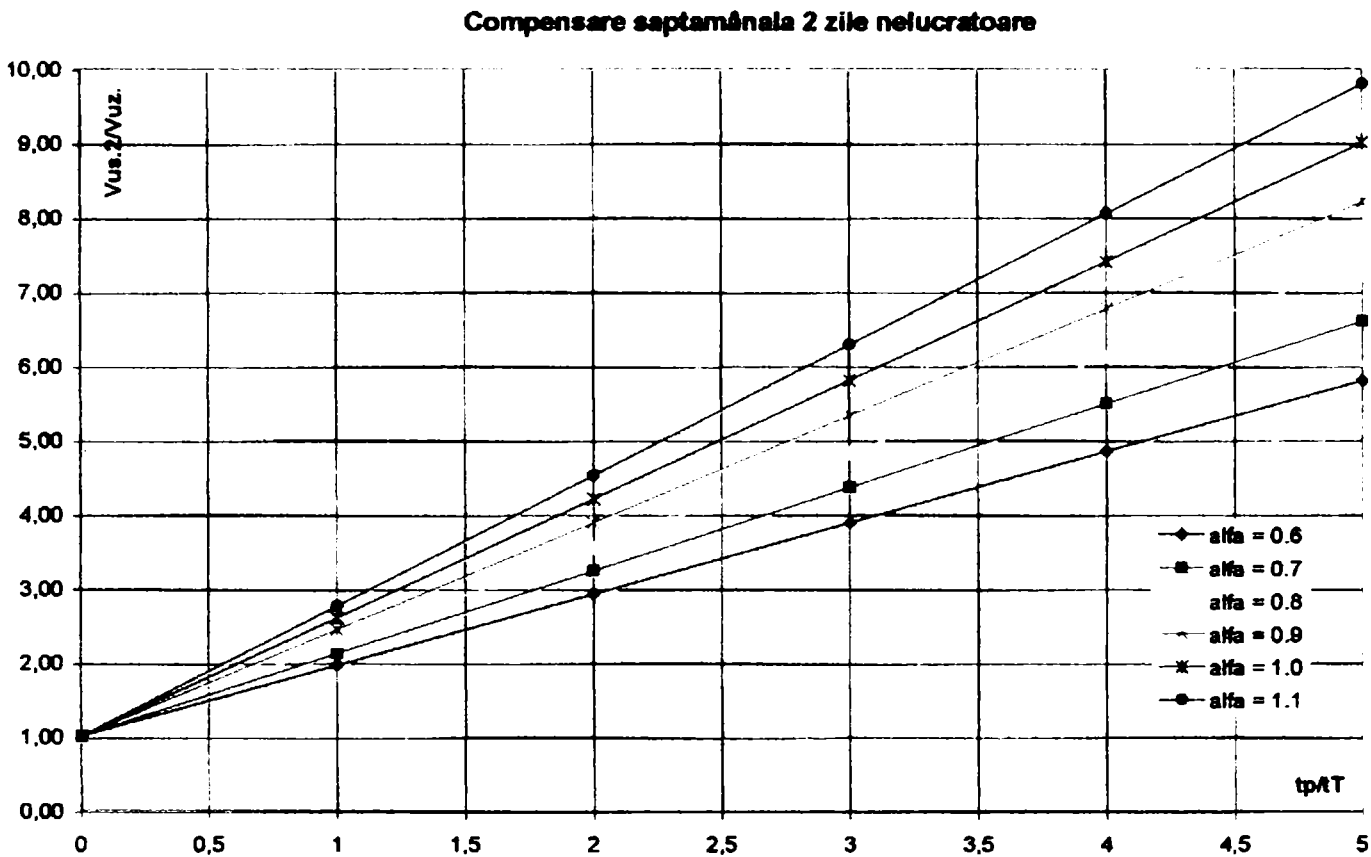


Figura 4.11 Diagramele  $\frac{V_{us.2}}{V_{uz.}} = f(\alpha, t_p/t_T)$  compensare săptămânală cu două zile nelucrătoare

Din figura 4.11 se observă că variația raportului  $\frac{V_{us.2}}{V_{uz.}}$  în funcție de  $\alpha$ , ca și în cazul precedent, acumulare cu o zi nelucrătoare, este cu atât mai mic cu cât raportul  $t_p/t_T$  este mai mic, ajungând la 1.0 când  $t_p/t_T = 0$ , adică în cazul acumulării cu regularizare zilnică. Pentru ipoteza în care pompajul se face numai în cele două zile nelucrătoare ( $r = 2$ ) și se turbinează în cele cinci zile lucrătoare ale săptămânii ( $r' = 5$ ) raportul volumelor devine:  $\frac{V_{us.2}}{V_{uz.}} = 4 \cdot \alpha + 1$ . Cu ajutorul relațiilor (4.38) și (4.39) se determină variația raportului  $\frac{V_{us.2}}{V_{us.1}}$ . În figura 4.12 se prezintă curbele de variație ale acestui raport în funcție de  $\alpha$  și  $t_p/t_T$ . Din examinarea acestor diagrame se constată că volumul util în cazul compensării săptămânale cu două zile nelucrătoare este mai mare decât cel corespunzător unei zile nelucrătoare cu maximum 80% pentru valori ale raportului  $t_p/t_T = 5$ . Valorile lui  $\alpha$  influențează

puțin acest raport. Pentru variația lui  $\alpha$  de la 0.6 la 1.1 raportul  $\frac{V_{us.2}}{V_{us.1}}$  crește de la 1.31 la 1.44 (circa 9%) pentru  $t_p/t_T = 1$  și de la 1.66 la 1.76 (circa 6%) pentru  $t_p/t_T = 5$ . În ambele cazuri de compensare, pentru a obține o acumulare mai mică, este indicat ca  $\alpha$  să aibă valori cât mai mici, practic de circa 0.7-0.8 (adică  $\frac{1}{\alpha} = \frac{Q_T}{Q_P} = 1.25 - 1.4$ )

De aici rezultă că, în funcție de duratele pompajului și ale turbinării, care sunt legate de alura curbelor de sarcină, se va putea corela debitul turbinat față de cel pompat pe considerații tehnico-economice.

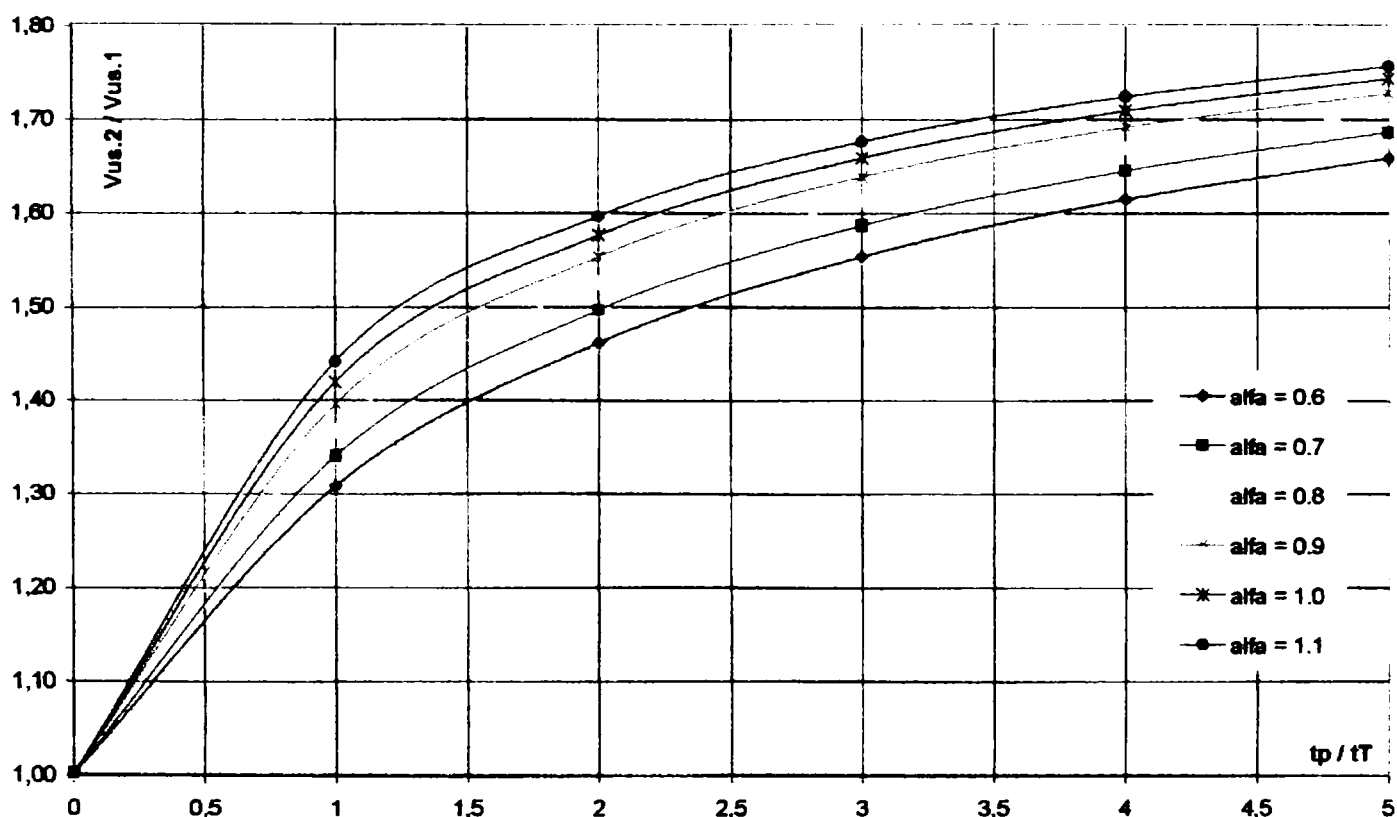


Figura 4.12 Diagramele  $\frac{V_{us.2}}{V_{us.1}} = f(\alpha, t_p/t_T)$  compensare săptămânală

Pentru aceasta în vederea stabilirii raportului  $Q_p/Q_T$  ( $\alpha$ ) se va ține seama de influența mărimii lacurilor de acumulare, de derivație, de echipamentul electromecanic, de diapazonul de variație a căderilor de turbinare și pompare, etc.

### 4.3. Corelații privind numărul de grupuri ale C.H.E.A.P.

Numărul de grupuri în C.H.E.A.P. echipate cu grupuri Francis reversibile se realizează prin analiza statistică a celor 172 de C.H.E.A.P. (anexa 1) [4.3, 4.13] cu putere instalată mai mare de 100 MW, respectiv cădere mai mare de 100 m.

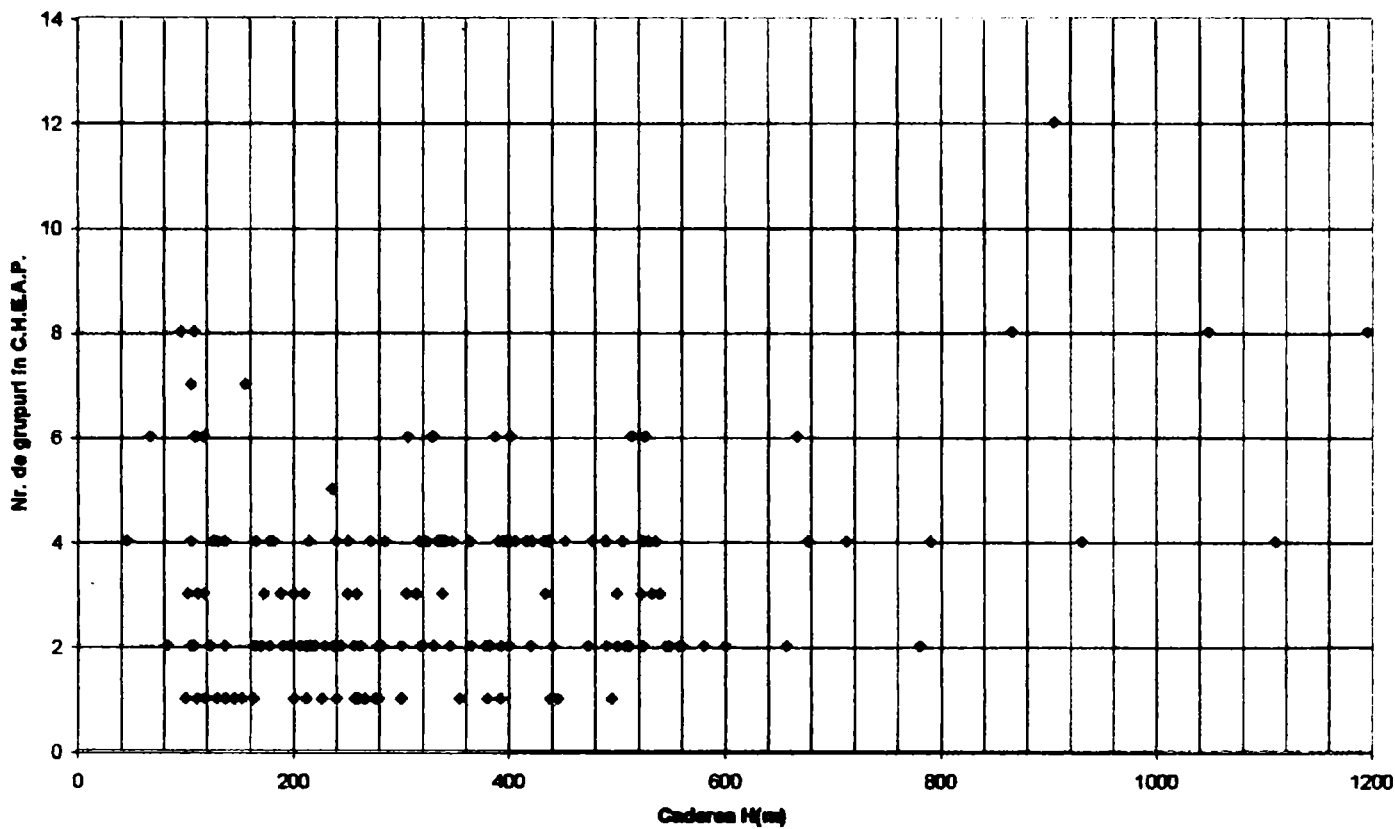


Figura 4.13 Distribuția numărului de grupuri în C.H.E.A.P. funcție de căderea H (m)

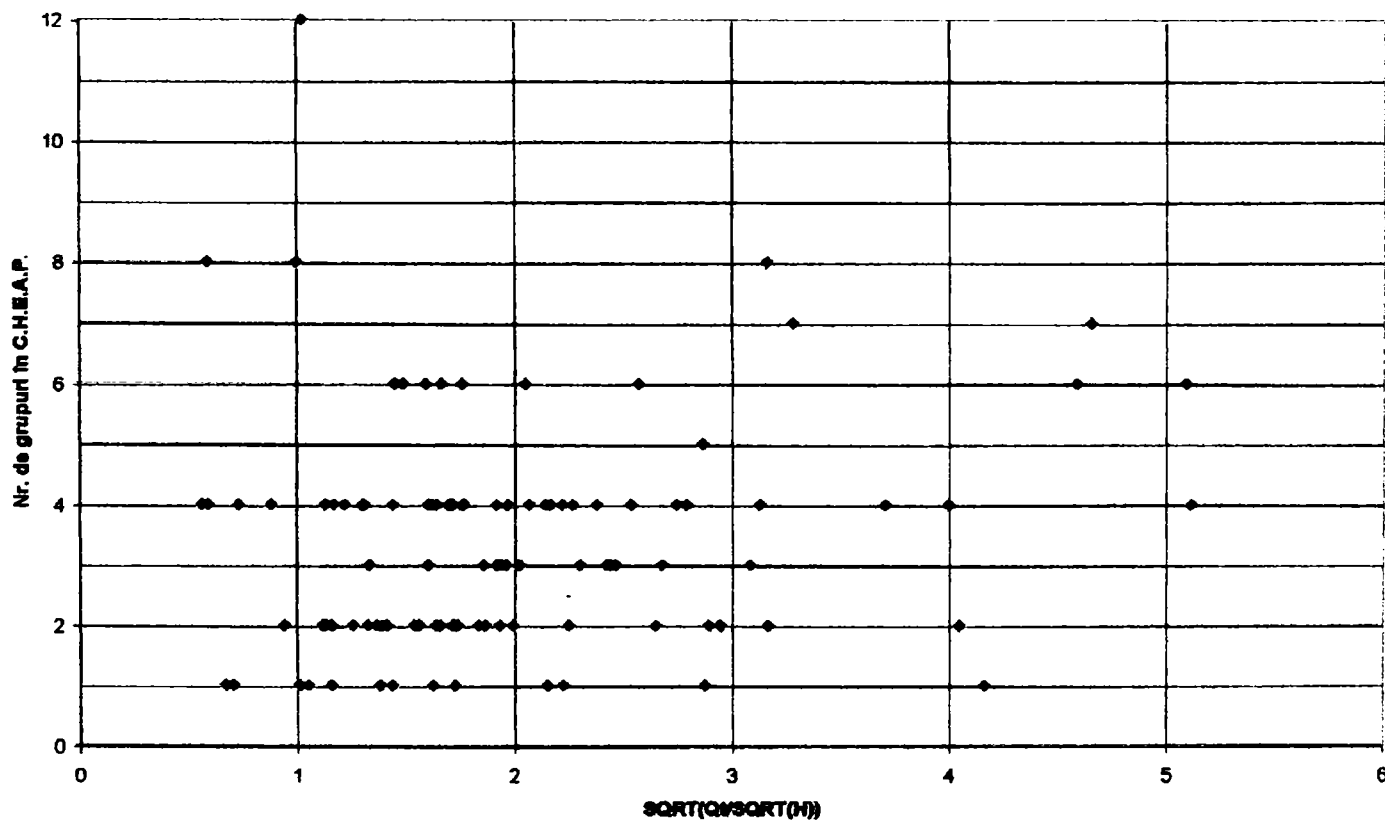


Figura 4.14 Distribuția numărului de grupuri în C.H.E.A.P. funcție de  $\sqrt{\frac{Q_T}{\sqrt{H}}}$

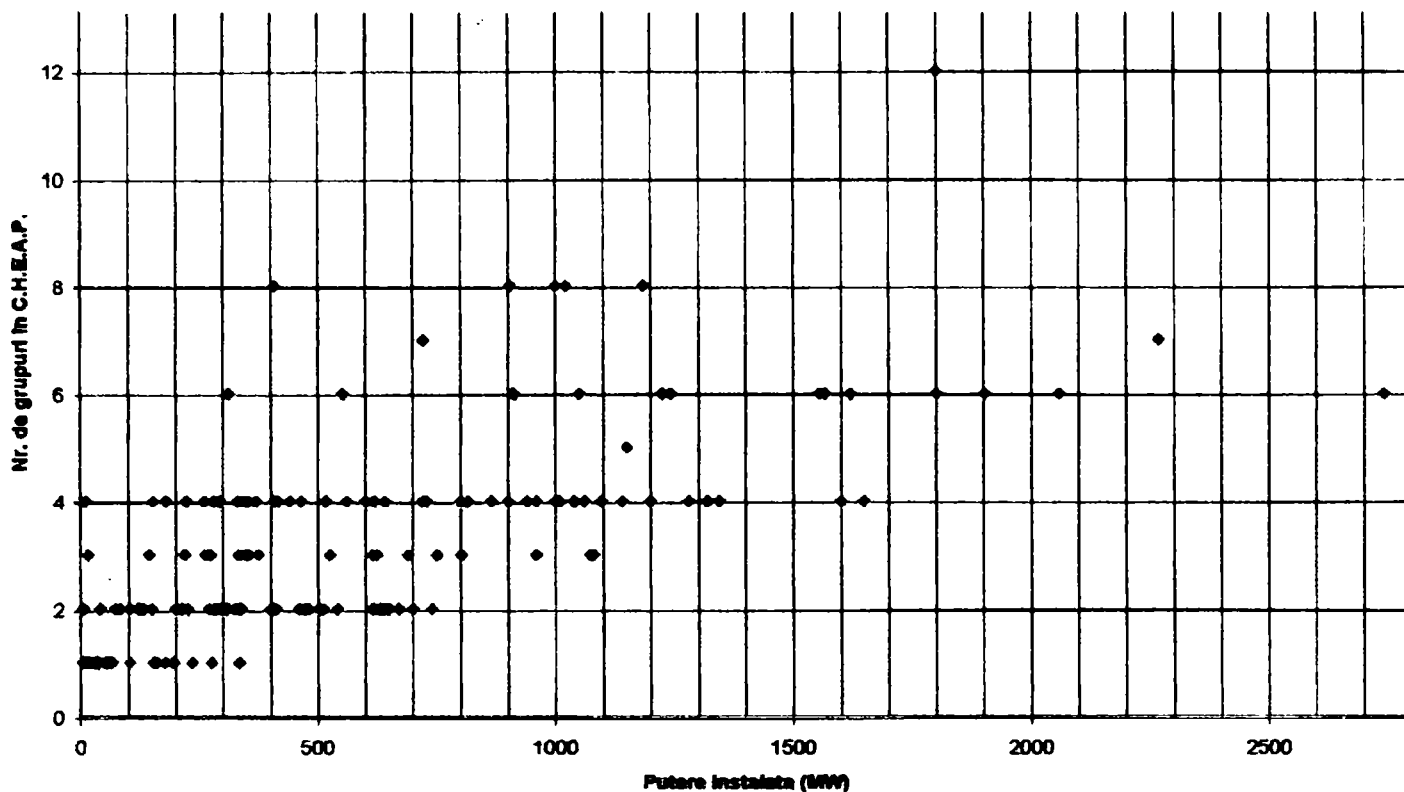


Figura 4.15 Distribuția numărului de grupuri în C.H.E.A.P. funcție de puterea instalată  $P_i$  (MW)

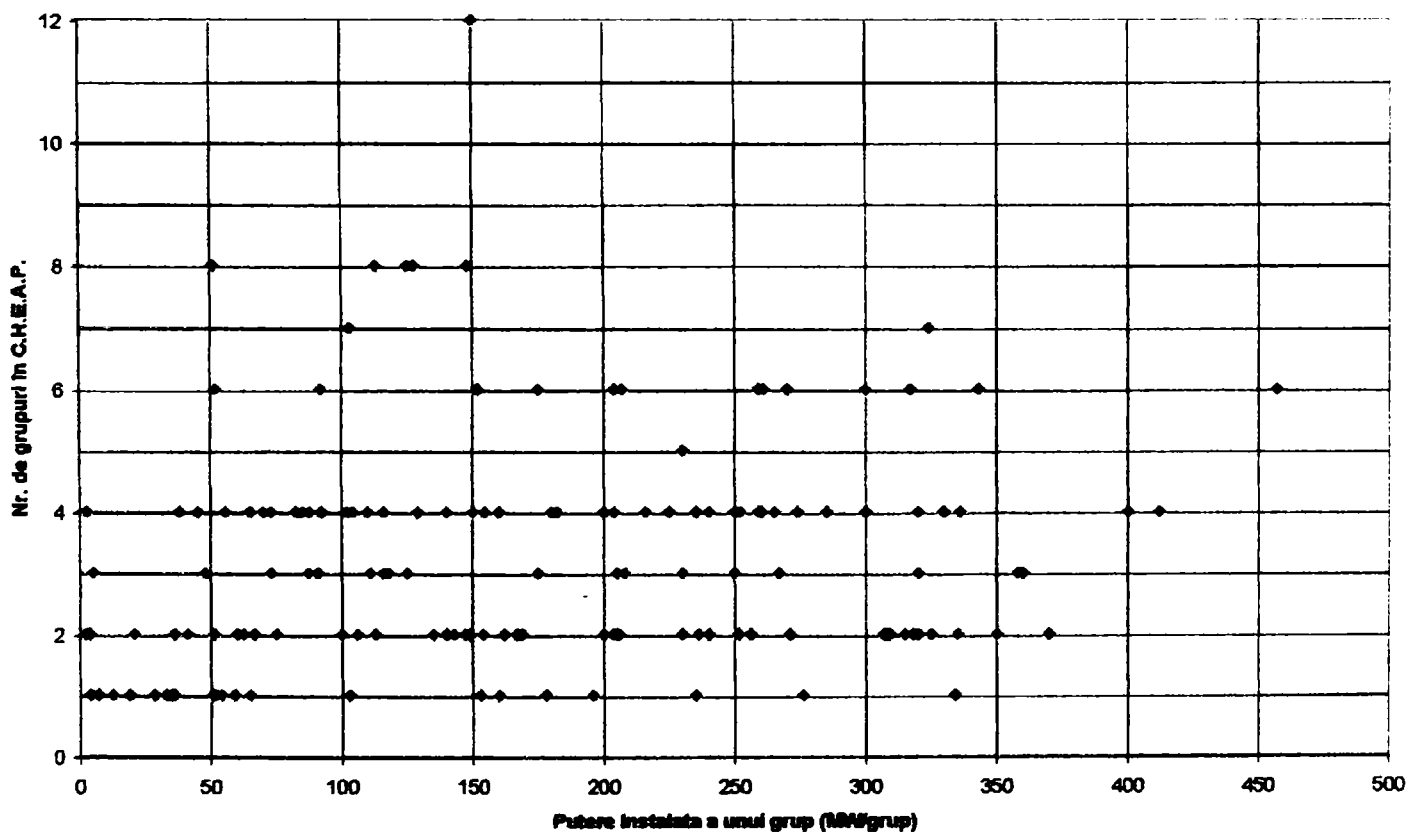


Figura 4.16 Distribuția numărului de grupuri în C.H.E.A.P. funcție de puterea instalată a grupului

Din analiza datelor și a distribuției grafice a numărului de grupuri în funcție de  $H \cdot \sqrt{Q_T} / \sqrt{H} \cdot P_{i_T} / \text{grup} \cdot P_i$  a C.H.E.A.P. din fig.4.13-4.16 rezultă următoarele:

- la majoritatea C.H.E.A.P. (peste 72%) predomină numărul par de grupuri:
- C.H.E.A.P. echipate cu două grupuri reversibile reprezintă 31%;
- C.H.E.A.P. echipate cu patru grupuri reversibile reprezintă 30%;
- C.H.E.A.P. echipate cu șase grupuri reversibile reprezintă 8%;
- C.H.E.A.P. echipate cu opt grupuri reversibile reprezintă 3%, o singură centrală din lume fiind echipată cu 12 grupuri (Grand Moison - Franța);
- în privința căderilor 76 C.H.E.A.P. (44.71%) au căderi cuprinse între 100 și 300 m, 30 C.H.E.A.P. (17.65%) au căderi cuprinse între 301 și 400 m, 22 C.H.E.A.P. (12.94%) au căderi cuprinse între 401 și 500 m, 17 C.H.E.A.P. (10.%) au căderi cuprinse între 501 și 600 m, restul de aproximativ 15% având căderi mai mari de 600 m, două dintre acestea depășind chiar 1000 m cădere.

#### 4.4. Determinarea volumelor utile teoretice pentru o C.H.E.A.P.

Lacurile de acumulare ale C.H.E.A.P. influențează mărimea și distribuția în timp, precum și modul de folosire a centralei în sistemul electroenergetic național.

Capacitatea rezervorului superior se compune din volumul util teoretic, volumul mort, volumul rezervat pentru intervenții la avarii de scurtă durată și rezervă de capacitate deasupra nivelului maxim al apei din lac pentru valuri, protecția digurilor, etc. [4.4]

Prin volumul util teoretic se înțelege valoarea capacității necesare pentru pompaj, astfel ca centralele să-și îndeplinească funcția principală de participare la acoperirea vârfurilor curbelor de sarcină a sistemului electroenergetic. Valoarea volumului util energetic depinde de puterea instalată a C.H.E.A.P., de cădere, de regimul de lucru al C.H.E.A.P., de tipul acumulării (cu regularizare zilnică, săptămânală, sezonieră), de tipul C.H.E.A.P. (mixtă sau pură), etc.

În cele ce urmează se deduc formulele pentru determinarea volumului teoretic al rezervorului superior al unei C.H.E.A.P. cu ciclu zilnic ( $V_{uz}$ ) și săptămânal ( $V_{us.1}$ , cu o singură zi nelucrătoare și  $V_{us.2}$ , cu două zile nelucrătoare), echipate cu grupuri reversibile considerând următoarele trei cazuri:

- ⇒ Cazul A: pompajul se face cu întreaga putere instalată;
- ⇒ Cazul B: pompajul se face cu a -n<sup>a</sup> parte din puterea pompelor în zilele lucrătoare și în noaptea care urmează după o zi nelucrătoare;
- ⇒ Cazul C: pompajul se face cu a -n<sup>a</sup> parte din puterea pompelor în zilele lucrătoare.



Pentru volumul util este necesar să se mai adauge, la cel teoretic, volumul de apă pierdut în sistemul de derivații și lacul inferior prin infiltrații și scăpări, pierderi prin evaporatie din acumulări, etc. De asemenea, la volumul lacului superior se mai adaugă o tranșă peste volumul teoretic, care permite funcționarea C.H.E.A.P. la putere nominală de circa 1/2-1 oră, ca rezervă de avarie de scurtă durată în sistem.

La lacurile superioare care se vor realiza pe platouri, infiltrațiile pot determina următoarele efecte negative:

- diminuarea randamentului ciclului de pompare global;
- desprinderea, ridicarea și eventuala ruptură a îmbrăcăminții radierului și a taluzelor digurilor, ca rezultat a subpresiunilor și a presiunii porilor de apă;
- pericolul stabilității construcțiilor bazinului superior și al versanților cu influențe negative asupra cavernei centralei și a celorlalte construcții din zonă;
- pagube cauzate de înghețarea apei de infiltrații;
- pagube datorate opririi forțate pentru reparații, deoarece centrala în această perioadă nu va satisface cererile sistemului electroenergetic, etc.

Natura structurii geologice a fundului rezervorului superior și condițiile tehnologice ale digurilor acumulării pot condiționa soluțiile care trebuie adoptate pentru realizarea unor infiltrații și scurgeri de apă cât mai mici. Acolo unde condițiile geologice impun infiltrații cât mai mici, din cauza asigurării stabilității rezervorului și a celorlalte construcții din zona de amplasare a C.H.E.A.P., trebuie să se execute o îmbrăcămintă de siguranță a bazinului, care să micșoreze infiltrațiile și să asigure o eficientă acțiune de drenaj al întregului sistem, îmbrăcămintea din beton asfaltic fiind cea mai indicată împotriva infiltrațiilor (fundul cuvetei și taluzele digurilor).

Randamentul global al C.H.E.A.P. poate fi ameliorat și prin colectarea și repomparea apei din infiltrații, în special la C.H.E.A.P. de mare cădere. Apele de drenaj de pe fundul rezervorului și de pe taluze sunt colectate și canalizate într-un rezervor situat în punctul cel mai de jos al rezervorului, unde vor fi măsurate și, apoi, repompate în rezervorul superior. În acest caz pentru stabilirea tipului de îmbrăcămintă se face un calcul comparativ de eficiență economică, între tipul de îmbrăcămintă a rezervorului și o stație de pompare care ar repompa apele care se scurg din infiltrații.

Volumul mort al rezervorului superior reprezintă cantitatea de apă care rămâne în bazin după terminarea întregului volum util al acumulării. Volumul mort se alege fie prin calculul nepermitterii distrugerii acoperirii fundului lacului cu gheață, fie prin calculul nepermitterii vitezelor de spălare în lac la sfârșitul ciclului de funcționare a C.H.E.A.P. cu radierul neconsolidat. În privința gheții, trebuie să se lase o rezervă peste muchia superioară a orificiului de captare a apei de peste 1.00 m, pentru ca

gheața existentă să nu pătrundă în aducțiune. Astfel, pentru protecția fundului se prevede “rezerva de gheață”. În general se prevede cca. 10% din volumul util al lacului cu rezervă de gheață și care va putea fi folosită în perioadele de neîngheț în calitate de rezervă de avarii, măbind astfel, rezerva preconizată în acest scop pentru sistemul electroenergetic [4.5].

Determinarea parametrilor caracteristici ai rezervorului și soluțiile constructive de realizare a acumulării se face pe baza fundamentării tehnico-economice, prin compararea celor mai potrivite variante de bazin din zonă [4.14].

#### 4.4.1 Cazul A: pompajul se face cu întreaga putere instalată

Relațiile determinate anterior, în cadrul acestui capitol, sunt valabile pentru acest caz, al pompării cu întreaga putere instalată, acestor relații, însă, li se dau noi interpretări. Astfel dacă în relația (4.37), generală, respectiv în relațiile (4.38), (4.39), particularizate, se înlocuiește relația (4.11), obținem:

$$V_{us.1} = \left( \frac{5}{6} \cdot \alpha \cdot t_p + t_T \right) \cdot 3600 \cdot Q_T \tag{4.40}$$

$$V_{us.2} = \left( \frac{8}{5} \cdot \alpha \cdot t_p + t_T \right) \cdot 3600 \cdot Q_T \tag{4.41}$$

Interpretând formulele (4.40) și (4.41), în tabelul 4.11, în funcție de  $\alpha = (0.6...0.8)$ ,  $t_T = (2...10 \text{ ore/zi})$ ,  $t_p = (10...18 \text{ ore/zi})$  și  $Q_T = (10...150 \text{ m}^3/\text{s})$  sunt prezentate valorile volumelor utile  $V_{us.1}(1^*)$  și  $V_{us.2}(2^*)$  (milioane  $\text{m}^3$ ).

Tabelul 4.11

Volume utile în milioane m.c.																			
t (turb.)		2						6						10					
t (pomp.)		10		14		18		10		14		18		10		14		18	
$\alpha$	$Q_T$	1*	2*	1*	2*	1*	2*	1*	2*	1*	2*	1*	2*	1*	2*	1*	2*	1*	2*
0,6	10	0,3	0,4	0,3	0,6	0,4	0,7	0,4	0,6	0,5	0,7	0,5	0,8	0,5	0,7	0,6	0,8	0,7	1,0
	50	1,3	2,1	1,6	2,8	2,0	3,5	2,0	2,8	2,3	3,5	2,7	4,2	2,7	3,5	3,1	4,2	3,4	4,9
	100	2,5	4,2	3,2	5,6	4,0	6,9	4,0	5,6	4,7	7,0	5,4	8,4	5,4	7,1	6,1	8,4	6,8	9,8
	150	3,8	6,3	4,9	8,3	5,9	10,4	5,9	8,4	7,0	10,5	8,1	12,6	8,1	10,6	9,2	12,7	10,3	14,7
0,7	10	0,3	0,5	0,4	0,6	0,5	0,8	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,8	0,6	0,8	0,7	0,9	0,7	1,1
	50	1,4	2,4	1,8	3,2	2,3	4,0	2,1	2,4	2,6	3,2	3,0	4,0	2,9	3,8	3,3	4,6	3,7	5,4
	100	2,8	4,8	3,7	6,4	4,5	8,0	4,3	4,8	5,1	6,4	5,9	8,0	5,7	7,6	6,5	9,2	7,4	10,9
	150	4,2	7,1	5,5	9,5	6,8	12,0	6,4	7,1	7,7	9,5	8,9	12,0	8,6	11,4	9,8	13,9	11,1	16,3
0,8	10	0,3	0,5	0,4	0,7	0,5	0,9	0,5	0,7	0,6	0,9	0,6	1,0	0,6	0,8	0,7	1,0	0,8	1,2
	50	1,6	2,7	2,0	3,6	2,5	4,5	2,3	3,4	2,8	4,3	3,2	5,2	3,0	4,1	3,5	5,0	4,0	5,9
	100	3,1	5,3	4,1	7,2	5,0	9,0	4,6	6,8	5,5	8,6	6,5	10,5	6,0	8,2	7,0	10,1	7,9	11,9
	150	4,7	8,0	6,1	10,8	7,6	13,5	6,8	10,2	8,3	12,9	9,7	15,7	9,0	12,3	10,4	15,1	11,9	17,8

Volumele  $V_{us.1}$  și  $V_{us.2}$  în funcție de creșterea coeficientului de reversibilitate  $\alpha$  (pentru domeniul 0.6...1.0), pentru  $Q_T = 100 \text{ m}^3/\text{s}$  la  $t_p = 14 \text{ ore/zi}$  și  $t_T = 10 \text{ ore/zi}$  cresc de la 6.1 mil.  $\text{m}^3$ , respectiv 8.4 mil.  $\text{m}^3$ , la 7.8 respectiv 11.7 mil.  $\text{m}^3$ , adică de circa 1.3...1.4 ori. Pentru  $\alpha = 0.7$ ,  $t_p = 14 \text{ ore/zi}$ ,  $Q_T = 100 \text{ m}^3/\text{s}$ ,  $V_{us.1}$  crește de la 3.7 mil.  $\text{m}^3$  la 6.5 mil.  $\text{m}^3$ , iar  $V_{us.2}$  de la 6.4 mil.  $\text{m}^3$  la 9.3 mil.  $\text{m}^3$ , pentru o mărire a lui  $t_T$  de la 2 la 10 ore/zi.

În cazul compensării zilnice ( $r = 0$ ) se obține:

$$V_{us,0} = V_{uz} = 3600 \cdot t'_p \cdot \alpha \cdot Q_T = 3600 \cdot t_T \cdot Q_T \quad (4.42)$$

În tabelul 4.12 se prezintă valorile acestor volume în raport cu  $\alpha$ ,  $Q_T$  și  $t'_p$

Tabelul 4.12

Voluma utile $V_{uz}$ în milioane m.c.						
$t$ (pomp.)		2	4	6	8	10
alfa	debit					
0.6	10	0,04	0,09	0,13	0,17	0,22
	50	0,22	0,43	0,65	0,86	1,08
	100	0,43	0,86	1,30	1,73	2,16
	150	0,65	1,30	1,94	2,59	3,24
0.7	10	0,05	0,10	0,15	0,20	0,25
	50	0,25	0,50	0,76	1,01	1,26
	100	0,50	1,01	1,51	2,02	2,52
	150	0,76	1,51	2,27	3,02	3,78
0.8	10	0,06	0,12	0,17	0,23	0,29
	50	0,29	0,58	0,86	1,15	1,44
	100	0,58	1,15	1,73	2,30	2,88
	150	0,86	1,73	2,59	3,46	4,32

Pentru același  $t'_p$ ,  $V_{uz}$  variază în funcție de  $\alpha$ , dublându-se pentru o creștere a lui  $\alpha$  de la 0.6 la 1.0. Pentru  $Q_T = 100 \text{ m}^3/\text{s}$  și  $\alpha = 0.7$ , la o variație a lui  $t'_p$  de la 2 la 10 ore/zi,  $V_{uz}$  crește proporțional cu  $t'_p$  de la 0.5 mil.  $\text{m}^3$  la 2.5 mil.  $\text{m}^3$  (de circa 5 ori).

Dacă în relațiile (4.40), (4.41) și (4.42) se înlocuiește valoarea lui  $Q_T$  egală cu:

$$Q_T = \frac{P_T}{9.81 \cdot \eta_T \cdot \eta_G \cdot \eta_{hT} \cdot H} \quad (4.43)$$

se obține:

$$V_{uz} = 0.425 \cdot t_T \cdot \frac{P_T}{H} \quad (\text{mil. m}^3) \quad (4.44)$$

$$V_{us.1} = \left[ t_T + \frac{5}{6} \cdot \alpha \cdot t_p \right] \cdot 0.425 \cdot \frac{P_T}{H} \quad (\text{mil. m}^3) \quad (4.45)$$

$$V_{us.2} = \left[ t_T + \frac{8}{5} \cdot \alpha \cdot t_p \right] \cdot 0.425 \cdot \frac{P_T}{H} \quad (\text{mil. m}^3) \quad (4.46)$$

Pentru compensarea zilnică la  $t_T = 5$  ore/zi și săptămânală cu o singură zi nelucrătoare (cu  $t_T = 5$  ore/zi și  $t_p = 14$  ore/zi) și cu două zile nelucrătoare ( $t_T = 7$  ore/zi și  $t_p = 14$  ore/zi) se obține:

$$V_{uz} = 2.125 \cdot \frac{P_T}{H} \quad (\text{mil. m}^3) \quad (4.47)$$

$$V_{us.1} = 5.60 \cdot \frac{P_T}{H} \quad (\text{mil. m}^3) \quad (4.48)$$

$$V_{us.2} = 9.64 \cdot \frac{P_T}{H} \quad (\text{mil. m}^3) \quad (4.49)$$

Pentru o putere instalată  $P_T = 500$  MW în funcție de căderea  $H(m)$ , se obțin următoarele volume utile (mil.  $m^3$ ) date în tabelul 4.13.

H(m)	Volume (mil. $m^3$ )				
	100	300	500	700	900
$V_{uz}$	10.6	3.5	2.1	1.5	1.2
$V_{us.1}$	28.0	9.3	5.6	4.0	3.1
$V_{us.2}$	48.2	16.1	9.6	6.7	5.4

Pe baza acestor date s-au trasat diagramele variației volumelor utile în funcție de cădere, pentru acumularea unei C.H.E.A.P. cu  $P_i = 500$  MW diagrame prezentate în figura 4.17. Aceste diagrame vor putea servi pentru estimarea aproximativă a volumelor utile teoretice ale lacurilor de acumulare, în faza de studii preliminare.

Așa cum s-au trasat curbele variației volumelor utile în funcție de cădere, pentru acumularea unei C.H.E.A.P. cu  $P_i = 500$  MW, se pot trasa curbele pentru orice acumulare a unei C.H.E.A.P. la diverse puteri instalate, pornind de la aceleași formule (4.47) – (4.49).

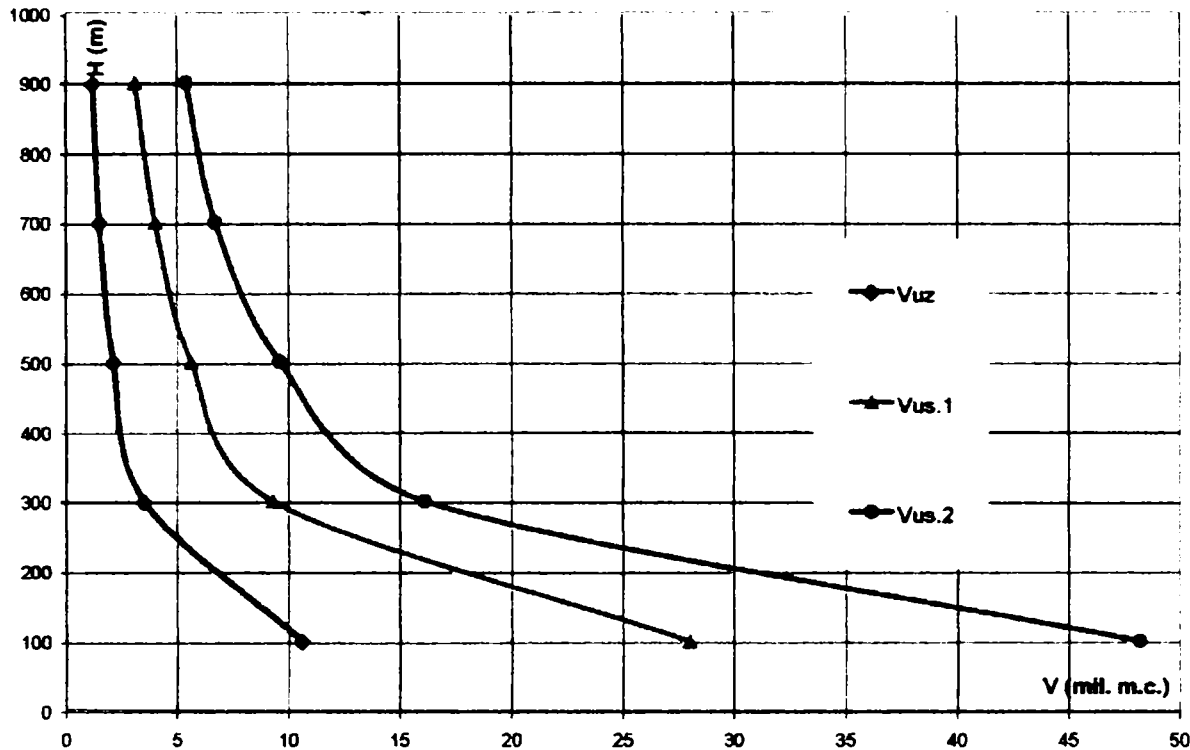


Figura 4.17 Diagramele variației volumelor utile în funcție de cădere, pentru acumularea unei C.H.E.A.P. cu  $P_i = 500$  MW

4.4.2 Cazul B: pompajul se face cu a – n<sup>a</sup> parte din puterea pompelor în zilele lucrătoare și în noaptea care urmează după o zi nelucrătoare.

În acest caz din condiția ca volumul pompat în cursul unei săptămâni să fie egal cu volumul turbinat, rezultă:

$$\left( r \cdot t_p + t_p' \right) \cdot Q_p + \left( r' - 1 \right) \cdot t_p' \frac{Q_p}{n} = r' \cdot t_T \cdot Q_T \quad (4.50)$$

Din această relație se deduce:

$$t_T = \alpha \cdot \left( \frac{r}{r'} \cdot t_p + \frac{n + r' - 1}{n \cdot r'} t_p' \right) \quad (4.51)$$

sau

$$t_p' = n \frac{r' \cdot t_T - \alpha \cdot r \cdot t_p}{\alpha \cdot (n + r' - 1)} \quad (4.52)$$

În formula  $\frac{V_{us,r}}{V_{uz}} = \frac{r'(r \cdot t_p + t_p')}{r \cdot t_p + r' \cdot t_p'}$  (relația 4.22), înlocuind valoarea lui  $t_p'$  se

obține:

$$\frac{V_{us,r}}{V_{uz}} = \frac{n \cdot r' \cdot r' \cdot t_T + \alpha \cdot r \cdot r' (r' - 1) \cdot t_p}{n \cdot r' \cdot r' \cdot t_T - \alpha \cdot r (n - 1) (r' - 1) \cdot t_p} \quad (4.53)$$

Pentru  $n=2$ , adică centrala funcționează cu jumătate din puterea pompelor, relațiile (4.51-4.53) devin:

$$t_T = \alpha \cdot \left( \frac{r}{r'} \cdot t_P + \frac{1+r'}{2 \cdot r'} t_P \right) \quad (4.54)$$

$$t'_P = 2 \cdot \left( \frac{r' \cdot t_T}{\alpha(1+r')} - \frac{r \cdot t_P}{(1+r')} \right) \quad (4.55)$$

$$\frac{V_{us,r}}{V_{uz}} = \frac{2 \cdot r' \cdot r' \cdot t_T + \alpha \cdot r \cdot r' \cdot (r'-1) \cdot t_P}{2 \cdot r' \cdot r' \cdot t_T - \alpha \cdot r \cdot (r'-1) \cdot t_P} \quad (4.56)$$

Pentru  $n=1$ , adică se funcționează cu întreaga putere a pompelor, relațiile (4.51-4.53) devin egale cu cele deduse în paragraful 4.4.1.

4.4.3. Cazul C pompajul se face în zilele lucrătoare cu a – n<sup>a</sup> parte din puterea pompelor.

În acest caz din condiția ca volumul pompelor în cursul săptămânii să fie egal cu cel turbinat rezultă:

$$(r \cdot t_P) \cdot Q_P + (r') \cdot t'_P \frac{Q_P}{n} = r' \cdot t_T \cdot Q_T \quad (4.57)$$

Din această relație se deduce:

$$t_T = \alpha \cdot \left( \frac{r}{r'} \cdot t_P + \frac{t'_P}{n} \right) \quad (4.58)$$

sau

$$t'_P = n \cdot \left( \frac{t_T}{\alpha} - \frac{r \cdot t_P}{r'} \right) \quad (4.59)$$

În formula  $\frac{V_{us,r}}{V_{uz}}$  (relația 4.22) înlocuind valoarea lui  $t'_P$  se obține:

$$\frac{V_{us,r}}{V_{uz}} = \frac{n \cdot r' \cdot t_T + \alpha \cdot r \cdot (r'-n) \cdot t_P}{n \cdot r' \cdot t_T - \alpha \cdot r \cdot (1-n) \cdot t_P} \quad (4.60)$$

Pentru  $n=2$ , adică centrala funcționează cu jumătate din puterea pompelor, relațiile (4.59 și 4.60) devin:

$$t_T = \alpha \cdot \left( \frac{r}{r'} \cdot t_P + \frac{t'_P}{2} \right) \quad (4.61)$$

$$t'_P = 2 \cdot \left( \frac{t_T}{\alpha} - \frac{r \cdot t_P}{r'} \right) \quad (4.62)$$



Înlocuind în formula  $\frac{V_{us,r}}{V_{uz}}$  valoarea lui  $t_p'$  se obține:

$$\frac{V_{us,r}}{V_{uz}} = \frac{2 \cdot r' \cdot t_T + \alpha \cdot r \cdot (r' - 2) \cdot t_p}{2 \cdot r' \cdot t_T - \alpha \cdot r \cdot t_p} \quad (4.63)$$

Pentru  $n=1$ , adică se funcționează cu întreaga putere a pompelor, relațiile (4.59-4.60) devin egale cu cele deduse în paragraful 4.4.1.

4.4.4. Comparație între cele trei cazuri

Valorile comparative pentru cele trei cazuri A,B,C cu  $t_T = 5$  ore/zi,  $t_p = 14$  ore/zi și  $\alpha = 0.715$ ,  $H = 500$  m,  $V_{uz} = 2$  mil. m<sup>3</sup> și  $n = 2$  se pot urmări în tabelul 4.14:

Tabelul 4.14

CAZUL	A	B	C
<b><u>r = 1, r' = 6</u></b>			
$t_T$ (ore/zi)	5	5	5
$t_p'$ (ore/zi)	4.66	7.99	9.32
$\frac{V_{us,1}}{V_{uz}}$	2.67	2.13	2.00
$V_{uz}$ (mil. m <sup>3</sup> )	2.00	2.00	2.00
$V_{us,1}$ (mil. m <sup>3</sup> )	5.34	4.26	4.00
<b><u>r = 2, r' = 5</u></b>			
$t_T$ (ore/zi)	7.0	6.0	6.0
$t_p'$ (ore/zi)	4.2	4.6	5.5
$\frac{V_{us,2}}{V_{uz}}$	3.29	3.19	3.00
$V_{uz}$ (mil. m <sup>3</sup> )	2.8	2.4	2.4
$V_{us,1}$ (mil. m <sup>3</sup> )	9.2	7.66	7.2
$\frac{V_{us,2}}{V_{us,1}}$	1.72	1.80	1.80

Comparând datele din acest tabel constatăm următoarele:

- pentru compensare săptămânală, cu o zi nelucrătoare, pentru aceeași durată de turbinare  $t_T = 5$  ore/zi, rezultă valori diferite pentru  $t_p'$  în cele trei cazuri, respectiv 4.66 ore/zi (caz A), 7.99 ore/zi (caz B) și 9.32 ore/zi (caz C). Raportul între volumul

util (compensare săptămânală și zilnică) descrește de la 2.67 (caz A) la 2.00 (caz C). Din acestea rezultă că pentru B și C când din necesitățile sistemului energetic nu se poate funcționa pentru pompaj decât cu jumătate din puterea instalată, volumele utile pentru cele două cazuri B și C sunt mai mici, reprezentând cca. 75% din volumul util necesar cazului A.

Pentru compensare săptămânală, cu două zile nelucrătoare, volumele utile necesare sunt cu cca. 70-80% mai mari ca în varianta cu o zi nelucrătoare săptămânală. În cazurile B și C volumele sunt mai mici (circa 0.83, respectiv cca. 0.78 din cazul A). În acest caz crește și valoarea lui  $t_T$  de la 5 ore/zi la 6-7 ore/zi valoarea lui  $t_p$  menținându-se între 4-5.5 ore/zi.

#### 4.5. Determinarea raportului dintre puterea absorbită a pompei și puterea produsă de turbină pentru o C.H.E.A.P.

Pentru pompajul pur, în care centrala produce în timpul orelor de vârf de sarcină și pompează în perioadele din afara orelor de vârf, factorii principali care determină puterea pompei și turbinei sunt [4.6]:

- mărimea și durata de utilizare a puterii care trebuie produsă;
- mărimea și durata puterii suplimentare disponibile în orele golului de sarcină;
- volumele economice ale celor două rezervoare (inferior și superior);
- turațiile specifice ale turbinei și pompei, etc.

Puterea turbinei și a pompei trebuie să fie astfel aleasă pentru a cădea în zona de mare randament a generatorului. Valoarea aproximativă a randamentului, între puterea absorbită a pompelor  $P_p$  și puterea produsă de turbină  $P_T$ , poate fi exprimată în funcție de coeficientul de reversibilitate  $\alpha$ , randamentul ciclului de pompare – turbinare  $\eta_C$  și turațiile specifice ale pompei și turbinei  $n_{SP}$ ,  $n_{ST}$ .

În ceea ce privește domeniul de variație al căderii unei C.H.E.A.P. pentru grupurile reversibile cu  $n_s > 35$ , se recomandă ca raportul  $K = \frac{H_{P_{max}}}{H_{T_{min}}} < 1.35$ , unde

$H_{P_{max}}$  reprezintă căderea de pompaj totală maximă, iar  $H_{T_{min}}$  căderea minimă netă la turbinare [4.15]. În acest caz, pentru întregul domeniu de exploatare nu sunt de așteptat vibrații, cu excepția exploatării la sarcina parțială ca turbină. Pentru mașinile cu turații specifice  $n_s < 35$ , raportul  $K$  este indicat să fie de circa 1.2, pentru a obține un raport rezonabil al puterii de turbinare maximă și a puterii de pompare maxime [4.15].

Valoarea raportului  $P_p/P_T$  în funcție de  $\alpha$  și  $\eta_C$  se deduce plecând de la relațiile:

$$P_p = \frac{9.81 \cdot Q_p \cdot H}{\eta_p} \quad (4.64)$$

$$P_T = 9.81 \cdot \eta_T \cdot Q_T \cdot H \quad (4.65)$$

Ținând seama de relațiile (4.64) și (4.65) se obține:

$$\frac{P_p}{P_T} = \frac{Q_p}{Q_T} \cdot \frac{1}{\eta_T \cdot \eta_p} = \alpha \cdot \frac{1}{\eta_C} \quad (4.66)$$

Din relația (4.66) se vede că raportul dintre puterea absorbită a pompei și puterea produsă de turbină este direct proporțional cu coeficientul de reversibilitate  $\alpha$  și invers proporțional cu randamentul total al ciclului de pompare turbinare  $\eta_C$ . Considerând randamentul total al ciclului de pompare turbinare  $\eta_C = 0.70$ , raportul dintre puterea absorbită a pompei și puterea produsă de turbină se poate urmări în tabelul 4.15.

Tabelul 4.15

$\alpha$	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
$P_p/P_T$	0.857	1.000	1.143	1.286	1.429

Se observă că raportul  $P_p/P_T$  în funcție de coeficientul de reversibilitate  $\alpha$  variază aproximativ între 0.85 și 1.50. În general, se preferă ca valoarea raportului  $P_p/P_T$  să fie egală cu unitatea, caz în care se permite o dimensionare optimă a instalațiilor electrice. Această valoare a raportului este în concordanță cu parametrii energetici ai sistemului electroenergetic național.

Raportul  $P_p/P_T$  poate fi exprimat și în funcție de turațiile specifice ale turbinei și pompei, pornind de la relațiile de definiție ale acestora, astfel:

$$n_{ST} = \frac{n \cdot \sqrt{P_T}}{H \cdot \eta_{hT} \cdot \sqrt{\sqrt{H \cdot \eta_{hT}}}} = \frac{n \cdot \sqrt{P_T}}{(H \cdot \eta_{hT})^{5/4}} \quad (4.67)$$

$$n_{SP} = \frac{n \cdot \sqrt{\eta_p \cdot P_p}}{\frac{H}{\eta_{hp}} \cdot \sqrt{\sqrt{\frac{H}{\eta_{hp}}}}} = \frac{n \cdot \sqrt{P_p} \cdot \sqrt{\eta_p}}{\left(\frac{H}{\eta_{hp}}\right)^{5/4}} = n \cdot \sqrt{P_p} \cdot \sqrt{\eta_p} \cdot \left(\frac{\eta_{hp}}{H}\right)^{5/4} \quad (4.68)$$

$$\frac{n_{SP}}{n_{ST}} = \frac{\sqrt{P_p}}{\sqrt{P_T}} \sqrt{\eta_p} \cdot (\eta_{hT} \cdot \eta_{hp})^{5/4} \quad (4.69)$$

sau:

$$\frac{P_P}{P_T} = \left( \frac{n_{SP}}{n_{ST}} \right)^2 \cdot \frac{1}{\eta_P \cdot \sqrt{(\eta_{hT} \cdot \eta_{hP})^5}} \quad (4.70)$$

unde:

- $n_{ST}$  turația specifică a turbinei;
- $n_{SP}$  turația specifică a pompei;
- $\eta_P$  randamentul pompei;
- $\eta_{hP}$  randamentul hidraulic la pompare;
- $\eta_{hT}$  randamentul hidraulic la turbinare;
- $H$  căderea (m);
- $P_P$  puterea absorbită la pompare;
- $P_T$  puterea produsă la turbinare.

Dacă în relația (4.70) se consideră valorile medii pentru:  $\eta_P = 0.9$ ;  $\eta_{hP} = 0.99$ ;  $\eta_{hT} = 0.98$ , respectiv se consideră raportul  $P_P/P_T$  egal cu unitatea, se obține  $\frac{n_{SP}}{n_{ST}} = 0.90$ .

În general fabricile constructoare de mașini au în vedere raportul  $0.9 < P_P/P_T < 1.15$ .

Folosirea grupurilor reversibile permite reducerea costului instalației de forță hidraulică cu 30-40% și a investiției generale cu circa 10-15%, datorită reducerii dimensiunii sălii mașinilor și simplificării conductelor de aducțiune [4.2].

Tendința generală este de a se proiecta agregate reversibile având căderi tot mai mari, cu puteri unitare și turații crescute; grupurile reversibile într-o treaptă de cădere au ajuns la 1110 m la SUPER-BISORTE (Franța) și 1195 m la EDOLO (Italia). Creșterea puterii unitare a agregatelor peste 350 MW duce la sporirea prețului de cost datorită complexității tehnologiei de fabricație, a transportului și a montării.

#### 4.6. Concluzii parțiale.

Din cele analizate în acest capitol se desprind următoarele:

- Echiparea C.H.E.A.P. cu mașini hidraulice reversibile prezintă avantaje economice: grupurile sunt mai ieftine, lucrările de construcții montaj sunt mai reduse și cheltuielile de exploatare minime, deși au randamente cu 1-2% mai mici;
- Determinarea corelației raționale a debitelor agregatelor Francis reversibile (raportul  $Q_P/Q_T = \alpha$ ) se face corespunzător duratelor celor două regimuri, turbinare

și pompare, care sunt legate de alura curbelor de sarcină, și va putea fi stabilită pe considerente tehnico-economice, ținând seama de variația căderilor, de debitul pentru regimul preponderent, de mărimea lacurilor de acumulare, derivații, turația și diametrul rotorului etc.;

- Volumul util teoretic al acumulării al C.H.E.A.P. cu compensare zilnică este funcție de debitul de turbinare ( $Q_T$ ) și de durata de turbinare din cursul unei zile ( $t_T$ ), corespunzătoare cerințelor de încadrare pe curbele de sarcină ale sistemului energetic național (S.E.N.).

- Volumul util al acumulării cu compensare săptămânală raportat la volumul util cu compensare zilnică este funcție de duratele de pompare (în ziua nelucrătoare  $t_p$  și în ziua lucrătoare  $t_p'$ ) [4.9].

- Volumul util al acumulării cu compensare săptămânală cu două zile nelucrătoare este mai mare cu circa 9-25% decât în cazul compensării săptămânale cu o zi nelucrătoare [4.9].

- C.H.E.A.P. cu acumulare cu compensare săptămânală, solicitate de S.E.N. a fi realizate în prima etapă în țara noastră, necesită volume de acumulare relativ mult mai mari decât în cazul celor cu regularizare zilnică. În etapa în care nevoile S.E.N. vor impune trecerea la C.H.E.A.P. cu compensare zilnică, puterea C.H.E.A.P. existente cu compensare săptămânală va putea fi mărită prin echiparea centralei cu grupuri suplimentare, constituind soluția cea mai economică de realizare a unor asemenea centrale.

#### 4.7. Bibliografie de capitol.

- [ 4.1 ] BROWN, J.G. Centrale hidroelectrice de putere mare. Editura Tehnică, București, 1970. Traducere din limba engleză "Hydroelectric engineering practice".
- [ 4.2 ] CHEN, H., DEJAN, R. Pumped storage on Overview of technology and economics. Material pregătit de firma HARZA pentru București, 5 aprilie 1995.
- [ 4.3 ] CONSTANTIN, A.T., NICOARĂ, Ș.V. Statistical anlysis of the reversible ratio at large head pumped storage plants, Buletinul Științific al U.P. Timișoara, Seria Hidrotehnica, Tom 47(61), Fascicola 1, 2002
- [ 4.4 ] CONSTANTIN, A.T., NICOARĂ, Ș.V. Primary determination of the main hydropower parameters for pumped storage plants, Buletinul Științific al U.P. Timișoara, Seria Hidrotehnica, Tom 47(61), Fascicola 1, 2002
- [ 4.5 ] DOUGLAS, T.H. Comment UK conference Reviews pumped-storage developments in Water Power and Dam Construction, nr.42, aprilie 1990.

- [ 4.6 ] INGRAM, L.,  
NICKEL, E. Adjustable speed hydroelectric turbine/generators in Water Power and Dam Construction. iulie 1995.
- [ 4.7 ] PAVEL, D. Mașini hidraulice. Ed. Energetică de Stat, București. 1954.
- [ 4.8 ] PAVEL, D. Centrale și agregate cu acumulare prin pompare. Comunicare la prima conferință națională a energeticienilor, 17-18.10.1974 București.
- [ 4.9 ] POPA, GH.,  
CONSTANTIN, A.T.,  
GÎRBACIU, C. Utile volumes of pumped storage reservoir, Analele Universității "Ovidius" Constanța. 18-20 aprilie 2002
- [4.10] SPIRIDON, D., MIȘU, N., GHERGHINA, A., POP, E. Tipuri de amenajări de centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj și posibilități de realizare în România. Sesiune științifică, 1979.
- [4.11] SPIRIDON, D. Determinarea preliminară a principalilor parametrii hidroenergetici ai centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj. Energetica 30, nr. 9/1982.
- [4.12] SPIRIDON, D. Considerații privind parametrii hidroenergetici principali ai CHE cu acumulare prin pompaj, echipate cu mașini hidraulice reversibile. Energetica nr. 11/1982.
- [4.13] WILSON, D.,  
HINDLEY, M. World focus on pumped storage, International Water Power and Dam Construction, iunie-iulie 1995.
- [4.14] \*\*\*\*\* The world's pumped storage plants, Water Power and Dam Construction, nr.1, 1981, pag. 68-69.
- [4.15] \*\*\*\*\* Toshiba pump storage power plant. Ediție specială pentru simpozionul de la Târgul de la Leipzig, martie 1976.
- [4.16] \*\*\*\*\* Studii privind încadrarea în S.E.N. și pe curbele de sarcină a C.H.E.A.P. întocmite de I.S.P.E. și I.S.P.H. până în 1989.



## CAPITOLUL 5.

## OPTIMIZAREA FUNCȚIONĂRII CENTRALEI HIDROELECTRICE DE ACUMULARE PRIN POMPAJ TARNIȚA-LĂPUȘTEȘTI

### 5.1. Considerații generale.

În acest paragraf este prezentat pe scurt o parte din baza teoretică a programului EPANET, program ce permite simularea curgerii apei în rețele de galerii și conducte sub presiune. Se face referire numai la cazul modelării unui sistem complex de centrală hidroelectrică cu acumulare prin pompaj, de tipul celui studiat în lucrare. Informațiile prezentate, nu reprezintă în mod explicit teoria generală a curgerii apei în conductele sub presiune, ci au ca scop înțelegerea procedurii de lucru al programului menționat, în vederea unei utilizări corespunzătoare, respectiv a unei interpretări corecte a rezultatelor obținute. Totodată, se arată, că unui program destinat anterior, alimentării cu apă, i se pot aduce îmbunătățiri, în vederea simulării curgerii prin sisteme hidrotehnice complexe, de genul amenajărilor hidroenergetice cu derivație.

#### 5.1.1. Metoda de calcul hidraulic

În cele ce urmează se abordează problema calculului hidraulic la regimuri tranzitorii ale C.H.E.A.P. cu circuit închis, cum este cazul C.H.E.A.P. Tarnița – Lăpuștești, ținând seama de specificul și particularitățile de funcționare ale acestor tipuri de uzine. În figura 5.1 se prezintă schema unei C.H.E.A.P. cu circuit închis în două variante: a.) turbina și pompa sunt dispuse pe circuite hidraulice diferite;

b.) turbina și pompa sunt dispuse coaxial.

#### A. *Metoda analitică*

După cum se știe [5.4], în studiul mișcării nepermanente a apei în sistemul galerie – castel, se poate utiliza pentru calculul saltului maxim ecuația mișcării scrisă sub forma:

$$\frac{d^2\zeta}{d\tau^2} + \frac{1}{2} \left| \frac{d\zeta}{d\tau} \right| \cdot \frac{d\zeta}{d\tau} + \zeta = 0 \quad (5.1)$$

unde:  $\zeta$  - parametrul pierderii de sarcină, mărime adimensională dată de raportul dintre  $Z$  și  $Z_*$ . ( $\zeta = Z/Z_*$ );

$Z$  - cota nivelului apei în castelul de echilibru, iar  $Z_* = \frac{L \cdot F}{k \cdot f}$ ;

$L$  - lungimea galeriei de aducțiune;

$F$  - aria secțiunii orizontale a castelului de echilibru la oglinda apei;

$f$  - aria secțiunii galeriei de aducțiune,  $f = \pi \cdot d^2/4$ ;

$k$  - notație folosită pentru expresia  $(\lambda \cdot \frac{L}{d} + \sum \zeta) \cdot \frac{F^2}{f^2}$ ,  $\lambda$  fiind coeficientul de rezistență, iar  $d$  diametrul galeriei de aducțiune;

$\tau = \frac{t}{T_*}$  - mărime adimensională între timpul curent  $t$  și  $T_*$ ,  $T_* = \sqrt{\frac{L \cdot F}{g \cdot f}}$ .

Această ecuație (5.1) prezintă condițiile inițiale (5.2):

$$\begin{aligned} \tau = \tau_0 &\Rightarrow \zeta|_{\tau=\tau_0} = \frac{Z_0}{Z} = \zeta_0 \\ \left. \frac{d\zeta}{d\tau} \right|_{\tau=\tau_0} &= \frac{T_*}{Z_*} \cdot \left. \frac{dZ}{dt} \right|_{t=t_0} = \sqrt{-2 \cdot (1 + \eta)} \cdot \zeta_0 \end{aligned} \tag{5.2}$$

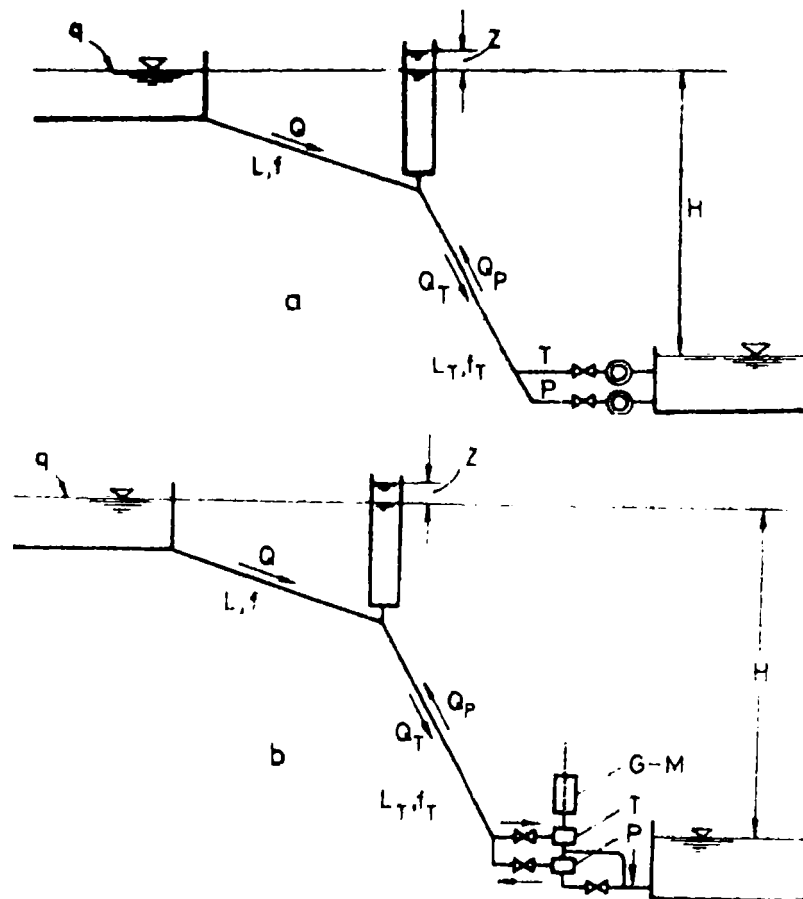


Figura 5.1 Schema unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj în circuit închis

Pentru calculul saltului maxim, ecuația mișcării, respectiv condițiile inițiale sunt date de expresiile (5.3) și (5.4):

$$\frac{d^2\zeta}{d\tau^2} + \frac{1}{2} \cdot \left( \frac{d\zeta}{d\tau} \right)^2 + \alpha \cdot \frac{d\zeta}{d\tau} + \zeta + \frac{\alpha^2}{2} = 0 \quad (5.3)$$

$$\tau = \tau_0 \Rightarrow \zeta|_{\tau=\tau_0} = 0, \quad \left. \frac{d\zeta}{d\tau} \right|_{\tau=\tau_0} = -\alpha \cong \sqrt{-2 \cdot \zeta_f} \quad (5.4)$$

unde s-au adoptat următoarele mărimi adimensionale:

$$\eta = \frac{h_d}{h_a} = \frac{\zeta_d \cdot d}{\lambda_1 \cdot L}, \quad Z_* = \frac{f \cdot d}{(\eta \pm 1) \cdot \lambda_1 \cdot F} \quad (5.5)$$

respectiv notațiile:

$\lambda_1$  - coeficient de rezistență locală pe galeria de aducțiune,

$\eta$  - coeficient de rugozitate al galeriei de aducțiune,

$\zeta_d$  - coeficient de rezistență locală în diafragmă,

$h_a, h_d$  - pierderile de sarcină longitudinală pe aducțiune, respectiv locală în diafragmă.

În relația (5.5) se ia semnul plus atunci când vitezele apei din galeria de aducțiune și castel sunt de același semn, iar semnul minus când vitezele respective sunt de semne contrare.

În cazul C.H.E.A.P., calculul nivelurilor extreme din castel se efectuează pentru următoarele tipuri de manevre de debit la centrală:

- pornirea și oprirea turbinelor;
- oprirea pompelor;

corespunzătoare debitelor maxime turbinate și respectiv pompate ale centralei. Manevra de pornire a pompelor nu constituie o manevră semnificativă deoarece în exploatare această manevră se efectuează eșalonat în timp. Adaptând soluțiile ecuațiilor (5.1) și (5.3) la tipurile de manevre specifice C.H.E.A.P., se obțin următoarele rezultate pentru salturile extreme din castel.

*Manevra de pornire a turbinelor.* Saltul minim se calculează din relația:

$$\zeta_{\min} = \zeta_f - \frac{\sqrt{-2 \cdot \zeta_f}}{1 + 0.35 \cdot \sqrt{-\zeta_f} - \zeta_f} \quad (5.6)$$

unde  $\zeta_f = -\frac{h_a}{Z_*}$  corespunde regimului permanent final.

*Manevra de oprire a turbinelor.* Saltul maxim se calculează din relația:

$$\zeta_{\max} + \ln(1 - \zeta_{\max}) = \zeta_0 + \ln(1 + \eta \cdot \zeta_0) \quad (5.7)$$

unde  $\zeta_0 = -\frac{h_a}{Z_*}$  corespunde regimului permanent inițial.

*Manevra de oprire a pompelor.* Saltul minim se calculează din relația:

$$|\zeta_{\min}| + \ln(1 - |\zeta_{\min}|) = -\zeta_0 + \ln(1 - \eta \cdot \zeta_0) \quad (5.8)$$

unde  $\zeta_0 = -\frac{h_a}{Z_*}$  corespunde regimului permanent inițial.

### B. Metoda numerică

În cadrul acestei metode se utilizează ecuațiile mișcării scrise sub forma (5.9):

$$\begin{aligned} \frac{L}{g} \cdot \frac{dW}{dt} + Z + P + R &= 0 \\ W_f &= F \cdot \frac{dZ}{dt} + Q_{T,P} \\ Q_{T,P} &= \Phi(t) \end{aligned} \quad (5.9)$$

cu pierderile de sarcină longitudinale și locale exprimate prin relațiile (5.10):

$$P = P' W |W| \quad R = R' V_s |V_s| \quad (5.10)$$

unde:  $W$  – viteza apei în galerie,  $g$  – accelerația gravitațională,  $Z$  – cota nivelului apei din castel,  $P'$  și  $R'$  – coeficienți de pierdere de sarcină longitudinală din galerie și respectiv locală din strangularea castelului,  $V_s$  – viteza apei din strangularea castelului.

În metoda de rezolvare numerică, sistemul de ecuații (5.9) se scrie în diferențe finite și se rezolvă iterativ pe pași de timp succesivi printr-un algoritm de calcul specific. La C.H.E.A.P. cu circuit închis, la care turbinele și pompele sunt dispuse coaxial (fig.5.1 b) manevra de pornire a pompelor se realizează în exploatare prin pornirea prealabilă a turbinelor, după care se efectuează manevre corespunzătoare de vane, care asigură pornirea pompelor. Această manevră de debit produce o schimbare a sensului curgerii pe conducta (galeria) forțată, într-un interval de timp relativ scurt și poate constitui manevra cea mai defavorabilă pentru saltul maxim din castel [5.2].

Deoarece ea se realizează după anumite tipuri specifice de manevre de debit la centrală, situațiile cele mai defavorabile de niveluri în castel se pot depista numai cu ajutorul metodelor numerice. În acest caz, calculele hidraulice servesc atât la dimensionarea corespunzătoare a castelului de echilibru cât și la găsirea unor tipuri de manevre de debit optime pentru exploatare. Calculul loviturii de berbec din conducta (galeria) forțată se efectuează la manevrele de debit la centrală menționate,

atât la turbinare cât și la pompare, și se rețin valorile extreme ale presiunilor pentru dimensionarea conductei (galeriei) forțate [5.3].

### 5.1.2. Modelarea hidraulică a curgerii prin conducte sub presiune - EPANET

Metoda folosită de programul EPANET [5.5], pentru a rezolva ecuațiile de continuitate și pierdere de sarcină ce caracterizează fenomenul hidraulic în sistemul de galerii, la un anumit moment, poate fi considerată ca un hibrid de abordare punctiform-ciclic, fiind așa numita „Metoda Gradientului”.

Dacă se consideră o rețea de conducte cu  $N$  noduri și  $NF$  noduri fixe (rezervoare), relația debit – pierdere de sarcină între două noduri oarecare  $i$  și  $j$  ale unei conducte poate fi scrisă:

$$H_i - H_j = h_{ij} = r \cdot Q_{ij}^n + m \cdot Q_{ij}^2 \quad (5.11)$$

unde:  $H$  – sarcina nodală,  $h$  – pierderea de sarcină,  $r$  – coeficient de rezistență,  $Q$  – debit,  $m$  – coeficientul pierderilor de sarcină minore.

Valoarea coeficientului de rezistență depinde de formula pierderii de sarcină prin frecare ce va fi aplicată, programul dispunând de formulele: Hazen – Williams, Darcy – Weisbach, Chezy - Manning. Pentru pompe, pierderea de sarcină (negativul câștigului de sarcină) poate fi reprezentată ca o funcție exponențială de forma:

$$h_{ij} = -\omega^2 \cdot \left( h_0 - r \cdot \left( \frac{Q_{ij}}{\omega} \right)^n \right) \quad (5.12)$$

unde:  $h_0$  – sarcina la închiderea pompei,  $\omega$  – viteza relativă a pompei, iar  $r$  și  $n$  sunt coeficienți ai curbei pompei.

Al doilea set de ecuații ce trebuie îndeplinite este reprezentat de continuitatea curgerii în fiecare nod:

$$\sum_n Q_{ij} - D_i = 0, \quad \text{pentru } i = 1 \dots N \quad (5.13)$$

unde:  $D_i$  – debitul necesar în nodul  $i$  (prin convenție curgerea înspre nod este considerată ca debit pozitiv).

Pentru un set de sarcini cunoscute în noduri, se caută o soluție pentru toate sarcinile  $H_i$  și debitele  $Q_{ij}$  care satisfac ecuațiile (5.11) și (5.13). Metoda Gradientului începe cu valori estimate ale debitului în fiecare conductă, nefiind necesar ca aceste valori să satisfacă ecuațiile de continuitate a debitului. La fiecare iterație a metodei sunt obținute sarcinile nodale prin rezolvarea următoarei ecuații matriceale:

$$A \cdot H = F \quad (5.14)$$

unde:  $A$  – matrice Jacobiană ( $N \times N$ ),  $H$  – vectorul necunoscut al sarcinilor nodale ( $N \times 1$ ),  $F$  – vectorul termenilor liberi ( $N \times 1$ ). Elementele de pe diagonala principală a matricei Jacobiene sunt  $A_{ii} = \sum_j p_{ij}$ , iar restul elementelor nenule

$A_{ij} = -p_{ij}$ , unde  $p_{ij}$  – derivata (inversă) pierderilor de sarcină în conducta ce leagă nodurile  $i$  și  $j$ , în funcție de debit, pentru conducte, respectiv pentru pompe având

$$\text{expresiile: } p_{ij} = \frac{1}{n \cdot r \cdot |Q_{ij}|^{n-1} + 2 \cdot m \cdot |Q_{ij}|}, \quad p_{ij} = \frac{1}{n \cdot \varpi^2 \cdot r \cdot \left(\frac{Q_{ij}}{\varpi}\right)^{n-1}}$$

Fiecare termen liber constă dintr-un debit neechilibrat la care se adaugă un factor de corecție al acestuia:  $F_i = \left( \sum_j Q_{ij} - D_i \right) + \sum_j y_{ij} + \sum_f p_{if} \cdot H_f$ , unde ultimul

termen este valabil pentru orice conductă ce leagă un nod  $i$  de un nod  $f$  de tip rezervor. Factorul de corecție al debitului  $y_{ij}$  pentru conducte, respectiv pentru

pompe este:  $y_{ij} = p_{ij} \cdot \left( r \cdot |Q_{ij}|^n + m \cdot |Q_{ij}|^2 \right) \cdot \text{sgn}(Q_{ij})$ , respectiv

$$y_{ij} = -p_{ij} \cdot \varpi^2 \left( h_0 - r \cdot \left( Q_{ij} / \varpi \right)^n \right)$$

unde  $\text{sgn}(x)$  este 1 dacă  $x > 0$  și -1 în celelalte cazuri ( pentru pompe  $Q_{ij}$  este tot timpul pozitiv). După ce sunt obținute noile sarcini prin rezolvarea ecuației (5.14), noile valori ale debitului se determină cu relația:

$$Q_{ij} = Q_{ij} - (y_{ij} - p_{ij} \cdot (H_i - H_j)) \quad (5.15)$$

Dacă diferența dintre două valori ale debitului, succesiv determinate în fiecare conductă de legătură este mai mare decât o anumită eroare admisă (de ex. 0.001) se reia rezolvarea iterativă.

În mod practic programul EPANET aplică această metodă prin următorii pași principali:

1. Se rezolvă sistemul de ecuații (5.14) utilizând o metodă matriceală bazată pe rearanjarea nodurilor (George and Liu, 1981);
2. Pentru prima iterație valoarea debitului din fiecare conductă se alege ca fiind cea corespunzătoare unei viteze de 1 m/s, iar pentru debitul din fiecare pompă se dispune cel impus prin proiect;
3. Se calculează coeficientul de rezistență  $r$  în fiecare conductă în funcție de formula aplicată pentru pierderea de sarcină. Pentru lucrarea de față în care s-a aplicat ecuația Darcy-Weisbach, factorul de frecare  $f$  este determinat prin diverse ecuații în funcție de numărul Reynolds:



- pentru  $Re < 2000$ , formula Hagen-Poiseuille (Bhave, 1991):  $f = 64/Re$  ;

- pentru  $Re > 4000$ , formula Swamee-Jain (Bhave, 1991):

$$f = 0.25 / \left[ \ln \left( \frac{\varepsilon}{3.7 \cdot d} + \frac{5.74}{Re^{0.9}} \right) \right]^2$$

- pentru  $2000 < Re < 4000$ , se folosește o interpolare cubică a diagramei lui Moody (Dunlop, 1991):

$$f = (X_1 + R(X_2 + R(X_3 + X_4))), \quad R = Re/2000, \text{ iar } (X_i)_{i=1...4} \text{ fiind:}$$

$$X_1 = 7 \cdot FA - FB, \quad X_2 = 0.128 - 17 \cdot FA + 2.5 \cdot FB,$$

$$X_3 = -0.128 + 13 \cdot FA - 2 \cdot FB, \quad X_4 = R \cdot (0.032 - 3 \cdot FA + 0.5 \cdot FB)$$

$$FA = (Y_3)^{-2}, \quad FB = FA \cdot \left( 2 - \frac{0.00514215}{Y_2 \cdot Y_3} \right)$$

$$Y_2 = \frac{\varepsilon}{3.7 \cdot d} + \frac{5.74}{Re^{0.9}}, \quad Y_3 = -0.86859 \cdot \ln \left( \frac{\varepsilon}{3.7 \cdot d} + \frac{5.74}{4000^{0.9}} \right)$$

unde  $\varepsilon$  - rugozitatea conductei,  $d$  - diametrul conductei;

4. Se convertește coeficientul pierderilor de sarcină minore din cel bazat pe sarcina viteză în cel bazat pe debit:  $m = 0.0251 \cdot K/d^4$  ;

5. Vanelor li se atribuie o valoare  $r$  considerând că acestea se comportă ca și conducte fine ( $f=0.02$ ) a căror lungime este dublul diametrului vanei. Aceste conducte se consideră că respectă o relație liniară între pierderea de sarcină și factorul de rezistență;

6. La fiecare a doua iterație se realizează verificarea parametrilor pentru pompe, vane, și conductele de legătură la rezervoare, iar după a zecea iterație verificarea se va efectua numai la sfârșitul calculului când este atinsă convergența. Verificarea vanelor de control se realizează la fiecare iterație;

7. Pe parcursul verificării parametrilor pompele sunt închise dacă câștigul de sarcină este mai mare decât sarcina maximă pentru a preveni curgerea inversă, iar conductele de legătură cu rezervoarele sunt închise dacă diferența de sarcină în lungul acestora ar cauza o secare a unui rezervor gol sau o umplere a unui rezervor plin. Pompele sau conductele odată închise vor fi redeschise la următoarea verificare dacă situațiile amintite nu mai sunt valabile;

8. Dacă un stagiou de verificare determină închiderea unei pompe sau conducte, debitul în acestea este impus la valoarea  $3 \times 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$ . Când o pompă este redeschisă, debitul prin aceasta este calculat din curba caracteristică pe baza sarcinii câștigate. Când o conductă este redeschisă debitul prin aceasta este calculat cu ecuația (5.11), în funcție de pierderea de sarcină curentă  $h$ , neglijând pierderile minore (locale);

9. Coeficienții matriceali pentru vanele de control a debitului sunt calculați după ce au fost analizate toate celelalte conducte de legătură;
10. Pentru o vană activă de control a debitului între nodurile oarecare  $i$  și  $j$ , debitul impus acesteia  $Q_{set}$  se adaugă la debitul care părăsește nodul  $i$  și intră în nodul  $j$ , respectiv este scăzut din termenul liber  $F_i$  și adăugat termenului  $F_j$ . Dacă sarcina în nodul  $i$  este sub cea din nodul  $j$ , vana nu poate furniza debitul  $Q_{set}$ , fiind considerată ca și o conductă deschisă;
11. Odată ce convergența este îndeplinită se realizează o nouă verificare a parametrilor pompelor, vanelor de control a debitului și a conductelor de legătură cu rezervoarele. Dacă rezultatele acestei verificări arată o abatere a parametrilor, calculul se continuă cu cel puțin două iterații în plus față de faza de convergență. Dacă rezultatele verificării sunt corespunzătoare înseamnă că a fost obținută soluția finală;
12. Pentru o perioadă de simulare extinsă este implementată următoarea procedură:
  - a. După ce se obține o soluție pentru perioada curentă de timp, pasul de timp pentru următoarea soluție este minimul dintre timpul până la următoarea perioadă de cerere; cel mai scurt timp pentru umplerea sau golirea unui rezervor; cel mai scurt timp în care nivelul dintr-un rezervor atinge un punct ce declanșează modificarea statutului unui element (de ex. se închide o pompă); timpul ce urmează până când modificarea statutului legăturii este anulată; timpul ce urmează până la momentul în care o regulă de control impusă determină modificarea statutului unui element oarecare din sistem. Momentul de activare a regulilor de control este determinat după cum urmează:
    - \* Începând cu momentul curent, regulile de control sunt verificate la un pas de timp impus (valoarea implicită este de 1/10 din pasul de timp considerat pentru calculul hidraulic);
    - \* După această perioadă, pasul de timp este reactualizat ca și pasul de timp corespunzător nivelului apei din rezervor;
    - \* Dacă sunt îndeplinite condițiile din regulile de control, atunci aceste acțiuni sunt trecute în lista programului. După ce toate regulile de control au fost evaluate, iar lista programului nu este goală, se trece la o nouă etapă. Dacă pe parcursul evaluării o condiție a regulilor de control a fost modificată, atunci este impusă o nouă soluție hidraulică, iar procesul este reluat de la început;

\* Dacă nu se produc modificări în regulile de control, iar lista programului este curată, pasul de timp impus din calculul hidraulic este reținut.

b. Se adaugă pasul de timp obținut, se determină noile niveluri în rezervoare pe baza soluției curente a debitului iar regulile de control sunt utilizate pentru a stabili care elemente au statutul modificat

c. Este început un nou set de iterații cu ecuațiile (5.14) și (5.15) pe baza caracteristicilor obținute (debite curente).

### 5.1.3. Elemente generale componente ale programului EPANET

#### *Componente fizice*

Modelul EPANET este format din o rețea de conducte, conductele fiind conectate în noduri. Rețeaua este alcătuită din conducte, pompe și vane de control, iar nodurile sunt, fie noduri de intersecție, fie rezervoare (figura 5.2).

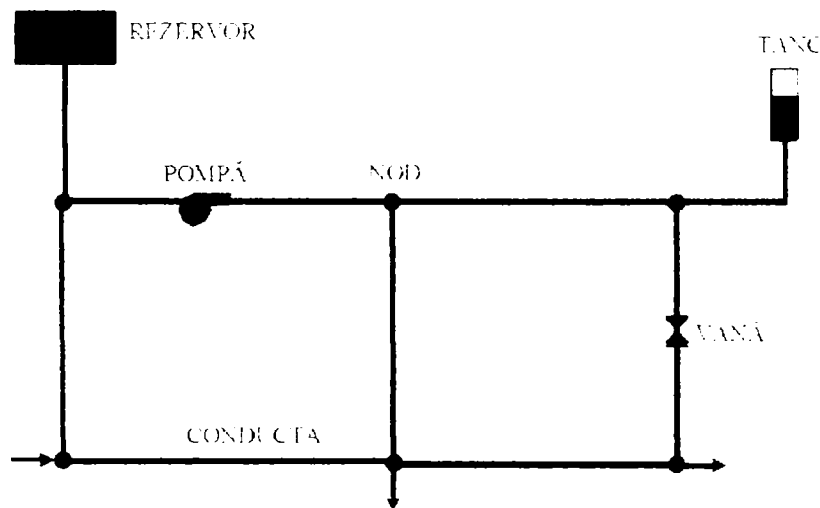


Figura 5.2 Elemente componente – generale - ale modelării cu programul EPANET

*Nodurile* sunt punctele rețelei în care se intersectează două elemente ale rețelei, în care apa intră sau iese din rețea. Datele de intrare necesare definirii acestora sunt: cota punctului raportată la un sistem de referință, cerința de apă din punct, respectiv calitatea apei. Datele de ieșire redau în fiecare moment al perioadei de simulare, căderea apei, presiunea și calitatea apei.

*Rezervoarele* sunt noduri ale rețelei ce constituie o sursă infinită de apă pentru aceasta, drept pentru care nu au fost utilizate în modelarea sistemului hidroenergetic. Cu ajutorul rezervoarelor se pot modela lacuri, râuri, ape subterane respectiv surse de apă potabilă.

*Tancurile* sunt noduri de înmagazinare a volumelor de apă, în care, volumele de apă stocate pot varia în timp pe durata simulării. Acestora le este specificată cota,

diametrul, nivelul inițial, minim și maxim al apei, obținând în final nivelul apei (căderea) în fiecare moment al simulării.

*Conductele* sunt elementele modelului ce asigură circulația apei de la un nod la altul, EPANET considerându-le tot timpul umplute. Direcția de curgere este tot timpul dinspre nodul cu sarcină mai mare spre cel cu sarcină mai mică. Pentru aceste elemente se specifică nodul de început și sfârșit, diametrul, lungimea, coeficientul de rugozitate, respectiv starea la începutul simulării. Datele finale în urma simulării includ debitul, viteza, pierderea de sarcină și factorul de frecare Darcy-Weisbach.

*Pompele* sunt elementele modelului ce consumă energie pentru a ridica apa la nivelul dorit. Datele de intrare se referă la nodul de început și sfârșit al dispunerii pompei, respectiv la curba caracteristică a pompei (debit - cădere). Datele de ieșire sunt debitul respectiv înălțimea câștigată prin pompaj, energia consumată, costul pompării. Se poate modela pompa cu viteză variabilă sau cu închidere - deschidere dictată de un timp anterior definit.

*Vanele* sunt elemente ce limitează presiunea sau debitul într-un punct al rețelei. Datele de intrare se referă la nodul de început și sfârșit, diametrul, statutul și valoarea admisă pentru debit, datele de ieșire incluzând debitul și pierderea de sarcină. Din multitudinea de vane de care dispune programul s-au folosit vanele de tip FCV (vane control debit).

### ***Componente auxiliare***

În completarea elementelor fizice, EPANET introduce trei tipuri de obiecte informaționale – curbe, modele de timp și reguli de control – ce descriu comportarea și aspectele operaționale în sistem.

*Curbele* sunt grafice ce descriu relația existentă între două cantități, EPANET folosind următoarele tipuri: curba pompei, curba de eficiență, curba de volum, curba pierderilor de sarcină. Curba pompei descrie relația dintre sarcina și debit când pompa funcționează la viteza nominală, existând posibilitatea modelării curbei printr-un punct, trei puncte sau mai multe, respectiv modelarea pompei cu viteză variabilă. Curba de eficiență ajută la determinarea eficienței pompei (în procente) în funcție de valoarea debitului pompat de aceasta. Curba de volum determină volumul de apă stocat în tanc în funcție de nivelul apei din tanc, această curbă permite astfel simularea unui lac de acumulare, aceasta fiind identică cu curba orografică  $V=V(H)$ . Curba pierderilor de sarcină descrie relația existentă între pierderea de sarcină, măsurată în metri și valoarea debitului.

*Modelele de timp* reprezintă o colecție de multiplicatori ce pot fi aplicați unor cantități ce variază în timp: cerințe din nod, căderi în rezervoare, funcționare pompe, calitate apă, etc.

*Regulile de control* sunt reguli ce determină funcționarea în timp a rețelei, specificând starea elementelor selectate la un moment dat, nivelul apei din tancuri și presiunea în anumite puncte ale rețelei. Există două categorii de reguli de control ce pot fi utilizate: simple și de bază. Regulile de control simple modifică starea elementelor rețelei în funcție de nivelul apei din tanc, presiunea dintr-un punct, momentul de timp al simulării, timpul zilei. Regulile de control de bază permit modificarea statutului respectiv a caracteristicilor elementelor rețelei bazându-se pe o combinație a stărilor hidraulice ce există în rețea înainte și după simularea hidraulică.

## 5.2. Modelarea centralei hidroelectrice cu acumulare prin pompaj (C.H.E.A.P.) Tarnița – Lăpuștești

### 5.2.1. Descrierea C.H.E.A.P Tarnița-Lăpuștești.

Pentru a face posibilă interconectarea S.E.N. la UCPTTE, în condițiile în care primul grup nuclear de la C.N.E. Cernavodă, cu puterea de 700 MW este în exploatare comercială și se preconizează finalizarea investiției la grupul al doilea, se impune realizarea unei amenajări cu acumulare prin pompaj de mare putere, o centrală de sistem care să îndeplinească mai multe funcțiuni, în afara preluării excedentului de putere / energie în golul de sarcină.

Amenajarea hidroenergetică cu acumulare prin pompaj, de mare putere și cu manevrabilitate foarte bună este posibil să se realizeze în România în mai multe amplasamente, care oferă condiții de relief, geologice și hidrologice foarte bune.

Până în prezent, în țară au fost investigate mai multe amplasamente, urmărindu-se realizarea compensării săptămânale cu 2 zile nelucrătoare, cu puteri instalate de 1000 MW sau 500 MW: Dubova pe Dunăre, Argeș pe Topolog, Măcin pe Dunăre, Nehoiș pe Siriu [5.6].

În ordinea eficienței economice, s-a reținut amplasamentul Tarnița – Lăpuștești pe râul Someșul Cald, care prezintă avantajul că lacul de acumulare Tarnița poate fi utilizat ca rezervor inferior. Acest amplasament beneficiază de condiții naturale prielnice construirii unei C.H.E.A.P., având pe versantul stâng, în imediata apropiere a lacului Tarnița – existent – un platou pe dealul Lăpuștești, de cotă 1070 m.d.M., ce permite realizarea rezervorului superior la o diferență de cotă de cca. 540 m, cu o derivație scurtă de cca. 2.3 km, rezultând raportul  $L/H = 4.26$ , favorabil. Amenajarea ar fi prima din România în care se construiește o C.H.E.A.P. fiind situată în Nord-Vestul țării, în Ardeal, zonă cu deficit de energie, la cca. 30 km. est de orașul Cluj (figura 5.3).



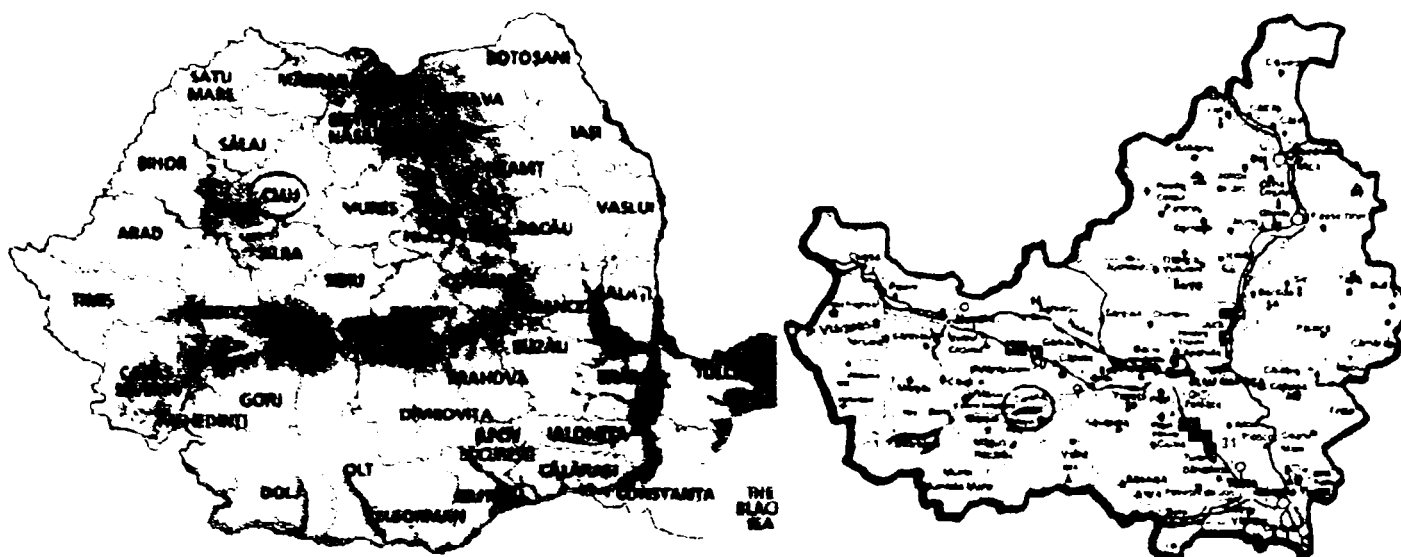


Figura 5.3 Localizarea C.H.E.A.P. Tarnița - Lăpușești

În vederea construirii C.H.E.A.P. Tarnița-Lăpușești, la nivelul țării, începând cu 1990 s-au efectuat mai multe studii de fezabilitate, realizate de diverse firme, dintre acestea, semnificative fiind:

1. Studiu I.S.P.H. – decembrie 1994;
2. Studiu consorțiu japonez coordonat de E.P.D.C. – martie 2000.

Indiferent de firma ce a realizat studiul de fezabilitate, pentru echiparea C.H.E.A.P. Tarnița – Lăpușești s-au avut în vedere 2 sau 4 grupuri reversibile cu turbină – pompă de tip Francis, cu putere unitară de 250 MW, C.H.E.A.P. Tarnița – Lăpușești constând din următoarele amenajări și uvraje (figura 5.4, 5.5, 5.6):

- rezervorul superior realizat pe platoul Lăpușești, pe malul stâng al lacului de acumulare Tarnița; este un lac artificial, fără aport natural de debit;
- derivația sub presiune care constă din galerie forțată unică între rezervorul superior și centrală și două galerii de fugă prevăzute cu castel de echilibru aval, care fac legătura hidraulică între centrală și lacul de acumulare Tarnița
- centrala subterană, care adăpostește grupurile hidroenergetice reversibile, transformatoarele, stațiile electrice, instalațiile și sistemele anexe și auxiliare; centrala este prevăzută cu o galerie de acces de cca. 800 - 900 m lungime
- rezervorul inferior este lacul de acumulare Tarnița de pe râul Someșul Cald, aflat în exploatare de peste 20 de ani.

În afara acestor obiecte principale ale amenajării s-au prevăzut toate utilitățile necesare, drumuri de acces, liniile electrice, construcțiile la suprafață necesare pentru exploatare, etc.







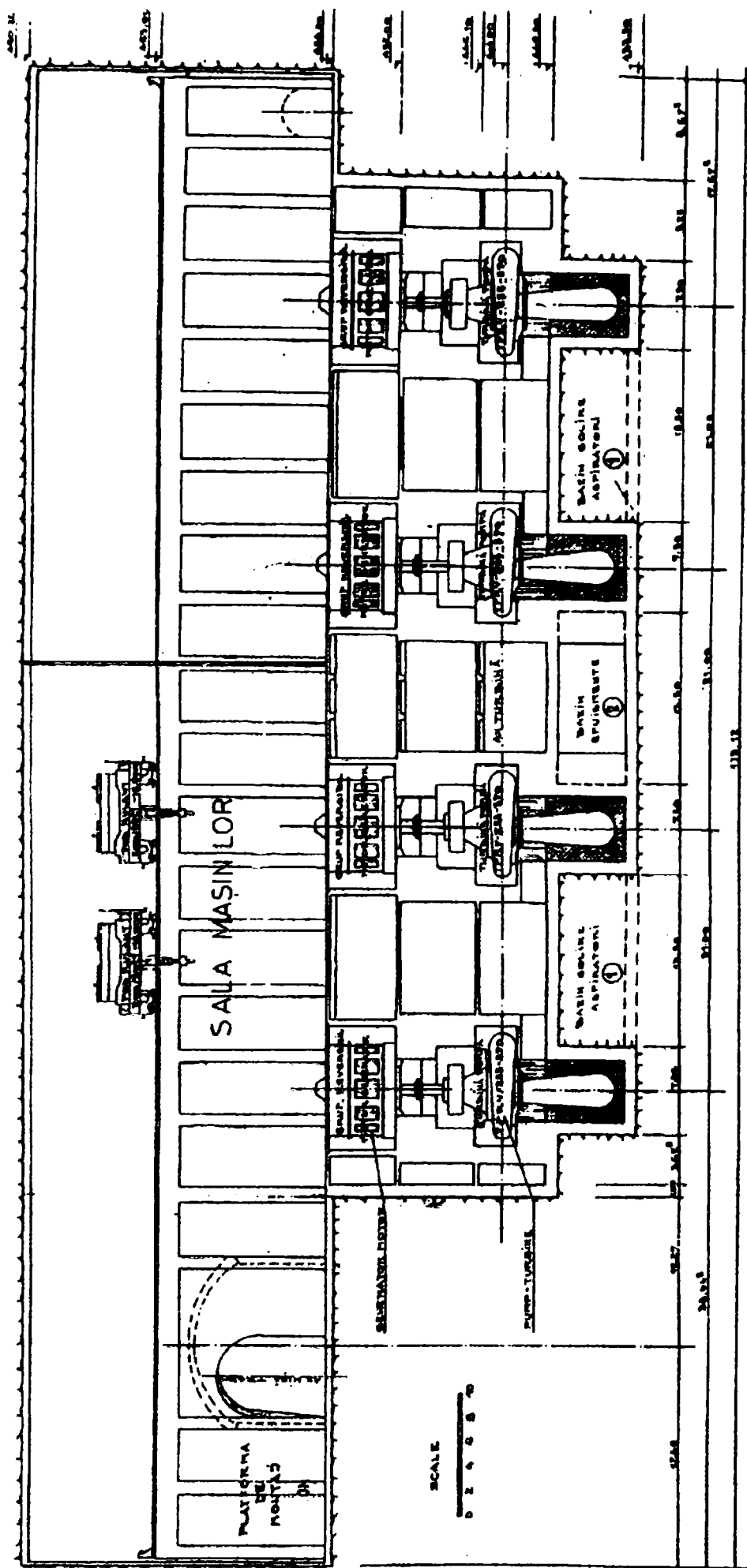


Figura 5.6. Profil longitudinal prin sala mașinilor C.H.E.A.P. Tarnița - Lăpuștești

Prizele de apă superioare sunt amplasate în acumularea superioară într-o bașă pozată la cca. 70 m distanță de piciorul digului, având rolul de a asigura admisia apei în derivație la funcționarea grupurilor din centrală ca turbine, cât și la deubșarea în acumularea superioară a apelor pompate din acumularea Tarnița. Acestea sunt de tip poligonal cu grătare verticale, racordurile cu galeria de mare presiune având diametrul de 4.80 m.

Casa vanei priză asigură închiderea accesului apei și punerea la uscat a tronsonului de mare presiune pentru a permite controlul, revizia, reparațiile și oprirea funcționării în caz de avarie. Este prevăzută cu o vană plană și o vană batardou în puț umed, echipamentul de închidere fiind calculat pentru o presiune de 100 m.c.a.

Derivația de mare presiune asigură transportul apei pe o galerie blindată între acumularea superioară și centrală. Lungimea și diametrul derivației de mare presiune sunt de 1096 m, respectiv 6.00 m. Între puțul prizei cu  $H = 46$  m și casa vanei pe o lungime de 200 m galeria este orizontală urmând tronsonul înclinat cu  $45^{\circ}$  față de orizontală, cu lungimea de 790 m. Între tronsonul înclinat și centrală este un tronson orizontal de 60 m ce include distribuitorul.

Centrala este amplasată la limita inferioară a derivației de mare presiune fiind compusă din:

- caverna sălii mașinilor de dimensiuni 115x23x45 m, dimensiuni determinate de amplasarea celor patru grupuri reversibile binare, cu putere unitară de 250 MW, cu distanța între axe de 21 m și platforma de montaj cu o lungime de 35 m amplasată la unul din capetele centralei unde ajunge galeria de acces principal în centrală. Cota axului turbinei este de 444.00 m.d.M.;
- caverna transformatorului de dimensiuni 120x19x22 m;
- galeriile de legătură dintre cele două caverne;
- galeria de acces principal;
- galeria de cable.

Castelele de echilibru aval sunt necesare pentru a limita propagarea mișcării nepermanente ce apar în urma manevrelor efectuate la centrală, precum și pentru a asigura volumele de apă necesare până la intrarea în regim de curgere permanentă a derivației. În urma calculelor hidraulice au rezultat două castele de echilibru cilindrice având următoarea configurație:

- între bolta galeriei de mică presiune (446.20 m.d.M.) și cota 492.00 m.d.M. un puț inferior de racord cu diametrul de 5.40 m;
- între cotele 492.00 m.d.M. și cota 547.15 m.d.M. un puț superior cu diametrul de 16.00 m având rol atât de cameră inferioară, cât și de cameră superioară;

- din bolta puțului superior pornește o galerie orizontală de aeraj de 160 m.

Derivația de mică presiune asigură transportul apei pe două galerii betonate de lungime 1325 m și diametru 6.20 m între centrală și acumularea Tarnița. Panta longitudinală este de 4.75% spre centrală între cotele 503.00 m.d.M. și 440.00 m.d.M. radier galerie la priză și castelul de echilibru.

Casa vanelor de deșurare sunt în număr de două, câte una pe fiecare fir al derivației de mică presiune, având rolul de a închide accesul apei din acumularea aval Tarnița în galeriile de mică presiune în scopul punerii acestora la uscat pentru revizii și reparații. Sunt echipate cu câte o vană plană și un batardou fiecare.

Debușările în acumularea Tarnița sunt amplasate sub nivelul minim de exploatare de 514.00 m.d.M. al acumulării Tarnița fiind echipate cu grătare pentru funcționarea lor ca priză pentru pompaj.

*Parametrii hidroenergetici principali:*

Principali parametri hidroenergetici sunt: volumele utile ale acumulărilor și debitele instalate în turbine, funcție de ciclul de pompaj, puterea instalată în turbine, căderea între cele două acumulări, etc.

- Putere instalată $P_i$ (MW)	1 000
- Ciclu de pompaj	săptămânal cu două zile nelucrătoare

#### **Lacul superior Lăpusești:**

- Volum util ( $\text{mil.m}^3$ )	10
din care:	
- pentru acoperirea vârfurilor de sarcină	9.6
- pentru investiții	0.4
- NRN (m.d.M)	1085
- NCG (m.d.M)	1071
- Nme (m.d.M)	1055

#### **Lacul inferior Tarnița:**

- NRN (m.d.M)	521.5
- NCG (m.d.M)	517
- Nme (m.d.M)	514
- $N_{\text{talveg}}$ (m.d.M)	443

#### **Căderi:**

- $H_{\text{med br.}} = NCG_{\text{am}} - NCG_{\text{av}}$ (m)	553
- $NRN_{\text{am}} - NRN_{\text{av}}$ (m)	562.5

- $H_{\max} = NRN_{\text{am}} - Nme_{\text{av}}$ (m)	570
- $H_{\min} = Nme - NRN_{\text{av}}$ (m)	535
- $\frac{H_{\max}}{H_{\min}}$	1.06

**Randamente (%):**

- Turbina	90.9
- Generator	98.0
- Pompa	88.5
- Motor	98.0
- Hidraulic turbinare	97.0
- Hidraulic pompare	98.5
- Global	73.8
- Efect global	72.0

**Debite maxime:**

- Debite turbinate $Q_{it}$ (m <sup>3</sup> /s)	4 x 53 = 212
- Debite pompate $Q_{iP}$ (m <sup>3</sup> /s)	4 x 38 = 152
- Durata de turbinare $t_T$ (ore/zi) 4)	5.10

**Producția de energie (GWh/an):**

- Energia produsă	1200
- Energia consumată pentru pompaj	1650

### 5.2.2. Descrierea modelului EPANET pentru simularea funcționării C.H.E.A.P. Tarnița – Lăpuștești

În vederea analizei cu ajutorul programului de calcul EPANET, a variației nivelului de apă din cele două rezervoare, amonte – Lăpuștești – respectiv, aval – Tarnița – modelul EPANET a fost alcătuit din următoarele elemente [5.1] (fig.5.7):

1. Rezervorul amonte având eticheta 4, pentru care s-a specificat curba orografică 2 -  $V_2 = V_2(H)$  - a lacului Lăpuștești, respectiv elevația, nivelurile minime și maxime de funcționare;
2. Galeria de mare presiune, blindată, cuprinsă între nodurile 34 și 32, cu primul tronson orizontal (34-33) de diametru 4.80 m și lungime 200 m, respectiv tronsonul înclinat cu 45° față de orizontală, între nodurile 33-32 de diametru 6.00 m și lungime 790 m;
3. Distribuitorul 32-31-28 prin care se face trecerea de la diametrul de 6.00 m la 4.00 m;



4. Centrala echipată cu 4 grupuri reversibile (detaliu în fig. 5.7) pentru care s-au prevăzut:

- pompele P7, P14, P22, P30 în vederea funcționării în perioada de pompaj, acestora fiindu-le specificată curba  $3 Q_3 = Q_3(H)$ ;
- vanele V5, V20, V43, V44, ce reglează debitul pompat la valoarea instalată;
- 4 circuite by-pass 27-30-29-26, 21-24-23-20, 15-18-17-14, 11-10-9-8, prevăzute pentru a simula curgerea în perioada de turbinare;
- vanele V33, V25, V16, V8, ce reglează debitul turbinat la valoarea instalată;
- tuburile de aspirație 26-25-19, 20-19, 14-13-7, 8-7, de 4.00 m diametru.

5. Castelele de echilibru aval de centrală 38 și 39 pentru care s-au specificat diametrul de 16.00 m respectiv elevația, nivelurile minime și maxime de funcționare. Coloanelor puțurilor castelelor (19-39 și 7-38) le-au fost specificate lungimea și diametrul de 52 m, respectiv 5.40 m;

6. Galeria de mică presiune (7-2), (19-2) de lungime 1325 m și diametru 6.20 m, din beton.

7. Rezervorul aval – Tarnița (existent) - având eticheta 1, pentru care s-a specificat curba orografică  $1 - V_1 = V_1(H)$  - respectiv elevația, nivelurile minime și maxime de funcționare;

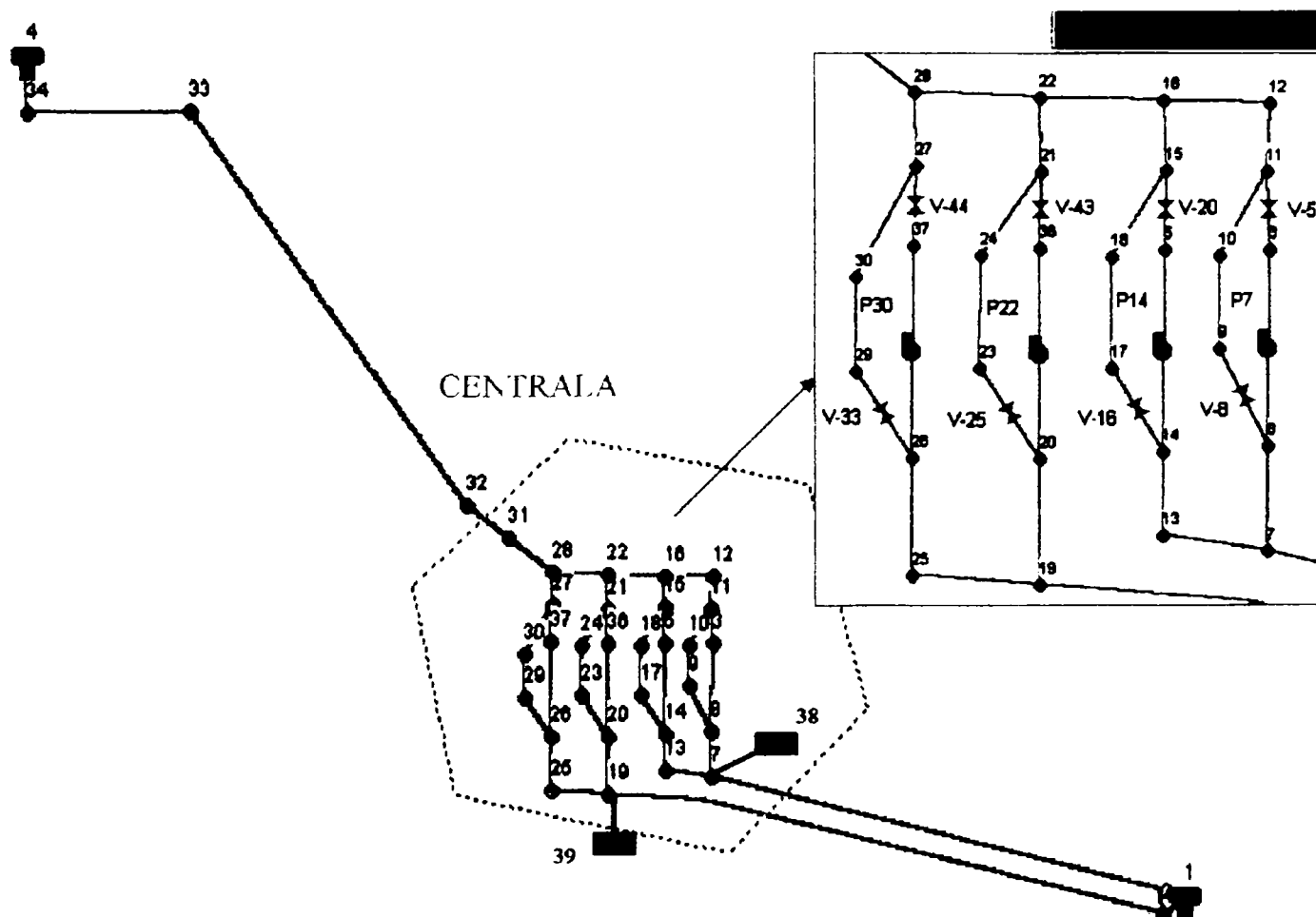


Figura 5.7 Elemente componente ale modelului C.H.E.A.P. Tarnița – Lăpuștești

Funcționarea centralei hidroelectrice cu acumulare prin pompaj Tarnița – Lăpuștești, cu compensare săptămânală cu 2 zile nelucrătoare, corespunzătoare graficului de sarcină prognozat pentru anul 2010 (capitolul 3), a fost realizată pentru o perioadă de o săptămână (168 de ore). Programul de funcționare al centralei, ce cuprinde timpii de pompaj – staționare – turbinare, respectiv modul de operare al pompelor și vanelor este prezentat în anexa 4. Acest program a ținut cont de posibilitatea de pompare la întreaga capacitate a centralei (cu toate cele 4 grupuri), respectiv la jumătate din capacitatea centralei (cu 2 grupuri), debitele pompate și turbinate fiind exprimate în  $m^3/h$ . Reprezentarea în timp a perioadelor de funcționare a centralei este prezentată în figura 5.8, pornirea simulării fiind considerată ora 0 a zilei de luni, prima zi lucrătoare a săptămânii.

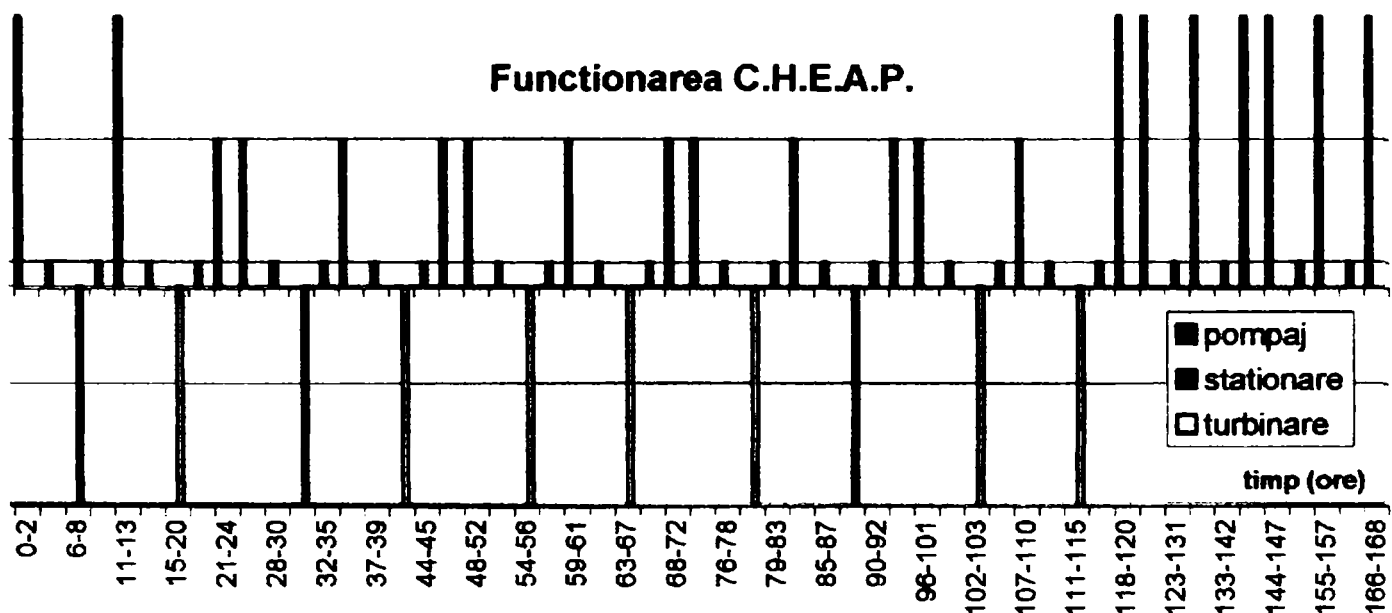


Figura 5.8 Perioade caracteristice de funcționare a C.H.E.A.P. Tarnița - Lăpuștești

Planul de exploatare al centralei pe parcursul unei săptămâni a fost conceput în ideea volumului de apă pompat, egal cu volumul de apă turbinat, astfel încât funcționarea centralei să fie ciclică, nivelul de apă din lacul Tarnița la începutul simulării fiind același la sfârșitul celor 168 de ore de funcționare. Se poate spune că efectul produs de funcționarea C.H.E.A.P Tarnița – Lăpuștești acumulării Tarnița, existente, este practic nul, dacă se consideră pasul de timp egal cu o săptămână.

### 5.3. Prezentarea și interpretarea rezultatelor.

Modelul EPANET a permis determinarea nivelurilor de apă din cele două lacuri, amonte și aval, considerând un pas de timp foarte fin (din minut în minut), pentru două ipoteze constructive considerate:

1. galeriile de mare și mică presiune realizate în soluție blindată, caz în care nu mai este necesară construcția celor două castele de echilibru, aval de centrală. Această soluție ar putea fi considerată datorită lungimii mici a galeriei de mică presiune;
2. galeria de mare presiune blindată, galeria de mică presiune din beton, respectiv existența celor două castele de echilibru aval de centrală.

Rezultatele obținute în urma analizei de către programul EPANET constau în principal în variația nivelurilor apei din cele două lacuri, prezentate în figurile 5.9 – 5.10, niveluri ce au permis ulterior determinarea căderilor atât în faza de pompaj cât și în faza de turbinare, în vederea calculului puterii, respectiv a energiei electrice consumate sau produse [5.1].

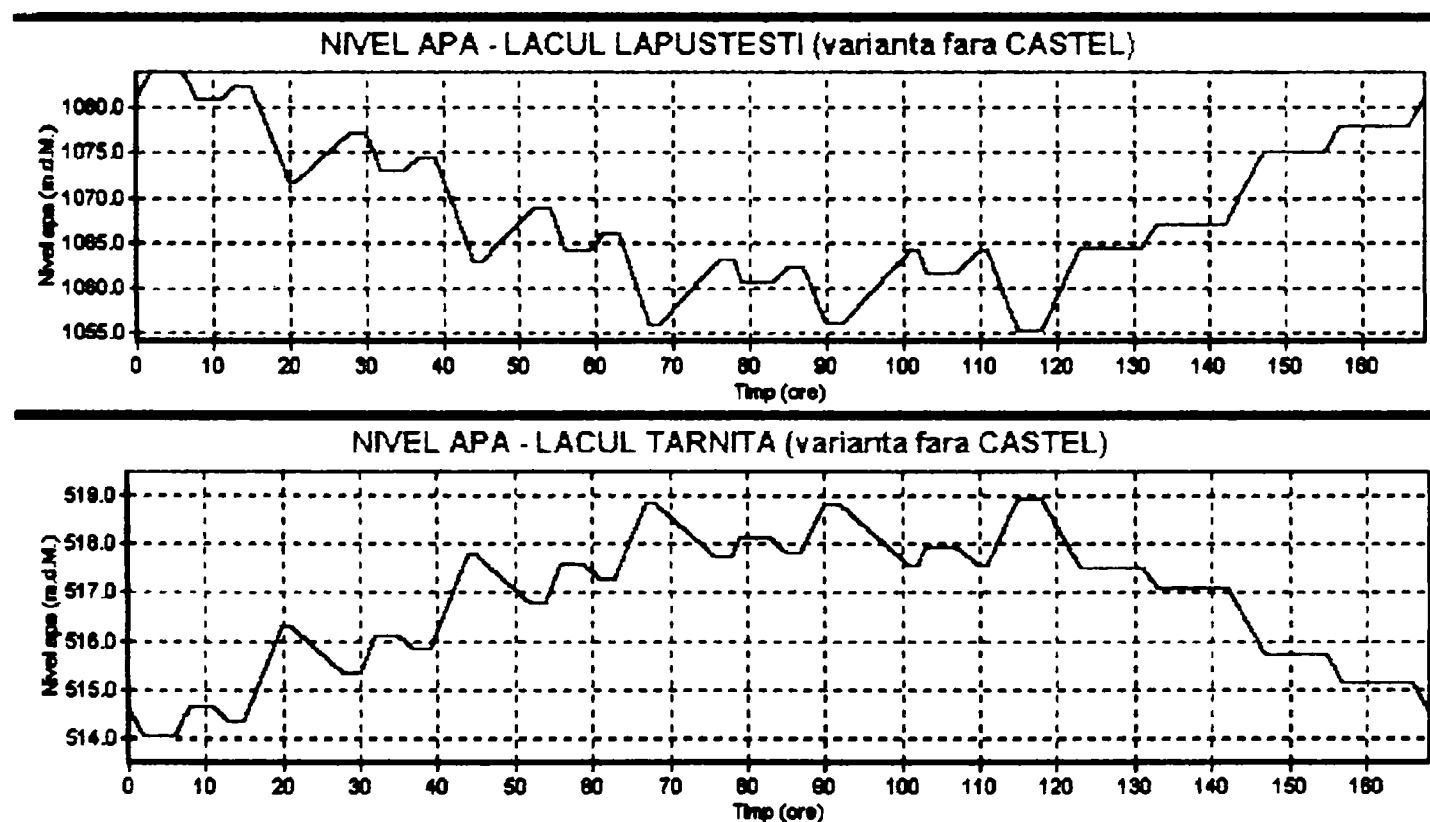


Figura 5.9 Variația nivelurilor apei din cele două lacuri ale C.H.E.A.P. Tarnița - Lăpuștești

În urma comparării rezultatelor celor două situații, cu și fără castelele de echilibru aval, s-au constatat următoarele:

- existența castelelor de echilibru se justifică prin asigurarea volumului de apă necesar centralei în primele secunde în faza de pompaj, până este învinsă inerția de pornire a mișcării apei din galeria de mică presiune;

- în situația în care nu sunt prevăzute castelele de echilibru aval de centrală, pentru funcționarea continuă a centralei în prima perioadă de pompaj (0-2 ore) este necesar ca nivelul apei din lacul Tarnița să fie cu 16 cm mai sus față de nivelul apei din același lac când se consideră soluția cu castelele de echilibru. În situație contrară, funcționarea centralei este întreruptă cu 1 min. înaintea orei 2 A.M.;

➤ existența castelelor de echilibru aval de centrală nu influențează nivelurile de apă din lacul amonte Lăpuștești, variația acestora fiind aceeași în ambele variante.

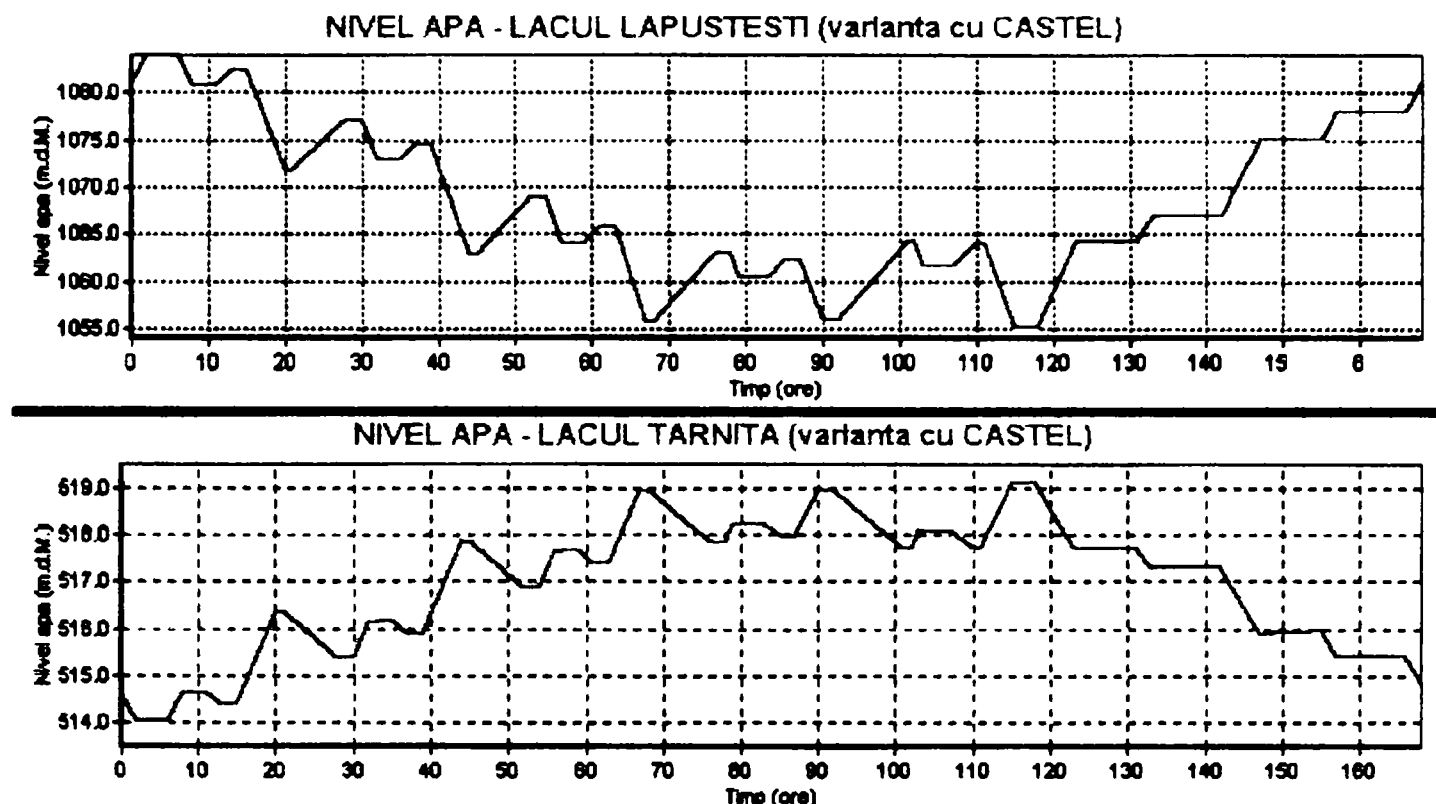


Figura 5.10 Variația nivelurilor apei din cele două lacuri ale C.H.E.A.P. Tarnița - Lăpuștești

În funcție de manevra realizată în centrală – pomire pompaj, oprire pompaj, pornire turbinare, respectiv oprire turbinare – se prezintă în figurile ce urmează variația nivelurilor apei într-unul din castelele de echilibru aval de centrală, fluctuația apei fiind identică și în celălalt castel (fig. 5.11-5.12).

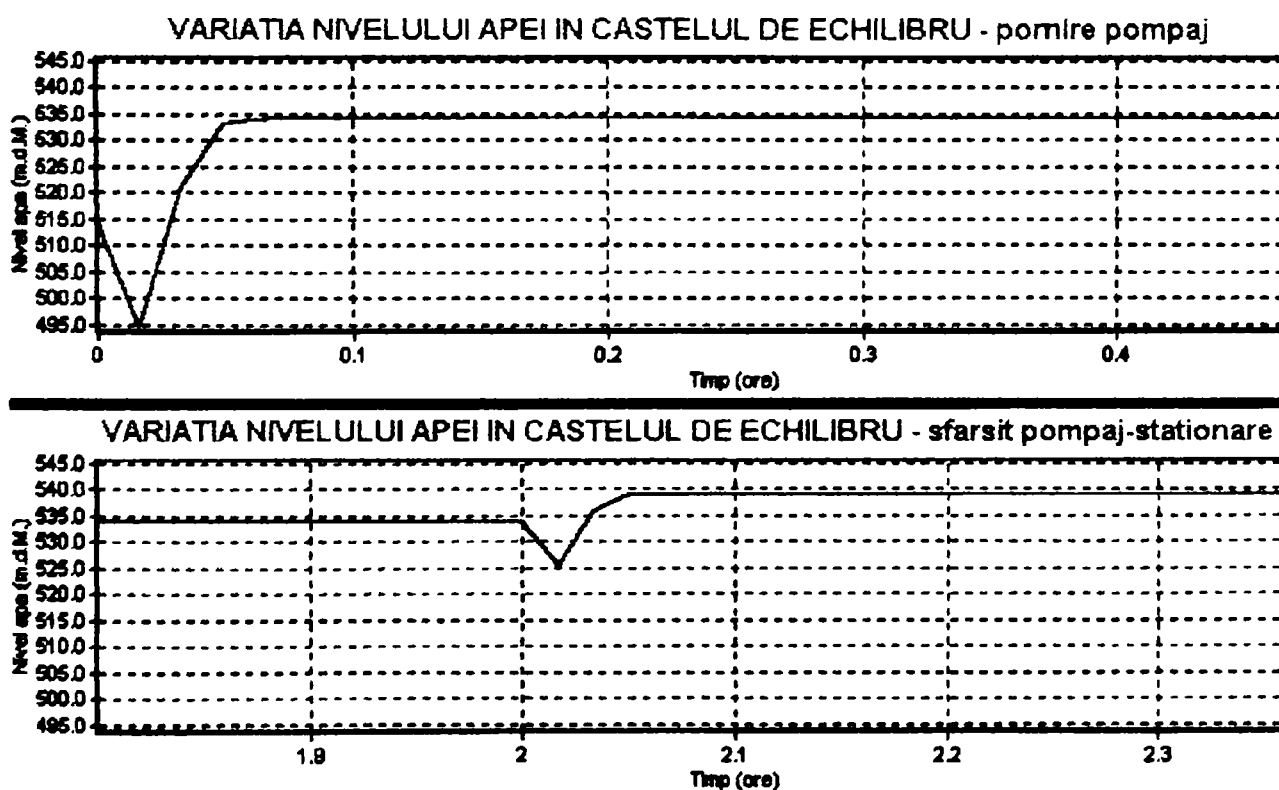


Figura 5.11 Variația nivelurilor apei din castelul de echilibru: pomire și oprire pompaj

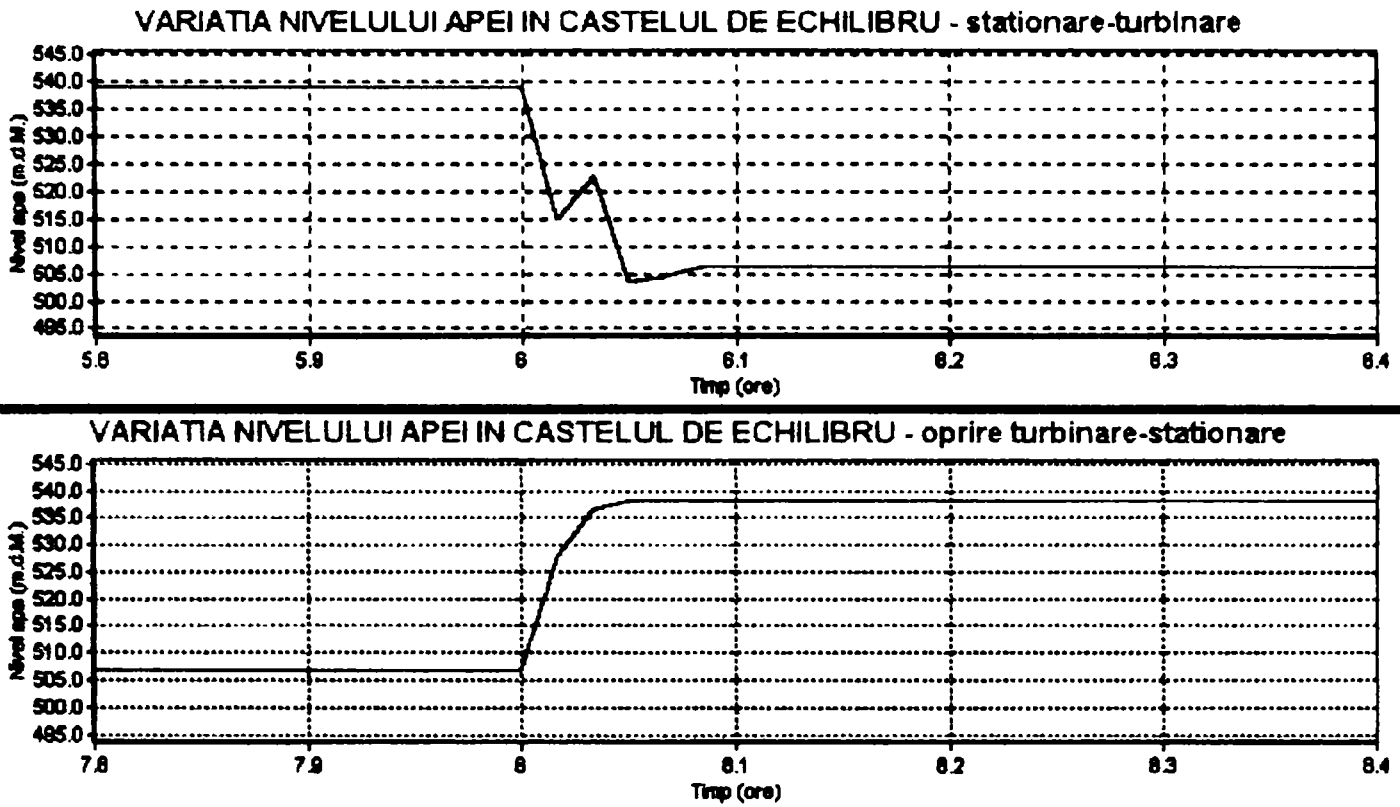


Figura 5.12 Variația nivelurilor apei din castelul de echilibru: pornire și oprire turbinare

Pasul de timp al reprezentării variației de nivel din castelul de echilibru este necesar a fi corelat cu pasul de timp al calculului hidraulic deoarece în situație contrară apar aproximări ale reprezentării ce modifică semnificativ reprezentările respective (fig. 5.13-5.14)

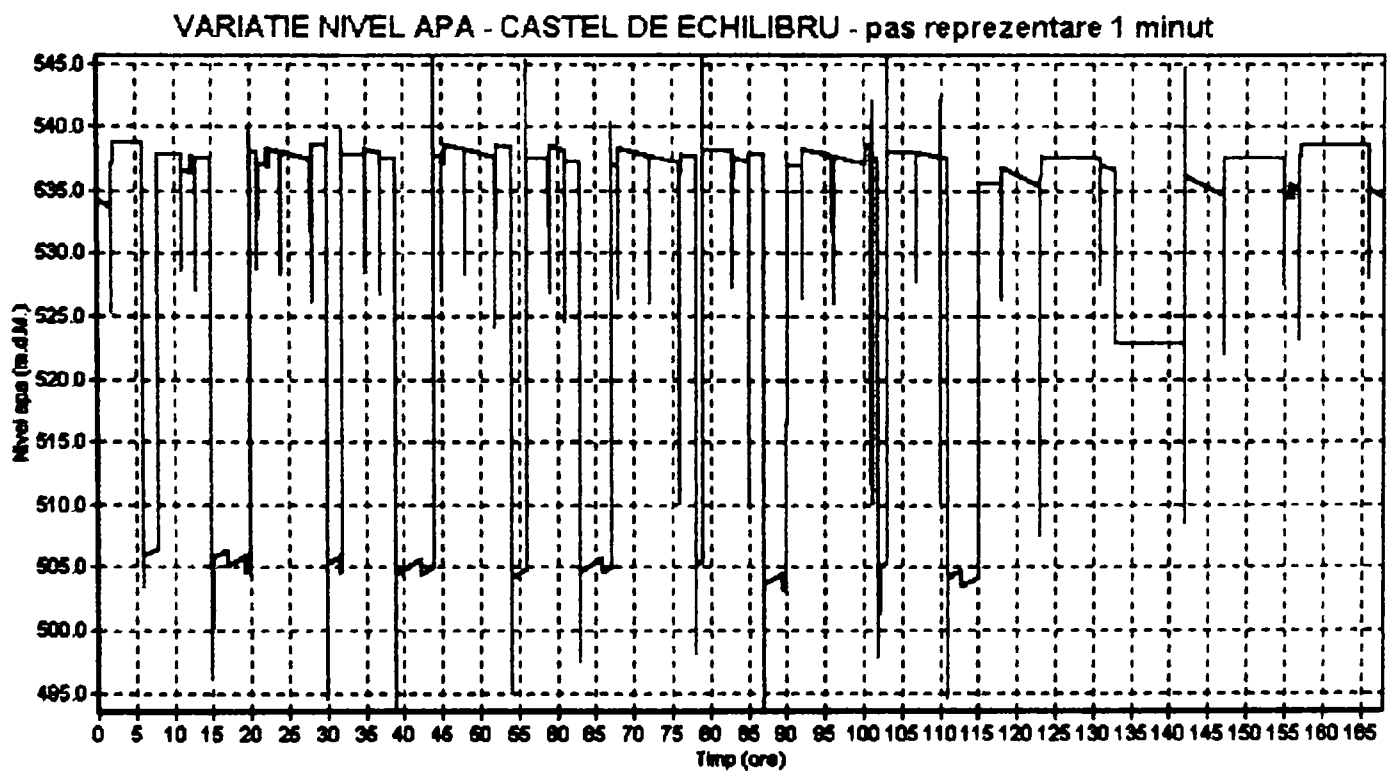


Figura 5.13 Variația nivelului apei din castelul de echilibru: pas de reprezentare identic cu pasul de timp al calculului hidraulic (1 minut)



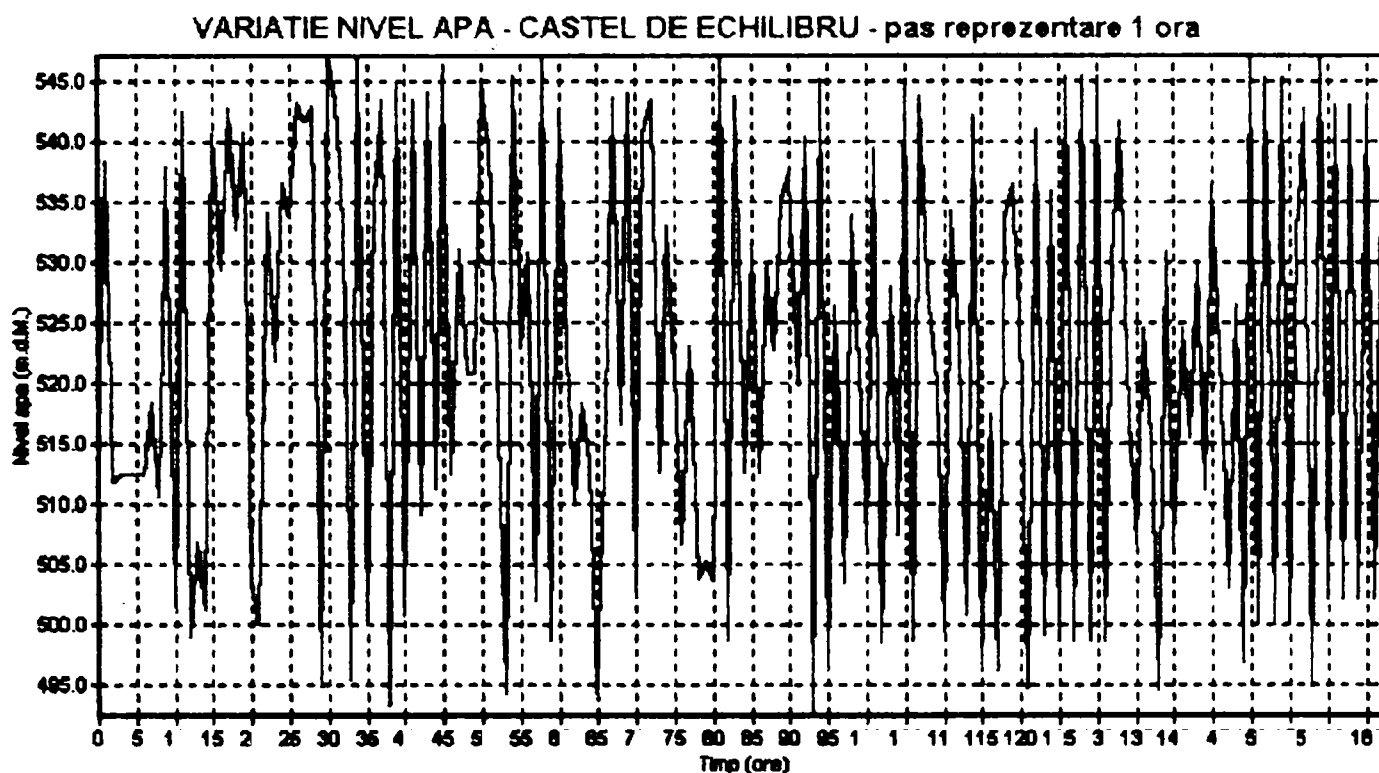


Figura 5.14 Variația nivelului a ei din castelul de echilibru: pas de reprezentare diferit de pasul de calcul hidraulic

Având datele amenajării cunoscute, s-a determinat legătura dintre puterea de pompaj și căderea medie de pompare, respectiv dintre puterea la turbinare și căderea medie la turbinare, puterea de pompaj fiind considerată în varianta pomparului la întreaga putere instalată, respectiv la jumătate din puterea instalată (kW):

$$P_p = 1745.5 \cdot H_{mp}$$

$$P_{p/2} = 872.75 \cdot H_{mp}$$

$$P_T = 1797.1 \cdot H_{mT}$$

Energia consumată pentru pompaj și cea produsă la turbinare, s-au determinat multiplicând respectiv puterea de pompare și cea de turbinare cu numărul orelor de pompare și turbinare, calculul realizându-se pentru varianta amenajării cu ambele galerii, de mică și mare presiune, blindate.

Optimizarea funcționării C.H.E.A.P. Tarnița – Lăpuștești s-a efectuat din punct de vedere al nivelului apei din lacul aval, considerându-se două situații distincte:

- \* prismul de apă pentru C.H.E.A.P. situat în partea superioară a prismului util energetic al C.H.E. Tarnița cu  $P_i = 45$  MW și  $E_m = 80$  GWh/an;

- \* prismul de apă pentru C.H.E.A.P. situat în partea inferioară a prismului util energetic al C.H.E. Tarnița.

În tabelul 5.1 este prezentat planul de exploatare preliminar al C.H.E.A.P. Tarnița – Lăpuștești, în varianta energiei mecanice de 1200 GWh/an, căderile medii fiind preluate în urma rulării programului EPANET pe modelul considerat.



C.H.E.A.P. TARNITA-LAPUȘTEȘTI cu Em=1200 GWh/an - PLAN DE EXPLOATARE PRELIMINAR - EPANET

Ziua	Prismă unii superior Var. I				Prismă unii inferior Var. II								
	Perioada pompaj	Perioada turbinare	Nr. ore funcționare	Cadere var. I	Putere turbinare	Putere pompaj	Energie turbinare	Energie pompaj	Cadere var. II	Putere turbinare	Putere pompaj	Energie turbinare	Energie pompaj
Vineri	21-24		2.00	535.61		934908	0	1869816	538.22		939464	0	1878928
	24-05		3.00	540.62		943653	0	2830959	543.35		948418	0	2845254
	11-14		1.50	545.29		951804	0	1427706	548.13		956761	0	1435142
Sambata	21-24		2.00	548.66		957687	0	1915374	551.55		962731	0	1925462
	24-05		3.00	553.41		965978	0	2897934	556.3		971022	0	2913066
	11-14		2.00	558.04		974059	0	1948118	560.92		979086	0	1958172
Duminica	21-24		2.00	561.48		980064	0	1960128	564.37		985108	0	1970216
	24-05		2.00	565.15		986470	0	1972940	568.04		991514	0	1983028
		06-08	1.50	565.16	1015650		1523475	0	568.05	1020843		1531265	0
			2.00	564.09		492282	0	984564	566.97		494795	0	989590
		15-20	5.00	558.86	1004328		5021640	0	561.74	1009503		5047515	0
Luni	21-24		3.00	555.22		484541	0	1453623	558.11		487063	0	1461189
	24-05		4.00	556.98		486077	0	1944308	559.86		488590	0	1954360
		06-08	2.00	555.94	999080		1998160	0	558.83	1004274		2008548	0
			2.00	554.71		484096	0	968192	557.59		486609	0	973218
		15-20	5.00	549.01	986626		4933130	0	551.84	991712		4958560	0
Marti	21-24		3.00	545.15		475753	0	1427259	548		478240	0	1434720
	24-05		4.00	547.09		477446	0	1909784	549.96		479951	0	1919804
		06-08	2.00	545.94	981109		1962218	0	548.79	986231		1972462	0
			2.00	544.57		475247	0	950494	547.41		477725	0	955450
		15-20	4.00	539.87	970201		3880804	0	542.58	975071		3900284	0
Miercuri	21-24		4.00	536.31		468038	0	1872152	538.94		470333	0	1881332
	24-05		4.00	540.28		471503	0	1886012	543		473877	0	1895508
		06-08	1.00	540.39	971135		971135	0	543.11	976023		976023	0
			2.00	540.55		471738	0	943476	543.28		474121	0	948242
		15-20	2.50	537.99	966822		2417055	0	540.66	971621		2429053	0
Joi	21-24		4.00	536.42		468134	0	1872536	539.04		470421	0	1881684
	24-05		5.00	540.99		472122	0	2360610	543.73		474514	0	2372570
		06-08	1.00	541.14	972483		972483	0	543.88	977407		977407	0
			2.70	542.12		473109	0	1277395	544.89		475526	0	1283921
Vineri		15-20	3.50	538.55	967829		3387402	0	541.23	972645		3404258	0
			Hmp= 551.03		548.7655	Suma EI= 27067502		16822975	553.86 = Hmp		Suma EI= 27205375		16909268
			Hmp/2= 546.50		551.5754	Suma Ep/2 =		19850405	549.29 = Hmp/2		Suma Ep/2		19951588
			Ht = 547.29			Suma Ep+Ep/2 =		36673380	550.07 = Ht		Suma Ep+Ep/2		36860856

Din examinarea planului preliminar de exploatare a C.H.E.A.P. Tarnița – Lăpuștești, sintetizat în tabelul 5.1 și 5.2, rezultă următoarele:

- orele de pompare pe săptămână variază de la 17.5 pentru funcționare cu toate cele 4 grupuri la 41.7 pentru 2 grupuri;
- orele de turbinare sunt de cca. 27.5 ore / săptămână;
- căderea medie de pompare variază de la 551.03 m pentru funcționarea cu toate grupurile, la 546.5 m în cazul funcționării cu 2 grupuri, căderea medie de pompare fiind de 548.8 m, valori corespunzătoare prismului util superior; corespunzător prismului util inferior, căderea variază de la 553.86 m pentru funcționarea cu toate cele 4 grupuri la 549.29 în cazul funcționării cu 2 grupuri, căderea medie fiind de 551.6 m.
- volumul pompat pe săptămână variază de la 9.60 milioane m<sup>3</sup> pentru funcționare cu toate cele 4 grupuri la valoarea de 11.42 milioane m<sup>3</sup> pentru cazul funcționării cu 2 grupuri, valoarea totală fiind de 21.02 milioane m<sup>3</sup>, ce corespunde volumului turbinat săptămânal;
- prin folosirea pompajului se obține un spor de energie săptămânal de 0.138 GWh/săptămână și un spor anual de 6.1 GWh/an, în cazul când prismul util în lacul Tarnița este situat la partea inferioară a prismului util energetic pentru C.H.E. Tarnița, tabelul 5.2.

Tabelul 5.2.

	C.H.E.A.P. Tarnița – Lăpuștești P <sub>i</sub> = 1000 MW														
	Ore pompare pe săptămână			Ore turbin pe săpt. h <sub>T</sub> (ore)	Căderea medie de pompare			Cădere medie turbinare H <sub>mT</sub> (m)	Volum pompat pe săptămână			Volum turbin. pe săpt. V <sub>T</sub> (mil.m <sup>3</sup> )	E <sub>T</sub> (GWh/săpt.)	Δ E <sub>T</sub> (GWh/săpt.) / (GWh/an)	E <sub>mT</sub> (GWh/an)
	h <sub>p</sub> (ore)	h <sub>p2</sub> (ore)	h <sub>mp</sub> (ore)		H <sub>p</sub> (m)	H <sub>p2</sub> (m)	H <sub>mp</sub> (m)		V <sub>p</sub> (mil.m <sup>3</sup> )	V <sub>p2</sub> (mil.m <sup>3</sup> )	V <sub>pp2</sub> (mil.m <sup>3</sup> )				
Prism util superior	17.5	41.7	59.2	27.5	551.03	546.50	548.80	547.29	9.60	11.42	21.02	21.02	27.068	0.138	1200
Prism util inferior					553.86	549.29	551.60	550.07					27.206		

Cu datele amenajării, pentru un volum dat, producția de energie E<sub>T</sub> este:

$$E_T = \frac{9.81 \cdot V}{31560000} \cdot H_{mT} \cdot \eta \cdot 8760 = \frac{V \cdot H_{mT}}{425} \quad (\text{GWh}) \quad (5.16)$$

Valoarea anuală a energiei obținută prin turbinare E<sub>mT</sub> (tabelul 5.2), s-a obținut prin înmulțirea producției de energie săptămânale E<sub>T</sub> (GWh/săpt.) cu numărul săptămânilor dintr-un an (52), respectiv cu coeficientul de disponibilitate al centralei (0.85).

#### 5.4. Concluzii parțiale.

Utilizarea programului EPANET în vederea simulării curgerii apei prin amenajarea Tarnița – Lăpuștești prezintă avantajul unei acurateți sporite în ceea ce privește nivelurile apei din cele două lacuri. Modelarea realizată pentru 168 de ore, a permis studiul de optimizare al funcționării C.H.E.A.P. Tarnița – Lăpuștești, pornind de la diverse niveluri ale apei din lacul aval, Tarnița. Din multitudinea de posibilități de pornire a simulării, datorită existenței și a C.H.E. Tarnița, ce este deservită de acumularea Tarnița, s-au reținut doar două:

1. prism util inferior prismului util energetic al C.H.E. Tarnița, pornirea simulării (luni ora 0.00 A.M) fiind considerată în lacul Tarnița de la nivelul 514.565 m.d.M.
2. prism util superior prismului util energetic al C.H.E. Tarnița, pornirea simulării (luni ora 0.00 A.M.) fiind considerată în lacul Tarnița de la nivelul 517.60 m.d.M.

Calcululele realizate au condus la concluzia obținerii unui spor de energie săptămânal de 0.138 GWh/săptămână și un spor anual de 6.1 GWh/an, în cazul când prismul util în lacul Tarnița este situat la partea inferioară a prismului util energetic pentru C.H.E. Tarnița. Acest lucru este benefic în funcționarea C.H.E.A.P. Tarnița – Lăpuștești, dar nu trebuie neglijat faptul că pentru C.H.E. Tarnița, fenomenul este invers. Astfel, în ipoteza că lacul Tarnița se va afla pentru perioade de timp către nivelul minim, producția de energie a C.H.E. Tarnița (80 GWh/an) va scădea cu 2.3 GWh/an, iar în ipoteza că se va afla în perioade mari de timp către N.N.R., producția de energie va crește cu 1.4 GWh/an. Se constată faptul că deficitul de energie produs C.H.E. Tarnița în varianta funcționării spre nivelul minim, este acoperit substanțial de sporul anual adus de funcționarea C.H.E.A.P. Tarnița – Lăpuștești, în aceleași condiții.

La următoarele faze de proiectare ale C.H.E.A.P. Tarnița – Lăpuștești este necesar să se precizeze planurile de exploatare pentru a se cunoaște calitățile optime tehnico-economice de funcționare a C.H.E.A.P. Tarnița – Lăpuștești. Precizarea planului de exploatare este necesar a se face pe etape: etapa primilor ani după punerea în funcțiune a C.H.E.A.P. , etapa de perspectivă.

La precizarea planului de exploatare, în afară de funcția principală de participare a C.H.E.A.P. împreună cu celelalte C.H.E. de vârf la acoperirea zonei de vârf a curbelor de sarcină prin utilizarea energiei de bază, cu compensare săptămânală, se va lua în considerare și o eventuală participare la schimburi de energie electrică prin interconexiune cu transformarea energiei electrice de bază din import în energie electrică de vârf pentru intern în condiții avantajoase.

Se va avea în vedere și asigurarea funcționării mai apropiate de o sarcină constantă a grupurilor mari din C.T.E. și C.N.E. și se va ține seama și de celelalte

funcții ale acestui tip de centrală: intervenții și avarii, reglaj de putere-frecvență, rezervă turnantă, etc.

### 5.5. Bibliografie de capitol.

- [5.1] CONSTANTIN, A.T., LAZĂR, Gh., POPA, Gh. - Design of Romania's Tarnita-Lapustesti pumped-storage scheme, Porto, 18-21 October, 2004.
- [5.2] HENRY, P., GRAESER, J. - Energy storage: developments in pumped storage, Water Power and Dam Construction, June, 1985.
- [5.3] MIYOSHIRO, H., ș.a - Water level oscillations in a surge tank when starting a pump in a pumped storage power station, IAHR Congress, London, 1968
- [5.4] POPESCU, M., ARSENIE, D. - Metode de calcul hidraulic pentru uzine hidroelectrice și stații de pompare, Editura Tehnică, București, 1987.
- [5.5] ROSSMAN, L.A. - "EPANET Users Manual", U.S. Environmental Protection Agency, Cincinnati, OH, 2000.
- [5.6] \*\*\*\*\* - Studiile pentru încadrarea în S.E.N. și pe curbele de sarcină a C.H.E.A.P. întocmite de I.S.P.H. și I.S.P.E. până în 1998.

## CAPITOLUL 6.

### CONCLUZII / RECOMANDĂRI

#### 6.1. Concluzii finale.

În cadrul prezentei teze de doctorat, efortul de cercetare teoretică și aplicativă s-a concentrat *asupra optimizării funcționării centralelor hidroelectrice de acumulare prin pompaj*, cu aplicație la bazinul Someșului Cald, unde se prevede amplasarea C.H.E.A.P. Tarnița – Lăpușești, în contextul participării alături de cele mai importante centrale din țară, la acoperirea cererii de energie, variabilă în sistemul energetic național.

Scopul cercetării efectuate este valorificarea cât mai deplină a resurselor hidroenergetice apreciabile de care dispun aceste amenajări, acoperind cererea de energie de vârf și eliminându-se pierderile prin deversări din lacurile aval - existente.

Deoarece potențialul hidroenergetic al centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj este determinat nu numai de afluența naturală și dotările amenajării, ci și de modul de utilizare al stocurilor de apă, s-a considerat că funcția compensatoare deține un rol hotărâtor și ca atare, utilizarea optimizată a acumulărilor a fost tratată ca parte integrantă a procesului de optimizare.

Pentru rezolvarea optimă a problemelor majore pe care le ridică exploatarea hidroenergetică de nivel superior, cercetarea a fost îndreptată în următoarele direcții:

- însușirea și analiza critică a actualelor metode, cu reținerea procedeelelor avansate și a rezultatelor obținute pe plan mondial și la noi în țară;
- evaluarea soluțiilor moderne în rezolvarea problemelor teoretice în domeniul exploatării hidroenergetice, perfecționarea și lărgirea limitelor de aplicabilitate în vederea optimizării acestora;
- studiul cantitativ și calitativ al condițiilor reale de exploatare a centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj, justificarea elementelor pozitive în vederea optimizării exploatării energetice.

Ca premise ale studiilor de optimizare, se consideră rolul și contribuția reală a centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj în valorificarea deplină a potențialului energetic disponibil, în vederea acoperirii cu precădere a cererii de energie de vârf. Valorificarea calitativ superioară a potențialului energetic disponibil necesită stabilirea corectă, din punct de vedere tehnic și economic, a parametrilor energetici ai amenajărilor hidroelectrice, optimizarea exploatării lor, ținând seama de cerințele sistemului energetic și ale gospodăririi apelor, de economisirea resurselor primare și de obținerea unei eficiențe economice ridicate. Se subliniază necesitatea



instalării unei centrale cu putere instalată de 1000 MW (500 MW, în prima etapă), cu compensare săptămânală, ca urmare a interpretării graficului de sarcină prevăzut pentru anul 2010.

La elaborarea tezei s-au avut în vedere următoarele considerente:

- orice centrală hidroelectrică gândită este un element nou care se introduce în sistemul energetic, oportunitatea și eficiența acesteia luându-se în considerație prin dinamica și variația consumului de energie electrică, structura centralelor existente și influența pe care noua centrală o are asupra centralelor electrice existente și a celor prevăzute a se realiza;
- proiectarea centralei este necesar să se facă ținând seama de regimul real de funcționare normală pe care aceasta îl va avea în sistemul energetic;
- proiectarea energetică, cât și exploatarea amenajării hidroelectrice, să se facă pe baza unor criterii comune: obținerea producției maxime de energie electrică, respectiv criteriul cheltuielilor totale actualizate;
- problemele de gospodărire a apelor, ce apar frecvent în proiectarea și exploatarea amenajărilor hidroenergetice, au fost luate în considerație, fie sub formă de restricții de exploatare, fie prin formularea unor criterii de optimizare care îmbină cerințele energetice cu cele ale gospodăririi apelor.

Lucrarea în extenso se desfășoară pe 183 de pagini este organizată pe șase capitole, are 212 relații analitice și 22 tabele în care se prezintă calcule de verificare, se efectuează sinteze de stabilire a eficienței soluțiilor cercetate, date pentru calculator sau extras de date rezultate din calculele numerice. În text sunt intercalate 65 de figuri cu elemente explicative sau reprezentări comparative. Bibliografia cuprinde 65 referiri între care manuale, tratate, articole, studii, sinteze.

În *Capitolul 1* se prezintă problema optimizării exploatării hidroenergetice în vederea stabilirii poziției și rolului centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj în energetică. Este prezentată o clasificare generală a centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj, întâlnite în literatura de specialitate și sub denumirea de transformatoare hidroenergetice, în vederea identificării amenajărilor existente în țară, drept centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj. Se amintește faptul că în prezent, în România, nu există nici o centrală hidroelectrică cu acumulare prin pompaj, deoarece stațiile de pompaj energetic de puteri mici, respectiv uzinele fluviale de pe Oltul inferior nu pot fi incluse în acest domeniu.

Ca punct de plecare în vederea implementării centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj, se prezintă amenajările: Lotru-Ciunget, Oltul Inferior, Sebeș, Drăgan-Iad, Bârzava Superioară, subliniind faptul că aceste amenajări au centrale ce



fac parte din categoria centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj cu circuit deschis. Se analizează caracteristicile tehnice a multor centrale hidroelectrice de acumulare prin pompaj, existente la această oră în lume, ce prezintă un circuit hidraulic închis, datele generale ale acestora fiind prezentate în Anexa I.

În *Capitolul 2* se oferă o selecție de informații cu privire la potențialul hidroenergetic al țării, în vederea stabilirii punctului de pornire al studiilor întreprinse. Se evidențiază faptul că în ultimul deceniu, investițiile în centralele hidroelectrice s-au diminuat drastic, și se prezintă modul în care centralele hidroelectrice participă la acoperirea curbei de sarcină, la nivelul anului 2002.

Sunt prezentate cele două tendințe:

- optimizarea fizică: maximizarea kWh cu același potențial hidroenergetic disponibil prin respectarea unui grafic dispecer care să producă energie la nivelele ale apei în lac, cât mai mari;
- optimizarea financiară: valorificarea potențialului hidroenergetic disponibil și previzibil a fi disponibil.

Pentru a pune în evidență tendința de optimizare fizică, se realizează un studiu de caz considerând funcționarea unei centrale hidroelectrice de acumulare, în două ipoteze, la căderea disponibilă în timp, respectiv la căderea maximă. Studiul se realizează pentru o perioadă de 20 de ani și pune în evidență necesitatea funcționării la căderi maxime, situație în care se obține un surplus de energie electrică (17%), comparativ cu situația funcționării la căderea disponibilă în fiecare moment.

Se realizează astfel o punte de legătură între centralele hidroelectrice de acumulare și cele cu acumulare prin pompaj, acestea din urmă fiind considerate reprezentative în tendința de optimizare financiară.

În *Capitolul 3* se studiază modul de încadrare a centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj în sistemul energetic național, stabilindu-se eficiența economică a acestor centrale comparativ cu centralele electrice de altă natură și se subliniază oportunitatea amplasării lor în sistemul energetic național.

Se evidențiază efectele funcționării centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj în sistemul energetic național, stabilind totodată principalele funcții ce i-ar fi atribuite unei astfel de centrale. Studiul de caz, corespunzător preliminarilor actuale privind dezvoltarea sistemului energetic național până în 2010, pune în evidență posibilitatea încadrării unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj cu ciclu de pompare săptămânal cu două zile nelucrătoare, cu o putere instalată de 1000 MW, în prima etapă fiind de 500 MW. Se analizează amplasarea optimă a acestei centrale stabilindu-se posibila locație. Dintre amplasamentele studiate la nivelul țării, se reține

centrala hidroelectrică cu acumulare prin pompaj Tarnița – Lăpuștești, datorită avantajelor pe care aceasta le prezintă în comparație cu celelalte locații.

În **Capitolul 4** se studiază parametrii de funcționare ai unei astfel de centrale, în funcție de volumul util și puterea instalată. Se consideră trei situații posibile de centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj:

- cu compensare zilnică,
- cu compensare săptămânală: - cu o zi nelucrătoare / săptămână,  
- cu două zile nelucrătoare / săptămână.

determinându-se volumelor utile pentru cele trei situații în funcție de perioadele de funcționare în pompaj, pe timpul zilei, respectiv al nopții.

Se stabilește că volumul util al acumulării cu compensare săptămânală cu două zile nelucrătoare este mai mare cu cca. 9-25% decât în cazul compensării cu o zi nelucrătoare. Volumele utile se analizează în funcție de coeficientul de reversibilitate al debitelor, de raportul dintre timpii de pompaj și turbinare, în vederea construirii unor acumulări amonte, mici fiind necesar un coeficient de reversibilitate între 0.7 și 0.8. Analizând statistic coeficientul de reversibilitate al celor peste 400 de centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj realizate în lume, se constată că valorile acestuia sunt dictate de cerințele de încadrare în sistemul energetic național. Se constată totodată că majoritatea centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj au în componență un număr par de grupuri reversibile.

Tot în acest capitol se determină volumele utile pentru centralele hidroelectrice cu acumulare prin pompaj în trei situații posibile:

1. pompaj la întreaga putere instalată,
2. pompaj cu a n<sup>a</sup> parte din puterea pompelor în zilele lucrătoare și noaptea de după o zi nelucrătoare,
3. pompaj cu a n<sup>a</sup> parte din puterea pompelor în zilele lucrătoare.

Ținând cont de faptul că în prima etapă, la nivelul sistemului energetic național, ar putea fi luată în calcul o centrală hidroelectrică cu acumulare prin pompaj cu puterea instalată de 500 MW, se determină volumele utile pentru o astfel de centrală, funcție de cădere.

În **Capitolul 5** se analizează centrala hidroelectrică cu acumulare prin pompaj Tarnița – Lăpuștești în vederea optimizării funcționării acesteia. Se consideră, pentru amenajarea specificată, două posibilități de realizare a circuitului hidraulic, cu galerii blindate, respectiv cu galerie blindată amonte de centrală și castele de echilibru aval

de aceasta, pe galeriile de mică presiune. Pentru sistemele hidraulice alese, se concepe un program de funcționare ciclic al centralei, de 168 de ore, considerând influența centralei asupra lacului aval, raportată la pasul de timp – săptămâna - practic nulă. În urma rulării programului se obțin nivelurile apei în cele două lacuri, și implicit *căderile* în faza, de pompaj, respectiv de turbinare, ce intervin în formulele energiei consumate prin pompaj, respectiv obținute prin turbinare. Programul permite realizarea unui studiu de optimizare al funcționării centralei cu acumulare prin pompaj în funcție de nivelul apei din lacul aval (Tarnița - existent). Se arată că se obține o energie electrică suplimentară, în cazul în care lacul Tarnița se află pentru perioade mari de timp la nivel maxim, către nivelul normal de retenție.

## 6.2. Recomandări.

În vederea continuării studiului abordat de lucrarea de față, optimizarea funcționării centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj, se propun următoarele recomandări generale:

- pe parcursul unei continue consultări a literaturii de specialitate din domeniul studiat, se recomandă acordarea unei atenții deosebite lucrărilor și rapoartelor întocmite de către constructorii implicați în domeniu;
- este indicat să se generalizeze calculul în mărimi adimensionale la toți parametrii exploatarei hidroenergetice;
- să se formeze sisteme interconectate între centralele hidroelectrice cu acumulare prin pompaj și centralele hidroelectrice a căror lac este valorificat de primele drept rezervor aval;
- să se formeze lanțuri tehnologice corelând intrarea în lucru și preluarea sarcinilor între eventualele centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj ce se vor realiza;
- încadrarea optimizată a sistemelor în regim liber, devenită acum posibilă fără restricții și sacrificii, în viitoarea exploatare a centralelor, hidroenergia preluând integral vârfurile de consum energetic. Unitatea de gândire energetică și de acțiune între strategia și tactica exploatarei optimizate se propune să fie generalizată în practica și teoria energetică, fiind în măsură să contribuie la valorificarea deplină a resurselor energetice conform intereselor de ansamblu ale electroenergeticii.

## CONTRIBUȚII PERSONALE

- Realizarea pe baza bibliografiei momentului pe plan internațional, a unei sinteze a informațiilor privind caracteristicile centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj;
- punerea în evidență a posibilităților de exploatare a centralelor hidroelectrice la un dispecer, care să mărească randamentul de producere a energiei pentru o cădere dată;
- stabilirea avantajelor C.H.E.A.P. în funcționarea unui sistem energetic închis prin suplimentul de energie hidraulică (la parametrii cu calități de fiabilitate);
- optimizarea funcționării centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj în sisteme hidroenergetice;
- stabilirea analitică a corelațiilor existente între parametrii hidroenergetici ai unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj;
- studii de caz pentru o centrală având un amplasament propice unei asemenea lucrări;
- adaptarea unui program hidraulic, existent, pentru studiul situațiilor ce intervin într-un circuit în care funcționează o centrală cu acumulare prin pompaj;
- sugerarea unui procedeu practic privind eficientizarea procesului de producere a energiei electrice prin funcționarea preponderent la niveluri ridicate spre nivelul normal de retenție în lacul aval al C.H.E.A.P.

## ANEXE

## ANEXA 1

*DATE PRINCIPALE PRIVIND GRUPURILE REVERDIBILE POMPĂ-TURBINĂ DE TIP FRANCIS ALE C.H.E.A.P. REALIZATE, ÎN CONSTUCȚIE SAU PROIECTARE CU PUTERI UNITARE ( $P_T$ ) MAI MARI DE 100 MW, ȘI CĂDERE MAXIMĂ DE TURBINARE ( $H_{Tmax}$ ) MAI MARE DE 100 m.*

Nr. crt.	DENUMIRE C.H.E.A.P.	ȚARA	Nr. gr.	$H_{Tmax}$ (m)	$Q_{Tmax}$ (m <sup>3</sup> /s)	$P_{Tmax}$ (MW)	$H_{Pmax}$ (m)	$Q_{Pmax}$ (m <sup>3</sup> /s)	n (t/rev. min.)	Anul puneri în funcțiune
1	URDICETO	SPANIA	2	420		3,6	420			1929
2	HERDECKE	GERMANIA	4	165		38	165			1930
3	PROVVIDENZA	ITALIA	1	279	22,3333	52	279,4	16	375/500	1949
4	OMORIGAWA	JAPONIA	1	118	12	12,6	118	13	400	1959
5	DUGE	NORVEGIA	2	220	50	100	220	40	500/375	1963
6	MATANOGAWA	JAPONIA	4	529,1		154,5	489	27,5	400	1963
7	MIO	JAPONIA	1	137,2	30,9	36	130	28,3	277	1963
8	OBROVAC	JUGOSLAVIA	7	155,4		324	165,6	262	150	1964
9	SENECA (KINZUA)	S.U.A.	2	197		162	214	91	225	1964
10	VIANDEN X	LUXEMBURG	1	276	82,0181	196	280	74	333	1964
11	SHIROYAMA	JAPONIA	4	181,5		65	186,5	44,1	273	1965
12	TAUM SAUK	S.U.A.	2	244	79	350	270	75	200	1965
13	ZYDOWO	POLONIA	2	82,7	36,1282	51	82,7	48	187,5	1965
14	CRUACHAN	ANGLIA	4	348	32	116	365	54	500	1966
15	HONGAWA	JAPONIA	2	557	31,7203	307	567	54	400	1966
16	PINTADO	SPANIA	3	200		5	200			1966
17	BRASIMONE	S.U.A.	2	378		230	385		375	1967
18	CRUACHAN	ANGLIA	2	365	16,8748	106	368	29	600	1967
19	MOUNT ELBERT	S.U.A.	1	145		103	148	66	180	1967
20	ROCKY MT.	S.U.A.	3	210,3		320	218,5	146	225	1967
21	YAGISAWA	JAPONIA	3	111	100	87,3	97	100	150	1967
22	NABARA	JAPONIA	2	317,5		318	294	110	257	1968
23	NORTHFIELD MT.	S.U.A.	4	251	123	274	226	102	257	1968
24	ROBIEI	ELVETIA	4	390	0,18777	2,5	390			1968
25	HASELSTEIN	AUSTRIA	1	266	1,66788	4	281			1969
26	SAN LUIS	S.U.A.	8	95,4		51	100,3	65	120	1969
27	TAKANE I	JAPONIA	4	136,2	75	87,65	137,4	75	277	1969
28	TALORO 71	ITALIA	3	314		91				1969
29	ANTONIVANOVTSKY	BULGARIA	1	129	39,25	160	129			1970
30	AZUMI	JAPONIA	4	135,8	45	55,5	138,2	90	188	1970
31	IMAICHI	JAPONIA	3	539,5	80	360	573	59	429	1970
32	OVA-SPIN	ELVETIA	1	200	30,4639	52	200			1970
33	REVIN AUXIL.	FRANTA	1	240	240	59	234	0,64	3000	1971
34	ZARNOWIEC	POLONIA	4	125	178,5	182	125	152	166,6	1971
35	COO-TROIS-POINTS I.	BELGIA	3	250	58	125	250	55	300	1972
36	MUDDY RUN	S.U.A.	8	108	103,75	113	107	96	180	1972
37	OKUYOSHINO	JAPONIA	6	526	48	207	539	38,2	514	1972
38	BEAR SWAMP	S.U.A.	2	229	151,5	320	241	125	225	1973
39	CARTERS DAM	S.U.A.	4	105	140,5	129	105	126	150	1973
40	GOSAU IIIA INERFRAGANT	AUSTRIA	1	152	5,5	7	152	4	750	1973
41	NAGANO	JAPONIA	2	107,5		113	97,5	136	150	1973



42	TURLOUGH HILL	IRLANDA	4	285	23	73	302	79		1973
43	VOUGLANS	FRANTA	1	100		65	100,2			1973
44	BATH COUNTY	S.U.A.	6	330	120	457	330	116	257	1974
45	CABIN CREEK	S.U.A.	2	345	36	167	345	39	360	1974
46	FOYERS	ANGLIA	2	178	93,5	148,9	183,5	153	273	1974
47	HERVA	NORVEGIA	1	257	16,3	33	257	10		1974
48	OKUKIYOTU	JAPONIA	4	490	65	260	470	54	375	1974
49	REVIN	FRANTA	4	240	60	200	234	64	300	1974
50	REVIN	FRANTA	4	240	22,8845	200	256	70	300	1974
51	BARGI	ITALIA	2	382	52,5	169	382	38	375	1975
52	BLENHEIM-GILBOA	S.U.A.	4	338	84,25	300	358	81	257	1975
53	HELMS	S.U.A.	3	532	94,3333	358	541	74	360	1975
54	LANGENPROZELTEN	GERMANIA	2	320	31,5	75	310	31		1975
55	NUMAPPARA	JAPONIA	3	500	57,3333	230	478	50	375	1975
56	JUKLA (FOLGEFONNVERKENE)	NORVEGIA	1	200	27	35	200	20	375	1976
57	KISENYAMA	JAPONIA	2	220	124	240	230	110	225	1976
58	MASEGAWA I.	JAPONIA	2	104,9	167,5	149	109,7	167,5	180	1976
59	MOROZUKA	JAPONIA	1	226		54	226,4	19,1	300	1976
60	RODUND II.	AUSTRIA	1	354	87	276	353	75	375	1976
61	BAJINA BASTA	JUGOSLAVIA	2	600		315	621	51	429	1977
62	BENDEELA	AUSTRALIA	2	136	17,6615	41	136			1977
63	LA COCHE	FRANTA	4	930	9,5	70	944	8	600	1977
64	MALTA OBERSTUFE	AUSTRIA	2	206	35	62,5	200	38	500	1977
65	TAJO DE LA ENCANTADA	SPANIA	4	398		92	381		500	1977
66	OHIRA	JAPONIA	2	508	62	256	545,6	45,5	400	1978
67	OKUTATARAGI	JAPONIA	4	406	99	330	419,3	77	300	1978
68	TALORO	ITALIA	3	305	31	73	312,5	21	500	1978
69	TANES	SPANIA	2	123		66,5	123		250	1978
70	VILLARINO II.	SPANIA	2	392		147	418	312	600	1978
71	AURLAND III.	NORVEGIA	2	400	40	135	400	30	500	1979
72	CHONGPYONG	KOREA	2	473		206	498		450	1979
73	LE TRUEL	FRANTA	1	438		19	445	3,3	750	1979
74	MLOTY	POLONIA	3	259	115,2	250	259	90	300	1979
75	OROVILLE	S.U.A.	3	188		118	181	53	190	1979
76	SCHINTOYONE	JAPONIA	5	236	126	230	245	123	257	1979
77	STEENBRAS	AFRICA DE SUD	4		4,62508	45	285			1979
78	CASTAIC	S.U.A.	6	328		261	351	91	257	1980
79	COO-TROIS-POINTS II.	BELGIA	3	250	96	205	273	71		1980
80	KUHTAI	AUSTRIA	2	440	19,0399	143	440			1980
81	LE CHEYLAS	FRANTA	2	256,2		251,5	261	83,3	300	1980
82	LUDINGTON	S.U.A.	6	108		343	114	314	113	1980
83	TAMAHARA	JAPONIA	2	524	69	335	559,2	52,5	429	1980
84	MARKERSBACH	GERMANIA	6	305,9	73,5	175	305,9	65	375	1981
85	OKUYAHAGI I	JAPONIA	3	172,3	78	115,8	182,6	69	300	1981
86	OKUYAHAGI II	JAPONIA	3	433,6	78	267	445,9	61,5	360	1981
87	ALTO GESSO (ENTRACQUE CHIOTAS)	ITALIA	8	1048	32	148	1048	15	600	1982
88	DINORWIC	ANGLIA	6	513	70	317	545	266	500	1982
89	HATANAGI I.	JAPONIA	3	101,8	53,3333	48	103,4	50	200	1982
90	KALAYAAN	FILIPINE	2	282	62,6	154	291	47	300	1982
91	MONTEZIC	FRANTA	4	416	63	235	388	52	428	1982
92	NUMAZAWA II	JAPONIA	2	215,4		236	214	97,7	214	1982
93	POUGET	FRANTA	1	445		33	445			1982



94	SHIN TAKASEGAWA	JAPONIA	4	271,7	161	336	264,4	128	214	1982
95	DRAKENSBERG	AFRICA DE SUD	4	451,7	78	300	467	78	375	1983
96	EDOLO	ITALIA	8	1195	11,875	127,63	1265,6	12	600	1983
97	NASSFELD	AUSTRIA	1	300	14,5821	28,5	229			1983
98	PORABKA-ZAR	POLONIA	4	432	35	140	453	29	600	1983
99	YARDS CREEK	S.U.A.	3	200	54,3333	111	229	62	240	1983
100	BALSAM MEADOW	S.U.A.	1	380	58	235	408,4	58		1984
101	GRAND COULEE	S.U.A.	6	110,3		52	110	21		1984
102	OBROVAC	CROATIA	2	548	30	140	541	20	600	1984
103	AGUAYO	SPANIA	4	341		85	341			1985
104	MINGHU	CHINA-TAIWAN	4	317	22,643	252	326	83	300	1985
105	NAGARJUNASAGAR	INDIA	7	105	110,25	103	109	101	158	1985
106	OELJUSJOEN	NORVEGIA	1	212	30	50,8	212	21	428	1985
107	SAMRANGJIN	KOREA	2	345		370	355	103,3	300	1985
108	OBERBERG II.	GERMANIA	2	278		2,2	278			1986
109	RIOGRANDE I	ARGENTINA	4	178	56,9105	204	105	91	250	1986
110	BADCREEK	S.U.A.	4	324	92,5	250	324	51	300	1987
111	GRAND MOISON	FRANTA	12	905	31,6667	150	955	17	600	1987
112	KADAMPARAI	INDIA	4	395	34	102	413	26	500	1987
113	SUPER-BISORTE	FRANTA	4	1110	17,75	180	1164	18	166,7	1987
114	TENZAN	JAPONIA	2	559,6	70	308	601,7	52	400	1987
115	ALTO RABAGAO	PORTUGALIA	2	170	24,3	36	186,5	19	428	1988
116	PALMIET	AFRICA DE SUD	2		39,6077	203,5	301		300	1988
117	KOEPCHENWERK NEW	GERMANIA	1	163,1	105,3	153	167,3	98,6	250	1989
118	ANAPO (SOLARINO)	ITALIA	4	335	53	150	331,6	45	428	1991
119	BHUMIPOL (UNIT 8)	THAILANDA	1	110	181,357	178	115	160	142,9	1991
120	IKEHARA II.	JAPONIA	4	129,5	85,5	110	132	100	150	1991
121	SHIMOGO	JAPONIA	4	421	35,875	260	440		375	1991
122	DNIESTER (DNESTOVSK)	RUSIA	7	155,4	270	324	165,6	262	150	1992
123	OHKAWACHI	JAPONIA	4	415,6	95,5	329,5	428,3	90,5	360	1992
124	PRESENZANO	ITALIA	4	489	59,5	250	495,5	49	428	1992
125	GUANGZHOU	CHINA	4	536	72,25	300	550	60	500	1993
126	PREDILALOSZEK	UNGARIA	4	505		320	505			1993
127	RACCOON MT.	S.U.A.	4	317	138,25	400	323	137	300	1993
128	TEVLA	NORVEGIA	2	164,5	16	20,6	164,5	12,8	500	1993
129	BHIRA	INDIA	1	495		153	495	530	500	1994
130	MINGTAN	CHINA-TAIWAN	6	401	12,8287	270	411		400	1994
131	SAURDAL	NORVEGIA	4	437	43,3	160	437	16,625	428	1994
132	SHIOBARA	JAPONIA	3	338	108	205	387	80		1994
133	JUKTAN	SUEDIA	1	260		334	267	95	300	1995
134	MING TOMBS	CHINA	4	477	64,25	200	490	45	500	1995
135	OKUMINO	JAPONIA	6	513,8	62,5	259	530,7	48	514	1995
136	RICHARD G RUSSELL	S.U.A.	4	45,1	175,5	92,5	45,1	175,5	120	1995
137	SAN GIACOMO	ITALIA	2	656,8		113	656,8	3	600	1995
138	TIANHUANGPING	CHINA	6	667	65,3333	300	614	55	500	1995
139	CAPLJINA	JUGOSLAVIA	2	237		271	260	97	300	1996
140	DLOUHE STRANE	CEHIA	2	510,7	35,6553	325	534	54,2	428,6	1996
141	OKUKIYOTU II	JAPONIA	2	490	77	309	490	62,5		1996
142	SIAH BISHE	IRAN	4	505		285	515	235	428,6	1996
143	VILARINHO DAS FURNAS	PORTUGALIA	1	392	9,835	36	429	10	600	1996
144	MONTERREY	MEXIC	2	500		100	500			1997

144	MONTERREY	MEXIC	2	500		100	500			1997
145	KAZUNOGAWA	JAPONIA	4	712,4	70	412	778	50,3	500	1999
146	GOLDISTHAL	GERMANIA	4	334	103,3	265	334	80	333	2002
147	EL MENZEL II.	MAROC	4	340		82,5	340			2004
148	PURULIA	INDIA	4	214,5	37,5	259,3	218,9	141	250	2007
149	CHAIRA	BULGARIA	4	676,8	9,02584	216	701	39		C
150	DLOUHE STRANE	CEHIA	2	545	68,5	325	534	54,2	429	C
151	ESTAGENTO	SPANIA	4	400		104	400			C
152	LA MUELA	SPANIA	3	522	46,6667	208	524			C
153	SARDAR SAROVAR	INDIA	6	117	227,5	204	114	236	136	C
154	SRISAILAM LOPH	INDIA	6	67	212	92	107	212	136	C
155	CD JUAREZ	MEXIC	2	300		100	300			PR.
156	CHIHUAHUA	MEXIC	2	400		100	400			PR.
157	EL TUNAL	MEXIC	2	262		100	262			PR.
158	ELDESCANANSO	MEXIC	4	364		250	364			PR.
159	JOCHENSTEIN-REIDL	AUSTRIA	2	330	62,1349	350	330			PR.
160	KAPRUN BURGKOGEL	AUSTRIA	2	780	15,0216	200	780			PR.
161	KELS/MATREI	AUSTRIA	4	790	8,34271	225	790			PR.
162	KOROSPOHJA	FINLANDA	3	117	58,4175	175	117			PR.
163	LIMBERG II	AUSTRIA	4	436	16,1241	240	436	70		PR.
164	MUJU	KOREA	2	580		335			450	PR.
165	PARSA	ISRAEL	4	395	57	200	410	50	428,6	PR.
166	PIEDILAGO	ITALIA	8	866		125	867			PR.
167	RANNA-FALKENSTEIN	AUSTRIA	2	212	34,5	60	212	25	1000	PR.
168	S BAYACORA	MEXIC	2	190		100	190			PR.
169	TECATE	MEXIC	4	524		150	524			PR.
170	TORREON	MEXIC	2	300		100	300			PR.
171	VILLARINO I.	SPANIA	6	387	43,4382	152	410	29	600	PR.
172	SRINAGARIND (UNITS 4+5)	THAILANDA	2	121	95,3915	205	125,9	84	150	PR.

## Varianta uzinării la debite și căderi variabile

## ANEXA 2

An	Qafl. (mil. m.c./s)	Vafl. (mil. m.c.)	Vlac+Vafl (mil. m.c.)	Qdef (mil. m.c./s)	Vdef (mil. m.c.)	Vstoc (mil. m.c.)	H (m)	eta	P (kW)	E (GW.h)	Sum(E) (GW.h)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1971	1,01	2,65	31,15	10	26,28	4,87	109	0,87	9302,823	6,6980326	
	3,22	8,46	13,33	0	0	13,33	0	0	0	0	
	4,5	11,83	25,16	8	21,02	4,14	103	0,82	6628,4208	4,772463	
	6,16	16,19	20,33	0	0	20,33	0	0	0	0	
	3,31	8,7	29,03	10	26,28	2,75	105	0,87	8961,435	6,4522332	
	1,52	3,99	6,74	0	0	6,74	0	0	0	0	
	1,12	2,94	9,68	0	0	9,68	0	0	0	0	
	1,04	2,73	12,41	0	0	12,41	0	0	0	0	
	4,26	11,2	23,61	8	21,02	2,59	98	0,82	6306,6528	4,54079	
	0,7	1,84	4,43	0	0	4,43	0	0	0	0	
	0,59	1,55	5,98	0	0	5,98	0	0	0	0	
0,72	1,89	7,87	0	0	7,87	0	0	0	0	22,46352	
1972	0,8	2,1	9,97	0	0	9,97	0		0	0	
	2,07	5,44	15,41	0	0	15,41	0	0	0	0	
	1,58	4,15	19,56	0	0	19,56	0	0	0	0	
	6,67	12,44	32	12	31,54	0,46	106	0,907	11317,8362	8,1488421	
	5,76	15,14	15,6	0	0	15,6	0	0	0	0	
	1,5	3,94	19,54	7	18,4	1,14	94	0,775	5002,6095	3,6018788	
	0,96	2,52	3,66	0	0	3,66	0	0	0	0	
	0,39	1,02	4,68	0	0	4,68	0	0	0	0	
	0,57	1,5	6,18	0	0	6,18	0	0	0	0	
	15,62	41,05	32	12	31,54	0,46	106	0,907	11317,8362	8,1488421	
	2,33	6,12	6,58	0	0	6,58	0	0	0	0	
1,82	4,78	11,36	0	0	11,36	0	0	0	0	19,89956	
1973	0,37	0,97	12,33	0	0	12,33	0	0	0	0	
	0,72	1,89	14,22	0	0	14,22	0	0	0	0	
	2,23	5,86	20,08	7	18,4	1,68	94	0,775	5002,6095	3,6018788	
	2,09	5,49	7,17	0	0	7,17	0	0	0	0	
	6,44	16,92	24,09	9	23,65	0,44	97	0,85	7279,5105	5,2412476	
	3	7,88	8,32	0	0	8,32	0	0	0	0	
	1,37	3,6	11,92	0	0	11,92	0	0	0	0	
	5,38	14,14	26,06	9	23,65	2,41	102	0,85	7654,743	5,511415	
	0,23	0,6	3,01	0	0	3,01	0	0	0	0	
	0,56	1,47	4,48	0	0	4,48	0	0	0	0	
	0,5	1,31	5,79	0	0	5,79	0	0	0	0	
0,28	0,74	6,53	0	0	6,53	0	0	0	0	14,35454	
1974	1,4	3,68	10,21	0	0	10,21	0	0	0	0	
	0,95	2,5	12,71	0	0	12,71	0	0	0	0	
	1,72	4,52	17,23	0	0	17,23	0	0	0	0	
	4,13	10,85	28,08	10	26,28	1,8	104	0,87	8876,088	6,3907834	
	3,93	10,33	12,13	0	0	12,13	0	0	0	0	
	4,97	13,06	25,19	9	23,65	1,54	100	0,85	7504,65	5,403348	
	4,54	11,93	13,47	0	0	13,47	0	0	0	0	
	3,28	8,62	22,09	8	21,02	1,07	96	0,823	6200,54784	4,4643944	
	3,31	8,69	9,76	0	0	9,76	0	0	0	0	
	5,63	14,79	24,55	9	23,65	0,9	97	0,832	7125,35616	5,1302564	
	3,86	10,14	11,04	0	0	11,04	0	0	0	0	
3,8	9,99	21,03	7	18,4	2,63	96,5	0,778	5155,53759	3,7119871	25,10077	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1975	1,2	3,15	5,78	0	0	5,78	0	0	0	0	
	2,24	5,89	11,67	0	0	11,67	0	0	0	0	
	3,3	8,67	20,34	7	18,4	1,94	95	0,777	5068,87605	3,6495908	
	5,69	14,95	16,89	0	0	16,89	0	0	0	0	
	5,65	14,85	31,74	11	28,91	2,83	108	0,888	10349,0006	7,4512805	
	4,17	10,96	13,79	0	0	13,79	0	0	0	0	
	1,66	4,36	18,15	0	0	18,15	0	0	0	0	
	2,51	6,6	24,75	9	23,65	1,1	99	0,852	7447,08492	5,3619011	
	1,89	4,97	6,07	0	0	6,07	0	0	0	0	
	3,49	9,17	15,24	0	0	15,24	0	0	0	0	
	2,49	6,54	21,78	8	21,02	0,76	96	0,823	6200,54784	4,4643944	
1,44	3,78	4,54	0	0	4,54	0	0	0	0	20,92717	
1976	3,01	7,91	12,45			12,45			0	0	
	6,33	16,64	29,09	11	28,91	0,18	102	0,892	9818,08344	7,0690201	
	4,56	11,98	12,16			12,16			0	0	
	5,76	15,14	27,3	10	26,28	1,02	102	0,89	8905,518	6,411973	
	2,05	5,39	6,41			6,41			0	0	
	1,69	4,44	10,85			10,85			0	0	
	1,52	3,99	14,84			14,84			0	0	
	1,22	3,21	18,05			18,05			0	0	
	1,42	3,73	21,78	8	21,02	0,76	96	0,823	6200,54784	4,4643944	
	4,1	10,77	11,53			11,53			0	0	
	10,43	27,41	32	12	31,54	0,46	106	0,906	11305,3579	8,1398577	
5,09	13,38	13,84			13,84			0	0	26,08525	
1977	0,88	2,31	16,15			16,15			0	0	
	3,62	9,51	25,66	9	23,65	2,01	101	0,85	7579,6965	5,4573815	
	4,35	11,43	13,44			13,44			0	0	
	3,8	9,99	23,43	8	21,02	2,41	99	0,822	6386,54544	4,5983127	
	6,21	16,32	18,73	7	18,4	0,33	92	0,773	4883,53572	3,5161457	
	2,79	7,33	7,66			7,66			0	0	
	1,46	3,84	11,5			11,5			0	0	
	0,87	2,29	13,79			13,79			0	0	
	1,82	4,78	18,57	7	18,4	0,17	91,8	0,772	4866,61543	3,5039631	
	1,44	3,78	3,95			3,95			0	0	
	1,24	3,25	7,2			7,2			0	0	
1,07	2,81	10,01			10,01			0	0	17,0758	
1978	2,32	6,1	16,11			16,11			0	0	
	3,79	9,96	26,07	9	23,65	2,42	102	0,853	7681,75974	5,530867	
	3,55	9,33	11,75			11,75			0	0	
	3,85	10,12	21,87	8	21,02	0,85	95	0,822	6128,5032	4,4125223	
	6,04	15,87	16,72			16,72			0	0	
	4,98	13,09	29,81	11	28,91	0,9	104	0,891	9999,37224	7,199548	
	1,72	4,52	5,42			5,42			0	0	
	2,71	7,12	12,54			12,54			0	0	
	0,97	2,55	15,09			15,09			0	0	
	1,17	3,07	18,16			18,16			0	0	
	1,09	2,86	21,02	7	18,4	2,62	97	0,778	5182,25022	3,7312202	
1,14	3	5,62			5,62			0	0	20,87416	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1979	1,72	4,52	10,14	0	0	10,14	0	0	0	0	
	2,13	5,6	15,74	0	0	15,74	0	0	0	0	
	2,11	5,55	21,29	8	21,02	0,27	95	0,822	6128,5032	4,4125223	
	4,54	11,93	12,2	0	0	12,2	0	0	0	0	
	8,72	22,92	32	12	31,54	0,46	106	0,906	11305,3579	8,1398577	
	4,05	10,64	11,1	0	0	11,1	0	0	0	0	
	1,73	4,55	15,65	0	0	15,65	0	0	0	0	
	0,86	2,26	17,91	0	0	17,91	99	0	0	0	
	0,29	0,76	18,67	7	18,4	0,27	92	0,773	4883,53572	3,5161457	
	0,88	2,31	2,58	0	0	2,58	0	0	0	0	
	3,07	8,07	10,65	0	0	10,65	0	0	0	0	
2,19	5,76	16,41	0	0	16,41	0	0	0	0	16,06853	
1980	1,98	5,2	21,61	8	21,02	0,59	95,5	0,821	6153,26364	4,4303498	
	2,64	6,94	7,53	0	0	7,53	0	0	0	0	
	5,81	15,27	22,8	8	21,02	1,78	98	0,821	6310,49832	4,5435588	
	5,76	15,14	16,92	0	0	16,92	0	0	0	0	
	6,16	16,19	32	12	31,54	0,46	106	0,906	11305,3579	8,1398577	
	3,59	9,43	9,89			9,89			0	0	
	0,99	2,6	12,49			12,49			0	0	
	0,42	1,1	13,59			13,59			0	0	
	0,4	1,05	14,64	0	0	14,64	0	0	0	0	
	0,93	2,44	17,08			17,08			0	0	
	2,38	6,25	23,33	8	21,02	2,31	98	0,821	6310,49832	4,5435588	
3,59	9,43	11,74			11,74			0	0	21,65733	
1981	2,37	6,23	17,97			17,97			0	0	
	1,29	3,39	21,36	8	21,02	0,34	95	0,822	6128,5032	4,4125223	
	3,45	9,07	9,41			9,41			0	0	
	7,13	18,74	28,15	10	26,28	1,87	104	0,87	8876,088	6,3907834	
	2,96	7,78	9,65	0	0	9,65	0	0	0	0	
	1,43	3,76	13,41			13,41			0	0	
	1,69	4,44	17,85			17,85			0	0	
	1,37	3,6	21,45	8	21,02	0,43	95	0,822	6128,5032	4,4125223	
	0,79	2,08	2,51	0	0	2,51	0	0	0	0	
	2,55	6,7	9,21			9,21			0	0	
	1,67	4,39	13,6			13,6			0	0	
3,5	9,2	22,8	8	21,02	1,78	98	0,821	6310,49832	4,5435588	19,75939	
1982	1,55	4,07	5,85			5,85			0	0	
	1,61	4,23	10,08	0	0	10,08	0	0	0	0	
	1,97	5,18	15,26			15,26			0	0	
	3,16	8,3	23,56	8	21,02	2,54	99	0,822	6386,54544	4,5983127	
	1,36	3,57	6,11			6,11			0	0	
	2,53	6,65	12,76	0	0	12,76	0	0	0	0	
	3,02	7,94	20,7	7	18,4	2,3	96,5	0,778	5155,53759	3,7119871	
	0,88	2,31	4,61			4,61			0	0	
	0,46	1,21	5,82			5,82			0	0	
	1,15	3,02	8,84			8,84			0	0	
	0,97	2,55	11,39	0	0	11,39	0	0	0	0	
1,98	5,2	16,59			16,59			0	0	8,3103	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1983	0.82	2.15	18.74	7	18.4	0.34	92	0.773	4883,53572	3,5161457	
	3.57	9.38	9.72	0	0	9.72	0	0	0	0	
	3.14	8.25	17.97	0	0	17.97	0	0	0	0	
	7.47	19.63	32	12	31.54	0.46	106	0.906	11305,3579	8,1398577	
	9.18	24.13	24.59	9	23.65	0,94	99	0.852	7447,08492	5,3619011	
	2.31	6.07	7.01	0	0	7.01	0	0	0	0	
	0.63	1.66	8.67	0	0	8.67	0	0	0	0	
	0.35	0.92	9.59	0	0	9.59	99	0	0	0	
	0.46	1.21	10.8	0	0	10.8	0	0	0	0	
	0.29	0.76	11.56	0	0	11.56	0	0	0	0	
	0.28	0.74	12,3	0	0	12,3	0	0	0	0	
	0.52	1.37	13.67	0	0	13,67	0	0	0	0	17,0179
1984	0.47	1.24	14.91	0	0	14,91	0	0	0	0	
	2.05	5.39	20,3	7	18,4	1,9	95	0,777	5068,87605	3,6495908	
	4,67	12,27	14,17	0	0	14,17	0	0	0	0	
	8,78	23,07	32	12	31,54	0,46	106	0,906	11305,3579	8,1398577	
	4,16	10,93	11,39	0	0	11,39	0	0	0	0	
	2,25	5,91	17,3			17,3			0	0	
	0,52	1,37	18,67	7	18,4	0,27	92	0,773	4883,53572	3,5161457	
	0,36	0,95	1,22			1,22			0	0	
	0,26	0,68	1,9	0	0	1,9	0	0	0	0	
	0,47	1,24	3,14			3,14			0	0	
	1,06	2,79	5,93	0	0	5,93	0	0	0	0	
	0,8	2,1	8,03	0	0	8,03	0	0	0	0	15,30559
1985	2,34	6,15	14,18			14,18			0	0	
	2,02	5,31	19,49	7	18,4	1,09	92	0,773	4883,53572	3,5161457	
	3,65	9,59	10,68			10,68			0	0	
	8,38	22,02	32,7	10	31,54	1,16	107	0,905	9499,5135	6,8396497	
	2,74	7,2	8,36	0	0	8,36	0	0	0	0	
	2,58	6,78	15,14			15,14			0	0	
	2,06	5,41	20,55	7	18,4	2,15	96	0,778	5128,82496	3,692754	
	1,08	2,84	4,99	0	0	4,99	0	0	0	0	
	0,38	1	5,99	0	0	5,99	0	0	0	0	
	0,13	0,34	6,33			6,33			0	0	
	1,58	4,15	10,48			10,48			0	0	
	2,9	7,62	18,1	0	0	18,1	0	0	0	0	14,04855
1986	0,23	0,6	18,7	7	18,4	0,3	92	0,773	4883,53572	3,5161457	
	0,91	2,39	2,69	0	0	2,69	0	0	0	0	
	1,43	3,76	6,45			6,45			0	0	
	8,66	22,76	29,21	11	28,91	0,3	103	0,892	9908,7818	7,1343229	
	5,93	15,58	15,88			15,88			0	0	
	2,47	6,49	22,37	8	21,02	1,35	97	0,821	6249,91176	4,4999365	
	0,64	1,68	3,03	0	0	3,03	0	0	0	0	
	0,3	0,79	3,82			3,82			0	0	
	0,22	0,59	4,41			4,41			0	0	
	0,29	0,76	5,17			5,17			0	0	
	0,34	0,89	6,06	0	0	6,06	0	0	0	0	
	0,25	0,66	6,72			6,72			0	0	15,15041



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1987	1.03	2.71	9,43	0	0	9,43	0	0	0	0	
	2.07	5,44	14,87	0	0	14,87	0	0	0	0	
	3,76	9,88	24,75	9	23,65	1,1	99	0,852	7447,08492	5,3619011	
	4,98	13,09	14,19	0	0	14,19	0	0	0	0	
	2,73	7,17	21,36	8	21,02	0,34	95	0,822	6128,5032	4,4125223	
	2,26	5,94	6,28	0	0	6,28	0	0	0	0	
	1,12	2,94	9,22	0	0	9,22	0	0	0	0	
	0,42	1,1	10,32	0	0	10,32	99	0	0	0	
	0,45	1,18	11,5	0	0	11,5	0	0	0	0	
	0,3	0,79	12,29	0	0	12,29	0	0	0	0	
	0,63	1,66	13,95	0	0	13,95	0	0	0	0	
0,72	1,89	15,84	0	0	15,84	0	0	0	0	9,774423	
1988	0,51	1,34	17,18	0	0	17,18	0	0	0	0	
	0,58	1,52	18,7	7	18,4	0,3	92	0,773	4883,53572	3,5161457	
	2,09	5,49	5,79	0	0	5,79	0	0	0	0	
	2,97	7,81	13,6	0	0	13,6	0	0	0	0	
	4,29	11,27	24,87	9	23,65	1,22	99	0,852	7447,08492	5,3619011	
	7,01	18,42	19,64	7	18,4	1,24	94	0,775	5002,6095	3,6018788	
	1,55	4,07	5,31			5,31			0	0	
	0,74	1,94	7,25			7,25			0	0	
	0,66	1,73	8,98	0	0	8,98	0	0	0	0	
	0,36	0,95	9,93			9,93			0	0	
	0,34	0,89	10,82	0	0	10,82	0	0	0	0	
0,68	1,79	12,61			12,61			0	0	12,47993	
1989	0,6	1,58	14,19			14,19			0	0	
	0,96	2,52	16,71	0	0	16,71	0	0	0	0	
	0,96	2,52	19,23	7	18,4	0,83	93	0,774	4943,00394	3,5589628	
	4,9	12,88	13,71	0	0	13,71	0	0	0	0	
	1,7	4,47	18,18	0	0	18,18	0	0	0	0	
	1,2	3,15	21,33	7	18,4	2,93	98	0,779	5242,40514	3,7745317	
	1,16	3,05	5,98			5,98			0	0	
	0,44	1,16	7,14	0	0	7,14	0	0	0	0	
	0,35	0,92	8,06	0	0	8,06	0	0	0	0	
	1,27	3,34	11,4			11,4			0	0	
	1,38	3,63	15,03			15,03			0	0	
0,72	1,89	16,92	0	0	16,92	0	0	0	0	7,333495	
1990	1,48	3,89	20,81	7	18,4	2,41	97	0,778	5182,25022	3,7312202	
	1,02	2,68	5,09	0	0	5,09	0	0	0	0	
	6,16	16,19	21,28	8	21,02	0,26	94	0,82	6049,2384	4,3554516	
	6,9	18,13	18,39	0	0	18,39	0	0	0	0	
	6,5	17,08	32	12	31,54	0,46	106	0,906	11305,3579	8,1398577	
	13,74	36,11	32	12	31,54	0,46	106	0,906	11305,3579	8,1398577	
	7,52	19,76	20,22	7	18,4	1,82	95	0,777	5068,87605	3,6495908	
	2,03	5,33	7,15			7,15			0	0	
	0,59	1,55	8,7			8,7			0	0	
	0,44	1,16	9,86			9,86			0	0	
	0,45	1,18	11,04	0	0	11,04	0	0	0	0	
	2,91	7,65	18,69	7	18,4	0,29	92	0,773	4883,53572	3,5161457	31,53212

TOTAL

355,2187

17,76094

An	Qafl. (mil. m.c./s)	Vafl (mil. m.c.)	Vlac+ Vafl (mil. m.c.)	Qdef (mil. m.c./s)	Vdef (mil. m.c.)	Vstoc (mil. m.c.)	H (m)	eta	P (kW)	E (GW.h)	Sum(E) (GW.h)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1971	1,01	2,65	31,15	0	0	31,15	0	0	0	0	
	3,22	8,46	39,61	15	39,42	0,19	112	0,913	15047	10,8338	
	4,5	11,83	12,02	0	0	12,02	0	0	0	0	
	6,16	16,19	28,21	0	0	28,21	0	0	0	0	
	3,31	8,7	36,91	0	0	36,91	0	0	0	0	
	1,52	3,99	40,9	15	39,42	1,48	113	0,914	15197,9	10,9425	
	1,12	2,94	4,42	0	0	4,42	0	0	0	0	
	1,04	2,73	7,15	0	0	7,15	0	0	0	0	
	4,26	11,2	18,35	0	0	18,35	0	0	0	0	
	0,7	1,84	20,19	0	0	20,19	0	0	0	0	
	0,59	1,55	21,74	0	0	21,74	0	0	0	0	
0,72	1,89	23,63	0	0	23,63	0	0	0	0	21,7763	
1972	0,8	2,1	25,73	0	0	25,73	0		0	0	
	2,07	5,44	31,17	0	0	31,17	0	0	0	0	
	1,58	4,15	35,32	0	0	35,32	0	0	0	0	
	6,67	17,53	45	15	39,42	5,58	120	0,925	16333,7	11,7602	
	5,76	15,14	20,72	0	0	20,72	0	0	0	0	
	1,5	3,94	24,66	0	0	24,66	0	0	0	0	
	0,96	2,52	27,18	0	0	27,18	0	0	0	0	
	0,39	1,02	28,2	0	0	28,2	0	0	0	0	
	0,57	1,5	29,7	0	0	29,7	0	0	0	0	
	15,62	41,05	45	15	39,42	5,58	120	0,925	16333,7	11,7602	
	2,33	6,12	11,7	0	0	11,7	0	0	0	0	
1,82	4,78	16,48	0	0	16,48	0	0	0	0	23,5205	
1973	0,37	0,97	17,45	0	0	17,45	0	0	0	0	
	0,72	1,89	19,34	0	0	19,34	0	0	0	0	
	2,23	5,86	25,2	0	0	25,2	0	0	0	0	
	2,09	5,49	30,69	0	0	30,69	0	0	0	0	
	6,44	16,92	45	15	39,42	5,58	120	0,925	16333,7	11,7602	
	3	7,88	13,46	0	0	13,46	0	0	0	0	
	1,37	3,6	17,06	0	0	17,06	0	0	0	0	
	5,38	14,14	31,2	0	0	31,2	0	0	0	0	
	0,23	0,6	31,8	0	0	31,8	0	0	0	0	
	0,56	1,47	33,27	0	0	33,27	0	0	0	0	
	0,5	1,31	34,58	0	0	34,58	0	0	0	0	
0,28	0,74	35,32	0	0	35,32	0	0	0	0	11,7602	
1974	1,4	3,68	39	0	0	39	0	0	0	0	
	0,95	2,5	41,5	15	39,42	2,08	113	0,914	15197,9	10,9425	
	1,72	4,52	6,6	0	0	6,6	0	0	0	0	
	4,13	10,85	17,45	0	0	17,45	0	0	0	0	
	3,93	10,33	27,78	0	0	27,78	0	0	0	0	
	4,97	13,06	40,84	15	39,42	1,42	113	0,914	15197,9	10,9425	
	4,54	11,93	13,35	0	0	13,35	0	0	0	0	
	3,28	8,62	21,97	0	0	21,97	0	0	0	0	
	3,31	8,69	30,66	0	0	30,66	0	0	0	0	
	5,63	14,79	45,45	15	39,42	6,03	118	0,922	16009,3	11,5267	
	3,86	10,14	16,17	0	0	16,17	0	0	0	0	
3,8	9,99	26,16	0	0	26,16	0	0	0	0	33,4118	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1975	1,2	3,15	29,31	0	0	29,31	0	0	0	0	
	2,24	5,89	35,2	0	0	35,2	0	0	0	0	
	3,3	8,67	43,87	15	39,42	4,45	116	0,92	15703,8	11,3068	
	5,69	14,95	19,4	0	0	19,4	0	0	0	0	
	5,65	14,85	34,25	0	0	34,25	0	0	0	0	
	4,17	10,96	45,21	15	39,42	5,79	117	0,921	15856,4	11,4166	
	1,66	4,36	10,15	0	0	10,15	0	0	0	0	
	2,51	6,6	16,75	0	0	16,75	0	0	0	0	
	1,89	4,97	21,72	0	0	21,72	0	0	0	0	
	3,49	9,17	30,89	0	0	30,89	0	0	0	0	
	2,49	6,54	37,43	0	0	37,43	0	0,823	0	0	
1,44	3,78	41,21	15	39,42	1,79	113	0,914	15197,9	10,9425	33,6659	
1976	3,01	7,91	9,7			9,7			0	0	
	6,33	16,64	26,34	0	0	26,34	0	0	0	0	
	4,56	11,98	38,32			38,32			0	0	
	5,76	15,14	45	15	39,42	5,58	120	0,925	16333,7	11,7602	
	2,05	5,39	10,97			10,97			0	0	
	1,69	4,44	15,41			15,41			0	0	
	1,52	3,99	19,4			19,4			0	0	
	1,22	3,21	22,61			22,61			0	0	
	1,42	3,73	26,34	0	0	26,34	0	0	0	0	
	4,1	10,77	37,11			37,11			0	0	
	10,43	27,41	45	15	39,42	5,58	120	0,925	16333,7	11,7602	
5,09	13,38	18,96	0	0	18,96	0	0	0	0	23,5205	
1977	0,88	2,31	21,27			21,27			0	0	
	3,62	9,51	30,78	0	0	30,78	0	0	0	0	
	4,35	11,43	42,21	15	39,42	2,79	113,5	0,915	15281,9	11,003	
	3,8	9,99	12,78	0	0	12,78	0	0	0	0	
	6,21	16,32	29,1	0	0	29,1	92	0	0	0	
	2,79	7,33	36,43			36,43			0	0	
	1,46	3,84	40,27	15	39,42	0,85	112	0,913	15047	10,8338	
	0,87	2,29	3,14			3,14			0	0	
	1,82	4,78	7,92	0	0	7,92	0	0	0	0	
	1,44	3,78	11,7			11,7			0	0	
	1,24	3,25	14,95			14,95			0	0	
1,07	2,81	17,76			17,76			0	0	21,8368	
1978	2,32	6,1	23,86			23,86			0	0	
	3,79	9,96	33,82	0	0	33,82	0	0	0	0	
	3,55	9,33	43,15	15	39,42	3,73	115	0,918	15534,6	11,1849	
	3,85	10,12	13,85	0	0	13,85	0	0	0	0	
	6,04	15,87	29,72			29,72			0	0	
	4,98	13,09	42,81	15	39,42	3,39	115	0,918	15534,6	11,1849	
	1,72	4,52	7,91			7,91			0	0	
	2,71	7,12	15,03			15,03			0	0	
	0,97	2,55	17,58			17,58			0	0	
	1,17	3,07	20,65			20,65			0	0	
	1,09	2,86	23,51	0	0	23,51	0	0	0	0	
1,14	3	26,51			26,51			0	0	22,3699	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1970	1,72	4,52	31,03	0	0	31,03	0	0	0	0	
	2,13	5,6	36,63	0	0	36,63	0	0	0	0	
	2,11	5,55	42,18	15	39,42	2,76	114	0,916	15366	11,0635	
	4,54	11,93	14,69	0	0	14,69	0	0	0	0	
	8,72	22,92	37,61	0	0	37,61	0	0	0	0	
	4,05	10,64	45	15	39,42	5,58	120	0,925	16333,7	11,7602	
	1,73	4,55	10,13	0	0	10,13	0	0	0	0	
	0,86	2,26	12,39	0	0	12,39	99	0	0	0	
	0,29	0,76	13,15	0	0	13,15	0	0	0	0	
	0,88	2,31	15,46	0	0	15,46	0	0	0	0	
	3,07	8,07	23,53	0	0	23,53	0	0	0	0	
2,19	5,76	29,29	0	0	29,29	0	0	0	0	22,8237	
1980	1,98	5,2	34,49	0	0	34,49	0	0	0	0	
	2,64	6,94	41,43	15	39,42	2,01	116	0,92	15703,8	11,3068	
	5,81	15,27	17,28	0	0	17,28	0	0	0	0	
	5,76	15,14	32,42	0	0	32,42	0	0	0	0	
	6,16	16,19	45	15	39,42	5,58	116	0,92	15703,8	11,3068	
	3,59	9,43	15,01	0	0	15,01	0	0	0	0	
	0,99	2,6	17,61			17,61			0	0	
	0,42	1,1	18,71			18,71			0	0	
	0,4	1,05	19,76	0	0	19,76	0	0	0	0	
	0,93	2,44	22,2			22,2			0	0	
	2,38	6,25	28,45	0	0	28,45	0	0	0	0	
3,59	9,43	37,88			37,88			0	0	22,6135	
1981	2,37	6,23	44,11	15	39,42	4,69	116	0,92	15703,8	11,3068	
	1,29	3,39	8,08	0	0	8,08	0	0	0	0	
	3,45	9,07	17,15			17,15			0	0	
	7,13	18,74	35,89	0	0	35,89	0	0	0	0	
	2,96	7,78	43,67	15	39,42	4,25	116	0,92	15703,8	11,3068	
	1,43	3,76	8,01			8,01			0	0	
	1,69	4,44	12,45			12,45			0	0	
	1,37	3,6	16,05	0	0	16,05	0	0	0	0	
	0,79	2,08	18,13	0	0	18,13	0	0	0	0	
	2,55	6,7	24,83			24,83			0	0	
	1,67	4,39	29,22			29,22			0	0	
3,5	9,2	38,42	0	0	38,42	0	0	0	0	22,6135	
1982	1,55	4,07	42,49	15	39,42	3,07	114	0,916	15366	11,0635	
	1,61	4,23	7,3	0	0	7,3	0	0	0	0	
	1,97	5,18	12,48			12,48			0	0	
	3,16	8,3	20,78	0	0	20,78	0	0	0	0	
	1,36	3,57	24,35			24,35			0	0	
	2,53	6,65	31	0	0	31	0	0	0	0	
	3,02	7,94	38,94	0	0	38,94	0	0	0	0	
	0,88	2,31	41,25	15	39,42	1,83	113	0,914	15197,9	10,9425	
	0,46	1,21	3,04			3,04			0	0	
	1,15	3,02	6,06			6,06			0	0	
	0,97	2,55	8,61	0	0	8,61	0	0	0	0	
1,98	5,2	13,81			13,81			0	0	22,006	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1983	0,82	2,15	15,96	0	0	15,96	0	0	0	0	
	3,57	9,38	25,34	0	0	25,34	0	0	0	0	
	3,14	8,25	33,59	0	0	33,59	0	0	0	0	
	7,47	19,63	45	15	39,42	5,58	117	0,921	15856,4	11,4166	
	9,18	24,13	29,71	0	0	29,71	0	0	0	0	
	2,31	6,07	35,78	0	0	35,78	0	0	0	0	
	0,63	1,66	37,44	0	0	37,44	0	0	0	0	
	0,35	0,92	38,36	0	0	38,36	99	0	0	0	
	0,46	1,21	39,57	15	39,42	0,15	112	0,913	15047	10,8338	
	0,29	0,76	0,91	0	0	0,91	0	0	0	0	
	0,28	0,74	1,65	0	0	1,65	0	0	0	0	
0,52	1,37	3,02	0	0	3,02	0	0	0	0	22,2505	
1984	0,47	1,24	4,26	0	0	4,26	0	0	0	0	
	2,05	5,39	9,65	0	0	9,65	0	0	0	0	
	4,67	12,27	21,92	0	0	21,92	0	0	0	0	
	8,78	23,07	44,99	15	39,42	5,57	117	0,921	15856,4	11,4166	
	4,16	10,93	16,5	0	0	16,5	0	0	0	0	
	2,25	5,91	22,41			22,41			0	0	
	0,52	1,37	23,78	0	0	23,78	0	0	0	0	
	0,36	0,95	24,73			24,73			0	0	
	0,26	0,68	25,41	0	0	25,41	0	0	0	0	
	0,47	1,24	26,65			26,65			0	0	
	1,06	2,79	29,44	0	0	29,44	0	0	0	0	
0,8	2,1	31,54	0	0	31,54	0	0	0	0	11,4166	
1985	2,34	6,15	37,69			37,69			0	0	
	2,02	5,31	43	15	39,42	3,58	115	0,918	15534,6	11,1849	
	3,65	9,59	13,17			13,17			0	0	
	8,38	22,02	35,19	0	0	35,19	0	0	0	0	
	2,74	7,2	42,39	15	39,42	2,97	112	0,913	15047	10,8338	
	2,58	6,78	9,75			9,75			0	0	
	2,06	5,41	15,16	0	0	15,16	0	0	0	0	
	1,08	2,84	18	0	0	18	0	0	0	0	
	0,38	1	19	0	0	19	0	0	0	0	
	0,13	0,34	19,34			19,34			0	0	
	1,58	4,15	23,49			23,49			0	0	
2,9	7,62	31,11	0	0	31,11	0	0	0	0	22,0187	
1986	0,23	0,6	31,71	0	0	31,71	0	0	0	0	
	0,91	2,39	34,1	0	0	34,1	0	0	0	0	
	1,43	3,76	37,86			37,86			0	0	
	8,66	22,76	45	15	39,42	5,58	120	0,925	16333,7	11,7602	
	5,93	15,58	21,16			21,16			0	0	
	2,47	6,49	27,65	0	0	27,65	0	0	0	0	
	0,64	1,68	29,33	0	0	29,33	0	0	0	0	
	0,3	0,79	30,12			30,12			0	0	
	0,22	0,59	30,71			30,71			0	0	
	0,29	0,76	31,47			31,47			0	0	
	0,34	0,89	32,36	0	0	32,36	0	0	0	0	
0,25	0,66	33,02			33,02			0	0	11,7602	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1987	1,03	2,71	35,73	0	0	35,73	0	0	0	0	
	2,07	5,44	41,17	15	39,42	1,75	113	0,914	15197,9	10,9425	
	3,76	9,88	11,63	0	0	11,63	0	0	0	0	
	4,98	13,09	24,72	0	0	24,72	0	0	0	0	
	2,73	7,17	31,89	0	0	31,89	0	0	0	0	
	2,26	5,94	37,83	0	0	37,83	0	0	0	0	
	1,12	2,94	40,77	15	39,42	1,35	113	0,914	15197,9	10,9425	
	0,42	1,1	2,45	0	0	2,45	99	0	0	0	
	0,45	1,18	3,63	0	0	3,63	0	0	0	0	
	0,3	0,79	4,42	0	0	4,42	0	0	0	0	
	0,63	1,66	6,08	0	0	6,08	0	0	0	0	
0,72	1,89	7,97	0	0	7,97	0	0	0	0	21,885	
1988	0,51	1,34	9,31	0	0	9,31	0	0	0	0	
	0,58	1,52	10,83	0	0	10,83	0	0	0	0	
	2,09	5,49	16,32	0	0	16,32	0	0	0	0	
	2,97	7,81	24,13	0	0	24,13	0	0	0	0	
	4,29	11,27	35,4	0	0	35,4	0	0	0	0	
	7,01	18,42	45	15	39,42	5,58	120	0,925	16333,7	11,7602	
	1,55	4,07	9,65			9,65			0	0	
	0,74	1,94	11,59			11,59			0	0	
	0,66	1,73	13,32	0	0	13,32	0	0	0	0	
	0,36	0,95	14,27			14,27			0	0	
	0,34	0,89	15,16	0	0	15,16	0	0	0	0	
0,68	1,79	16,95			16,95			0	0	11,7602	
1989	0,6	1,58	18,53			18,53			0	0	
	0,96	2,52	21,05	0	0	21,05	0	0	0	0	
	0,96	2,52	23,57	0	0	23,57	0	0	0	0	
	4,9	12,88	36,45	0	0	36,45	0	0	0	0	
	1,7	4,47	40,92	15	39,42	1,5	113	0,914	15197,9	10,9425	
	1,2	3,15	4,65	0	0	4,65	0	0	0	0	
	1,16	3,05	7,7			7,7			0	0	
	0,44	1,16	8,86	0	0	8,86	0	0	0	0	
	0,35	0,92	9,78	0	0	9,78	0	0	0	0	
	1,27	3,34	13,12			13,12			0	0	
	1,38	3,63	16,75			16,75			0	0	
0,72	1,89	18,64	0	0	18,64	0	0	0	0	10,9425	
1990	1,48	3,89	22,53	0	0	22,53	0	0	0	0	
	1,02	2,68	25,21	0	0	25,21	0	0	0	0	
	6,16	16,19	41,4	15	39,42	1,98	114	0,916	15366	11,0635	
	6,9	18,13	20,11	0	0	20,11	0	0	0	0	
	6,5	17,08	37,19	0	0	37,19	0	0	0	0	
	13,74	36,11	45	15	39,42	5,58	120	0,925	16333,7	11,7602	
	7,52	19,76	25,34	0	0	25,34	0	0	0	0	
	2,03	5,33	30,67	0	0	30,67			0	0	
	0,59	1,55	32,22			32,22			0	0	
	0,44	1,16	33,38			33,38			0	0	
	0,45	1,18	34,56	0	0	34,56	0	0	0	0	
2,91	7,65	42,21	15	39,42	2,79	114	0,916	15366	11,0635	33,8873	
TOTAL										427,84	21,392



## ANEXA 4

POMPAJ	STATIONARE	TURBINARE
<p><b>RULE 1</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 0 AND SYSTEM TIME &lt;= 2</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS OPEN AND VALVE 43 SETTING IS 136800 AND VALVE 25 STATUS IS CLOSED AND PUMP 22 STATUS IS OPEN AND VALVE 20 STATUS IS OPEN AND VALVE 20 SETTING IS 136800 AND VALVE 16 STATUS IS CLOSED AND PUMP 14 STATUS IS OPEN AND VALVE 5 STATUS IS OPEN AND VALVE 5 SETTING IS 136800 AND VALVE 8 STATUS IS CLOSED AND PUMP 7 STATUS IS OPEN AND VALVE 44 STATUS IS OPEN AND VALVE 44 SETTING IS 136800 AND VALVE 33 STATUS IS CLOSED AND PUMP 30 STATUS IS OPEN</p>	<p><b>RULE 2; RULE 4</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 2 (8) AND SYSTEM TIME &lt;= 6 (11)</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS CLOSED AND VALVE 25 STATUS IS CLOSED AND PUMP 22 STATUS IS CLOSED AND VALVE 20 STATUS IS CLOSED AND VALVE 16 STATUS IS CLOSED AND PUMP 14 STATUS IS CLOSED AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS CLOSED AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS CLOSED AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>	<p><b>RULE 3</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 6 AND SYSTEM TIME &lt;= 8</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS CLOSED AND VALVE 25 STATUS IS OPEN AND VALVE 25 SETTING IS 143100 AND PUMP 22 STATUS IS CLOSED AND VALVE 20 STATUS IS CLOSED AND VALVE 16 STATUS IS OPEN AND VALVE 16 SETTING IS 143100 AND PUMP 14 STATUS IS CLOSED AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS OPEN AND VALVE 8 SETTING IS 143100 AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS OPEN AND VALVE 33 SETTING IS 143100 AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>
<p><b>RULE 5</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 11 AND SYSTEM TIME &lt;= 13</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS OPEN AND VALVE 43 SETTING IS 136800 AND VALVE 25 STATUS IS CLOSED AND PUMP 22 STATUS IS OPEN AND VALVE 20 STATUS IS OPEN AND VALVE 20 SETTING IS 136800 AND VALVE 16 STATUS IS CLOSED AND PUMP 14 STATUS IS OPEN AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS CLOSED AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS CLOSED AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>	<p><b>RULE 6; RULE 8</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 13 (20) AND SYSTEM TIME &lt;= 15 (21)</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS CLOSED AND VALVE 25 STATUS IS CLOSED AND PUMP 22 STATUS IS CLOSED AND VALVE 20 STATUS IS CLOSED AND VALVE 16 STATUS IS CLOSED AND PUMP 14 STATUS IS CLOSED AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS CLOSED AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS CLOSED AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>	<p><b>RULE 7</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 15 AND SYSTEM TIME &lt;= 20</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS CLOSED AND VALVE 25 STATUS IS OPEN AND VALVE 25 SETTING IS 190800 AND PUMP 22 STATUS IS CLOSED AND VALVE 20 STATUS IS CLOSED AND VALVE 16 STATUS IS OPEN AND VALVE 16 SETTING IS 190800 AND PUMP 14 STATUS IS CLOSED AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS OPEN AND VALVE 8 SETTING IS 190800 AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS OPEN AND VALVE 33 SETTING IS 190800 AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>
<p><b>RULE 9; RULE 14</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 21 (35) AND SYSTEM TIME &lt;= 24 (37)</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS CLOSED AND VALVE 25 STATUS IS CLOSED AND PUMP 22 STATUS IS CLOSED AND VALVE 20 STATUS IS CLOSED AND VALVE 16 STATUS IS CLOSED AND PUMP 14 STATUS IS CLOSED AND VALVE 5 STATUS IS OPEN AND VALVE 5 SETTING IS 136800 AND VALVE 8 STATUS IS CLOSED AND PUMP 7 STATUS IS OPEN AND VALVE 44 STATUS IS OPEN AND VALVE 44 SETTING IS 136800 AND VALVE 33 STATUS IS CLOSED AND PUMP 30 STATUS IS OPEN</p>	<p><b>RULE 11</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 28 AND SYSTEM TIME &lt;= 30</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS CLOSED AND VALVE 25 STATUS IS CLOSED AND PUMP 22 STATUS IS CLOSED AND VALVE 20 STATUS IS CLOSED AND VALVE 16 STATUS IS CLOSED AND PUMP 14 STATUS IS CLOSED AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS CLOSED AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS CLOSED AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>	<p><b>RULE 12</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 30 AND SYSTEM TIME &lt;= 32</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS CLOSED AND VALVE 25 STATUS IS OPEN AND VALVE 25 SETTING IS 190800 AND PUMP 22 STATUS IS CLOSED AND VALVE 20 STATUS IS CLOSED AND VALVE 16 STATUS IS OPEN AND VALVE 16 SETTING IS 190800 AND PUMP 14 STATUS IS CLOSED AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS OPEN AND VALVE 8 SETTING IS 190800 AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS OPEN AND VALVE 33 SETTING IS 190800 AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>

<p><b>RULE 10</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 24 AND SYSTEM TIME &lt;= 28</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS OPEN AND VALVE 43 SETTING IS 136800 AND VALVE 25 STATUS IS CLOSED AND PUMP 22 STATUS IS OPEN AND VALVE 20 STATUS IS OPEN AND VALVE 20 SETTING IS 136800 AND VALVE 16 STATUS IS CLOSED AND PUMP 14 STATUS IS OPEN AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS CLOSED AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS CLOSED AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>	<p><b>RULE 13; RULE 15; RULE 17</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 32 (37)(44) AND SYSTEM TIME &lt;= 35 (39)(45)</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS CLOSED AND VALVE 25 STATUS IS CLOSED AND PUMP 22 STATUS IS CLOSED AND VALVE 20 STATUS IS CLOSED AND VALVE 16 STATUS IS CLOSED AND PUMP 14 STATUS IS CLOSED AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS CLOSED AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS CLOSED AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>	<p><b>RULE 16</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 39 AND SYSTEM TIME &lt;= 44</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS CLOSED AND VALVE 25 STATUS IS OPEN AND VALVE 25 SETTING IS 190800 AND PUMP 22 STATUS IS CLOSED AND VALVE 20 STATUS IS CLOSED AND VALVE 16 STATUS IS OPEN AND VALVE 16 SETTING IS 190800 AND PUMP 14 STATUS IS CLOSED AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS OPEN AND VALVE 8 SETTING IS 190800 AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS OPEN AND VALVE 33 SETTING IS 190800 AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>
<p><b>RULE 18; RULE 23</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 45 (59) AND SYSTEM TIME &lt;= 48 (61)</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS OPEN AND VALVE 43 SETTING IS 136800 AND VALVE 25 STATUS IS CLOSED AND PUMP 22 STATUS IS OPEN AND VALVE 20 STATUS IS OPEN AND VALVE 20 SETTING IS 136800 AND VALVE 16 STATUS IS CLOSED AND PUMP 14 STATUS IS OPEN AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS CLOSED AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS CLOSED AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>	<p><b>RULE 20; RULE 22</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 52 (56) AND SYSTEM TIME &lt;= 54 (59)</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS CLOSED AND VALVE 25 STATUS IS CLOSED AND PUMP 22 STATUS IS CLOSED AND VALVE 20 STATUS IS CLOSED AND VALVE 16 STATUS IS CLOSED AND PUMP 14 STATUS IS CLOSED AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS CLOSED AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS CLOSED AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>	<p><b>RULE 21</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 54 AND SYSTEM TIME &lt;= 56</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS CLOSED AND VALVE 25 STATUS IS OPEN AND VALVE 25 SETTING IS 190800 AND PUMP 22 STATUS IS CLOSED AND VALVE 20 STATUS IS CLOSED AND VALVE 16 STATUS IS OPEN AND VALVE 16 SETTING IS 190800 AND PUMP 14 STATUS IS CLOSED AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS OPEN AND VALVE 8 SETTING IS 190800 AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS OPEN AND VALVE 33 SETTING IS 190800 AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>
<p><b>RULE 19; RULE 27</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 48 (68) AND SYSTEM TIME &lt;= 52 (72)</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS CLOSED AND VALVE 25 STATUS IS CLOSED AND PUMP 22 STATUS IS CLOSED AND VALVE 20 STATUS IS CLOSED AND VALVE 16 STATUS IS CLOSED AND PUMP 14 STATUS IS CLOSED AND VALVE 5 STATUS IS OPEN AND VALVE 5 SETTING IS 136800 AND VALVE 8 STATUS IS CLOSED AND PUMP 7 STATUS IS OPEN AND VALVE 44 STATUS IS OPEN AND VALVE 44 SETTING IS 136800 AND VALVE 33 STATUS IS CLOSED AND PUMP 30 STATUS IS OPEN</p>	<p><b>RULE 24; RULE 26</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 61 (67) AND SYSTEM TIME &lt;= 63 (68)</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS CLOSED AND VALVE 25 STATUS IS CLOSED AND PUMP 22 STATUS IS CLOSED AND VALVE 20 STATUS IS CLOSED AND VALVE 16 STATUS IS CLOSED AND PUMP 14 STATUS IS CLOSED AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS CLOSED AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS CLOSED AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>	<p><b>RULE 25</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 63 AND SYSTEM TIME &lt;= 67</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS CLOSED AND VALVE 25 STATUS IS OPEN AND VALVE 25 SETTING IS 190800 AND PUMP 22 STATUS IS CLOSED AND VALVE 20 STATUS IS CLOSED AND VALVE 16 STATUS IS OPEN AND VALVE 16 SETTING IS 190800 AND PUMP 14 STATUS IS CLOSED AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS OPEN AND VALVE 8 SETTING IS 190800 AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS OPEN AND VALVE 33 SETTING IS 190800 AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>

<p><b>RULE 28; RULE 36</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 72 (92) AND SYSTEM TIME &lt;= 76 (96)</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS OPEN AND VALVE 43 SETTING IS 136800 AND VALVE 25 STATUS IS CLOSED AND PUMP 22 STATUS IS OPEN AND VALVE 20 STATUS IS OPEN AND VALVE 20 SETTING IS 136800 AND VALVE 16 STATUS IS CLOSED AND PUMP 14 STATUS IS OPEN AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS CLOSED AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS CLOSED AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>	<p><b>RULE 29; RULE 31</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 76 (79) AND SYSTEM TIME &lt;= 78 (83)</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS CLOSED AND VALVE 25 STATUS IS CLOSED AND PUMP 22 STATUS IS CLOSED AND VALVE 20 STATUS IS CLOSED AND VALVE 16 STATUS IS CLOSED AND PUMP 14 STATUS IS CLOSED AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS CLOSED AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS CLOSED AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>	<p><b>RULE 30</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 78 AND SYSTEM TIME &lt;= 79</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS CLOSED AND VALVE 25 STATUS IS OPEN AND VALVE 25 SETTING IS 190800 AND PUMP 22 STATUS IS CLOSED AND VALVE 20 STATUS IS CLOSED AND VALVE 16 STATUS IS OPEN AND VALVE 16 SETTING IS 190800 AND PUMP 14 STATUS IS CLOSED AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS OPEN AND VALVE 8 SETTING IS 190800 AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS OPEN AND VALVE 33 SETTING IS 190800 AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>
<p><b>RULE 32; RULE 37</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 83 (96) AND SYSTEM TIME &lt;= 85 (101)</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS CLOSED AND VALVE 25 STATUS IS CLOSED AND PUMP 22 STATUS IS CLOSED AND VALVE 20 STATUS IS CLOSED AND VALVE 16 STATUS IS CLOSED AND PUMP 14 STATUS IS CLOSED AND VALVE 5 STATUS IS OPEN AND VALVE 5 SETTING IS 136800 AND VALVE 8 STATUS IS CLOSED AND PUMP 7 STATUS IS OPEN AND VALVE 44 STATUS IS OPEN AND VALVE 44 SETTING IS 136800 AND VALVE 33 STATUS IS CLOSED AND PUMP 30 STATUS IS OPEN</p>	<p><b>RULE 33; RULE 35; RULE 38</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 85 (90) (101) AND SYSTEM TIME &lt;= 87 (92) (102)</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS CLOSED AND VALVE 25 STATUS IS CLOSED AND PUMP 22 STATUS IS CLOSED AND VALVE 20 STATUS IS CLOSED AND VALVE 16 STATUS IS CLOSED AND PUMP 14 STATUS IS CLOSED AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS CLOSED AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS CLOSED AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>	<p><b>RULE 34</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 87 AND SYSTEM TIME &lt;= 90</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS CLOSED AND VALVE 25 STATUS IS OPEN AND VALVE 25 SETTING IS 159000 AND PUMP 22 STATUS IS CLOSED AND VALVE 20 STATUS IS CLOSED AND VALVE 16 STATUS IS OPEN AND VALVE 16 SETTING IS 159000 AND PUMP 14 STATUS IS CLOSED AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS OPEN AND VALVE 8 SETTING IS 159000 AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS OPEN AND VALVE 33 SETTING IS 159000 AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>
<p><b>RULE 41</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 107 AND SYSTEM TIME &lt;= 110</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS OPEN AND VALVE 43 SETTING IS 123120 AND VALVE 25 STATUS IS CLOSED AND PUMP 22 STATUS IS OPEN AND VALVE 20 STATUS IS OPEN AND VALVE 20 SETTING IS 123120 AND VALVE 16 STATUS IS CLOSED AND PUMP 14 STATUS IS OPEN AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS CLOSED AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS CLOSED AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>	<p><b>RULE 40; RULE 42</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 103 (110) AND SYSTEM TIME &lt;= 107 (111)</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS CLOSED AND VALVE 25 STATUS IS CLOSED AND PUMP 22 STATUS IS CLOSED AND VALVE 20 STATUS IS CLOSED AND VALVE 16 STATUS IS CLOSED AND PUMP 14 STATUS IS CLOSED AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS CLOSED AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS CLOSED AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>	<p><b>RULE 39</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 102 AND SYSTEM TIME &lt;= 103</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS CLOSED AND VALVE 25 STATUS IS OPEN AND VALVE 25 SETTING IS 190800 AND PUMP 22 STATUS IS CLOSED AND VALVE 20 STATUS IS CLOSED AND VALVE 16 STATUS IS OPEN AND VALVE 16 SETTING IS 190800 AND PUMP 14 STATUS IS CLOSED AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS OPEN AND VALVE 8 SETTING IS 190800 AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS OPEN AND VALVE 33 SETTING IS 190800 AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>

<p><b>RULE 45; RULE 46; RULE 50</b></p> <p>IF SYSTEM TIME = 118 (120)(142) AND SYSTEM TIME &lt;= 120 (123)(144)</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS OPEN AND VALVE 43 SETTING IS 136800 AND VALVE 25 STATUS IS CLOSED AND PUMP 22 STATUS IS OPEN AND VALVE 20 STATUS IS OPEN AND VALVE 20 SETTING IS 136800 AND VALVE 16 STATUS IS CLOSED AND PUMP 14 STATUS IS OPEN AND VALVE 5 STATUS IS OPEN AND VALVE 5 SETTING IS 136800 AND VALVE 8 STATUS IS CLOSED AND PUMP 7 STATUS IS OPEN AND VALVE 44 STATUS IS OPEN AND VALVE 44 SETTING IS 136800 AND VALVE 33 STATUS IS CLOSED AND PUMP 30 STATUS IS OPEN</p>	<p><b>RULE 44</b></p> <p>IF SYSTEM TIME = 115 AND SYSTEM TIME &lt;= 118</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS CLOSED AND VALVE 25 STATUS IS CLOSED AND PUMP 22 STATUS IS CLOSED AND VALVE 20 STATUS IS CLOSED AND VALVE 16 STATUS IS CLOSED AND PUMP 14 STATUS IS CLOSED AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS CLOSED AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS CLOSED AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>	<p><b>RULE 43</b></p> <p>IF SYSTEM TIME = 111 AND SYSTEM TIME &lt;= 115</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS CLOSED AND VALVE 25 STATUS IS OPEN AND VALVE 25 SETTING IS 166950 AND PUMP 22 STATUS IS CLOSED AND VALVE 20 STATUS IS CLOSED AND VALVE 16 STATUS IS OPEN AND VALVE 16 SETTING IS 166950 AND PUMP 14 STATUS IS CLOSED AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS OPEN AND VALVE 8 SETTING IS 166950 AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS OPEN AND VALVE 33 SETTING IS 166950 AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>
<p><b>RULE 48</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 131 AND SYSTEM TIME &lt;= 133</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS OPEN AND VALVE 43 SETTING IS 102600 AND VALVE 25 STATUS IS CLOSED AND PUMP 22 STATUS IS OPEN AND VALVE 20 STATUS IS OPEN AND VALVE 20 SETTING IS 102600 AND VALVE 16 STATUS IS CLOSED AND PUMP 14 STATUS IS OPEN AND VALVE 5 STATUS IS OPEN AND VALVE 5 SETTING IS 102600 AND VALVE 8 STATUS IS CLOSED AND PUMP 7 STATUS IS OPEN AND VALVE 44 STATUS IS OPEN AND VALVE 44 SETTING IS 102600 AND VALVE 33 STATUS IS CLOSED AND PUMP 30 STATUS IS OPEN</p>	<p><b>RULE 47; RULE 49</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 123 (133) AND SYSTEM TIME &lt;= 131 (142)</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS CLOSED AND VALVE 25 STATUS IS CLOSED AND PUMP 22 STATUS IS CLOSED AND VALVE 20 STATUS IS CLOSED AND VALVE 16 STATUS IS CLOSED AND PUMP 14 STATUS IS CLOSED AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS CLOSED AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS CLOSED AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>	
<p><b>RULE 51; RULE 53; RULE 51</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 144 (155)(166) AND SYSTEM TIME &lt;= 147 (157)(168)</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS OPEN AND VALVE 43 SETTING IS 136800 AND VALVE 25 STATUS IS CLOSED AND PUMP 22 STATUS IS OPEN AND VALVE 20 STATUS IS OPEN AND VALVE 20 SETTING IS 136800 AND VALVE 16 STATUS IS CLOSED AND PUMP 14 STATUS IS OPEN AND VALVE 5 STATUS IS OPEN AND VALVE 5 SETTING IS 136800 AND VALVE 8 STATUS IS CLOSED AND PUMP 7 STATUS IS OPEN AND VALVE 44 STATUS IS OPEN AND VALVE 44 SETTING IS 136800 AND VALVE 33 STATUS IS CLOSED AND PUMP 30 STATUS IS OPEN</p>	<p><b>RULE 52; RULE 54</b></p> <p>IF SYSTEM TIME &gt; 147 (157) AND SYSTEM TIME &lt;= 155 (166)</p> <p>THEN VALVE 43 STATUS IS CLOSED AND VALVE 25 STATUS IS CLOSED AND PUMP 22 STATUS IS CLOSED AND VALVE 20 STATUS IS CLOSED AND VALVE 16 STATUS IS CLOSED AND PUMP 14 STATUS IS CLOSED AND VALVE 5 STATUS IS CLOSED AND VALVE 8 STATUS IS CLOSED AND PUMP 7 STATUS IS CLOSED AND VALVE 44 STATUS IS CLOSED AND VALVE 33 STATUS IS CLOSED AND PUMP 30 STATUS IS CLOSED</p>	



## BIBLIOGRAFIE

- ANTON, I. - Turbine hidraulice, Editura Facla, Timișoara, 1979
- ARMSRONG, E.L., - Converting existing hydro-electric dams and reservoirs into pumped storage facilities – Conference, Ridge, 1974
- MERMEL, T.W. - Influența unor parametrii geometrici și funcționali ai caracteristicii energetice ale turbinelor Francis, Conferință Mecanică-Mașini Hidraulice, Timișoara, 1985.
- BAYA, A.,  
TĂMAȘ, M. - Centrale hidroelectrice de putere mare. Editura Tehnică, București, 1970. Traducere din limba engleză “Hydroelectric engineering practice”.
- BROWN, J.G. - Probleme actuale și de viitor ale hidroenergeticii din România – considerații privind unele obiective prioritare ale strategiei în domeniu, Energetica, vol.49, nr.8-9/2001
- CERCHEZ, S. - Pumped storage on Overview of technology and economics. Material pregătit de firma HARZA pentru București, 1995.
- CHEN, H., DEJAN, R. - Bazele tehnice și economice ale hidroenergeticii, Editura Tehnică București, 1986
- COGĂLNICEANU, A. - Statistical analysis of the reversible ratio at large head pumped storage plants, Buletinul Științific al U.P. Timișoara, Seria Hidrotehnica, Tom 47(61), Fascicola 1, 2002
- CONSTANTIN, A.T.,  
NICOARĂ, Ș.V. - Considerations on pumped storage realization in our country, Analele Universității “Ovidius” Constanța, Simpozionul Hidrotehnica, 2000.
- CONSTANTIN, A.T.,  
LAZĂR, G.,  
POPA, G. - Design of Romania’s Tarnita-Lapustesti pumped-storage scheme, “Hydro 2004 – A new era for hydropower –“ Porto, Portugal, 18 – 20 october 2004.
- CONSTANTIN, A.T.,  
NICOARĂ, Ș.V. - Primary determination of the main hydropower parameters for pumped storage plants, Buletinul Științific al U.P. Timișoara, Seria Hidrotehnica, Tom 47(61), Fascicola 1, 2002
- CREȚU, Gh.,  
PRELUSCHEK, E. - Economia Apelor, probleme, I.P.T.V. Timișoara, 1980
- CRIȘAN, O. - Optimizări decizionale în sisteme electroenergetice, Editura Facla, Timișoara, 1975
- CROITORU, V. - Potențialul hidroenergetic, sursă pentru dezvoltarea locală, zonală și națională, Impuls, nr.6(30), 2000
- DIACON, A.,  
POPA, R. - Exploatarea optimizată hidroenergetică a amenajărilor hidrotehnice integrale, Simpozion Gospodărirea Apelor, Timișoara, 1982
- DIACON, A.,  
ISBASOIU, C.,  
CONSTANTINESCU, M. - Optimizarea funcționării centralelor hidroelectrice de medie și mare cădere având ca funcție obiectiv de optimizare, obținerea maximului de energie pentru apa uzinată, Revista Energetica, octombrie, 2001

- DOUGLAS, T.H - Comment UK conference Reviews pumped-storage developments in Water Power and Dam Construction nr 42 aprilie 1990
- GHEORGHIESCU, P - Schița strategiei de dezvoltare a sectorului hidroenergetic in perioada 1995-2005, Energetica, seria A, nr. 1/1996
- GHEORGHIESCU, P., BUCUȚA, R., MOCLINDA, A. - România 2000: Searching bussines oportunites in the existing "unfinished" Hydropower schemes. Conferința Internațională Berna 2000
- GHEORGHIESCU, P., MOCLINDA, A. - Actualitatea și modernitatea concepției prof. Dorin Pavel, privind amenajarea potențialului hidroenergetic al României, Producerea, transportul și distribuția energiei electrice și termice, Nr. 3/2000
- HENRY, P., GRAESER, J. HGR 647/07.08.2001 - Energy storage: developments in pumped storage, Water Power and Dam Construction, June, 1985.
- Hotarare privind aprobarea Strategiei naționale de dezvoltare energetică a României pe termen mediu - 2001-2004
- INGRAM, L., NICKEL, E. - Adjustable speed hydroelectric turbine/generators in Water Power and Dam Construction, iulie 1995.
- JOG, M.G. - Hydro-electric and pumped storage plants, NY, Wiley, 1989
- JURA, C.D. - Optimizarea exploatării centralelor hidroelectrice cu aplicare la bazinul Rîul Mare Retezat și încadrarea optimă a amenajărilor hidroenergetice de acumulare din România, Teză de doctorat, Timișoara, 1991
- MIYOSHIRO, H., ș.a - Water level oscillations in a surge tank when starting a pump in a pumped storage power station, IAHR Congress, London, 1968
- MOSONYI, E. - Water Power Development, Vol. II, High-Head Power Plants Akademiai Kiado, Budapest 1965.
- PAVEL, D. - Mașini hidraulice, Ed. Energetică de Stat, București, 1954.
- PAVEL, D. - Centrale și agregate cu acumulare prin pompare. Comunicare la prima conferință națională a energeticienilor, 17-18.10.1974 București.
- PĂUNESCU, N. - Funcționarea centralelor hidroelectrice, în anul 2000, Producerea, transportul și distribuția energiei electrice și termice, Nr. 3/2001
- PIRIANU, C., SPORIȘ, M. - HIDROENERGETICA, componentă importantă a infrastructurii Sistemului Energetic si nu numai...Univers ingineresc, publicație bilunară A.G.I.R.,2004
- POPA, Gh., CONSTANTIN, A.T. - Considerații privind variația căderii la o centrală hidroelectrică, Buletinul Științific al U.P. Timișoara, Seria Hidrotehnica, Tom 48(62), Fascicola 1, 2003



- POPA, Gh.,  
CONSTANTIN, A.T.,  
GÎRBACIU, C.  
POPESCU, M.,  
ARSENIE, D.  
ROSSMAN, L.A.
- RO TARU, I.,  
BIRO, L., ș.a.
- SPIRIDON, D.
- SPIRIDON, D.
- SPIRIDON, D.,  
NESTOR, M.
- SPIRIDON, D., MIȘU, N.,  
GHERGHINA, A., POP, E.
- STRASSBURG, W.
- ȘERBAN, P.,  
SIMOTA, M.,  
UNGUREANU, V.
- UNITED NATIONS,  
ECONOMIC COMMISSION FOR  
EUROPE
- WILSON, D., HINDLEY, M.
- \*\*\*\*\*
- \*\*\*\*\*
- \*\*\*\*\*
- \*\*\*\*\*
- \*\*\*\*\*
- \*\*\*\*\*
- Utile volumes of pumped storage reservoir. Analele Universității "Ovidius" Constanța 18-20 aprilie 2002
  - Metode de calcul hidraulic pentru Uzine Hidroelectrice și Stații de pompare. Editura Tehnică, București, 1987
  - "EPANET Users Manual", U.S. Environmental Protection Agency, Cincinnati, OH, 2000.
  - Centrala Nuclearoelectrică Cernavodă, la 4 ani de funcționare. Producerea, transportul și distribuția energiei electrice și termice. Nr. 11-12/2000
  - Determinarea preliminară a principalilor parametrii hidroenergetici ai centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj. Energetica 30, nr. 9/1982.
  - Considerații privind parametrii hidroenergetici principali ai CHE cu acumulare prin pompaj, echipate cu mașini hidraulice reversibile. Energetica nr. 11/1982.
  - Schema de amenajare a unei C.H.E.A.P. de mare putere, în România, Producerea, transportul și distribuția energiei electrice și termice, Nr. 4/1996
  - Tipuri de amenajări de centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj și posibilități de realizare în România. Sesiune științifică, 1979.
  - Liberalisation of german energy market; 5-th annual conference on comercial opportunities in the sector of Central & Eastern Europe, Varșovia 1999.
  - Modele de prognoză a scurgerii râurilor, Simpozion Gospodărirea Apelor, Timișoara, 1982
  - Future role of pumped-storage schemes for peak-load hydro-electric supply, New York, 1968
  - World focus on pumped storage, International Water Power and Dam Construction, iunie-iulie 1995.
  - Hydroelectric pumped storage technology, international experience, NY, American Society of Civil Engineers, 1996
  - International Water Power Dam Construction Yearbook 2000, 2001, 2002
  - Mount Hope waterpower project, Highlights, Vol. IV, No.1 June 1994.
  - Studiile pentru încadrarea în S.E.N. și pe curbele de sarcină a C.H.E.A.P. întocmite de I.S.P.H. și I.S.P.E. până în 1989.
  - Water Power Dam Construction Handbook 1993-2002

- \*\*\*\*\* - C.E.I 193 "Cod internațional pentru recepția pe model a turbinelor hidraulice"
- \*\*\*\*\* - S.C. Hidroelectrică S.A. Raport tehnic de exploatare 1999
- \*\*\*\*\* - S.C. Hidroelectrică S.A. Raport tehnic de exploatare 2000
- \*\*\*\*\* - UNIPEDE: Survey of Electric Energy Cost and cost of Hydropower Development 1990 through 2020.
- \*\*\*\*\* - UDI: 1992 Production Costs: US Hydroelectric Power Plants
- \*\*\*\*\* - Note raport privind amenajarea unei C.H.E.A.P. la noi în țară, întocmite de I.S.P.E. și I.S.P.H. până în 1994.
- \*\*\*\*\* - C.H.E.A.P. Tarnița-Lăpușești, Studiu de fezabilitate, I.S.P.H. București, 1994
- \*\*\*\*\* - Strategia de dezvoltare a Societății Comerciale de Producere a Energiei Electrice - Hidroelectrică SA, pentru perioada 2001-2010
- \*\*\*\*\* - The world's pumped storage plants, Water Power and Dam Construction, nr.1, 1981, pag. 68-69.
- \*\*\*\*\* - Toshiba pump storage power plant. Ediție specială pentru simpozionul de la Târgul de la Leipzig, martie 1976.

# PREZENTAREA SINTETICĂ A SUSȚINERII TEZEI

UNIVERSITATEA "POLITEHNICA" DIN TIMIȘOARA  
FACULTATEA DE HIDROTEHNICĂ

**CONTRIBUȚII LA OPTIMIZAREA SISTEMULUI ENERGETIC NAȚIONAL PRIN CENTRALE HIDROELECTRICE DE ACUMULARE PRIN POMPAJ**

Doctorand:  
**Ș.I.ing. Albert Titus CONSTANTIN**

Conducător științific:  
**Prof.dr.ing. Gheorghe POPA**

- Catedra de Construcții Hidrotehnice -  
Septembrie 2004

**INTRODUCERE**

- La nivelul anilor '80-'90 dezvoltarea bazei energetice se baza pe extinderea bazei de producție;
- În momentul de față dezvoltarea bazei energetice se dorește prin valorificarea cât mai eficientă a acumulărilor existente.

*Optimizare a exploatării centralelor electrice*

**Centralele hidroelectrice cu acumulare prin pompaj (C.H.E.A.P.)**

**INTRODUCERE**

- 1 CADRUL GENERAL AL STUDIILOR DE OPTIMIZARE A CENTRALELOR HIDROELECTRICE CU ACUMULARE PRIN POMPAJ
- 2 OPTIMIZAREA CONDIȚIILOR TEHNICE DE FUNCȚIONARE A CENTRALELOR HIDROELECTRICE DE ACUMULARE
- 3 ÎNCADRAREA CENTRALELOR HIDROELECTRICE CU ACUMULARE PRIN POMPAJ ÎN SISTEMUL ENERGETIC NAȚIONAL
- 4 PARAMETRII DE FUNCȚIONARE ÎN SISTEM A CENTRALELOR HIDROELECTRICE DE ACUMULARE PRIN POMPAJ
- 5 OPTIMIZAREA FUNCȚIONĂRII CENTRALEI HIDROELECTRICE CU ACUMULARE PRIN POMPAJ TARŢA-LĂPUȘTEȘTI
- 6 CONCLUZII / RECOMANDĂRI

**Cap.1 CADRUL GENERAL AL STUDIILOR DE OPTIMIZARE A CENTRALELOR HIDROELECTRICE CU ACUMULARE PRIN POMPAJ**

- Local și rolul C.H.E.A.P. în energetică:  
Producerea și distribuția energiei într-un spațiu bine determinat se confruntă cu cel puțin două probleme fundamentale:  
- consumul energetic,  
- acoperirea vârfurilor de sarcină

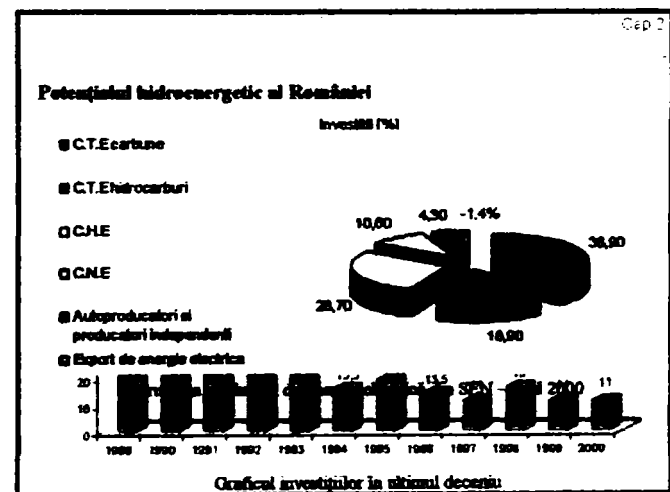
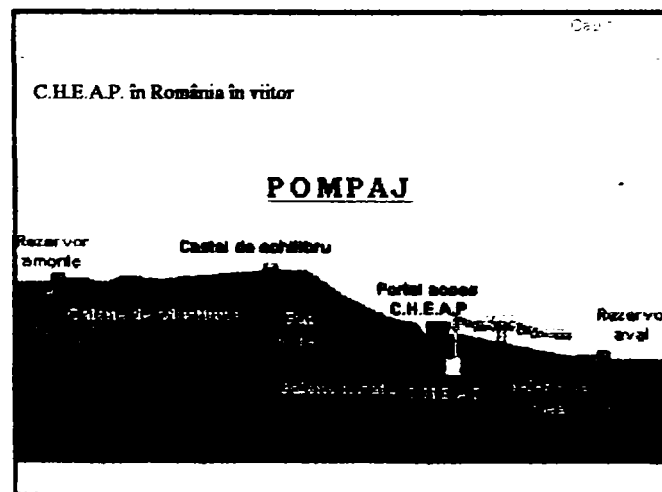
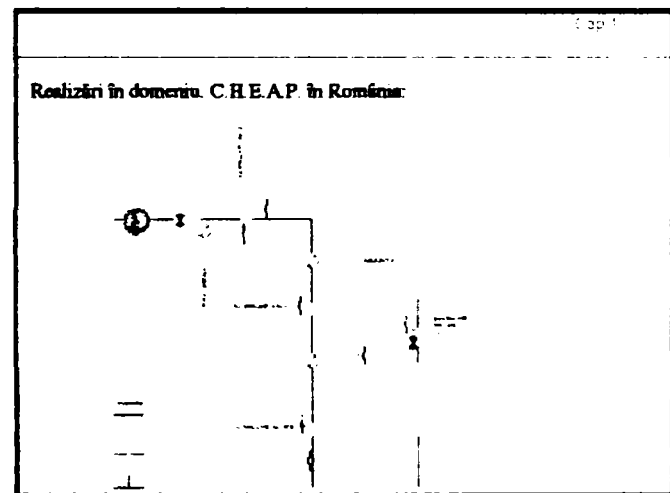
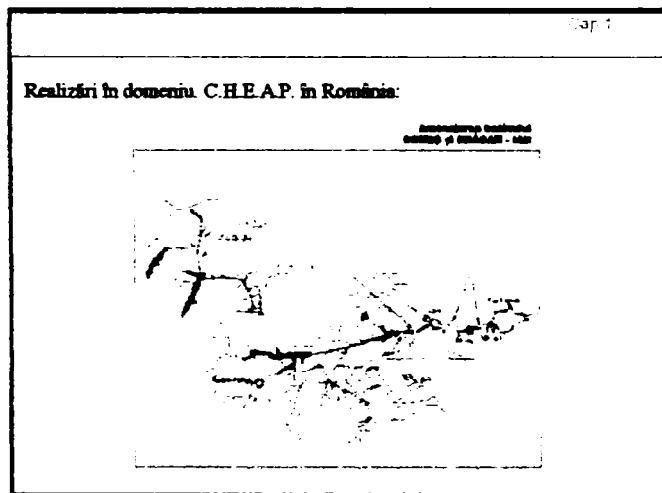
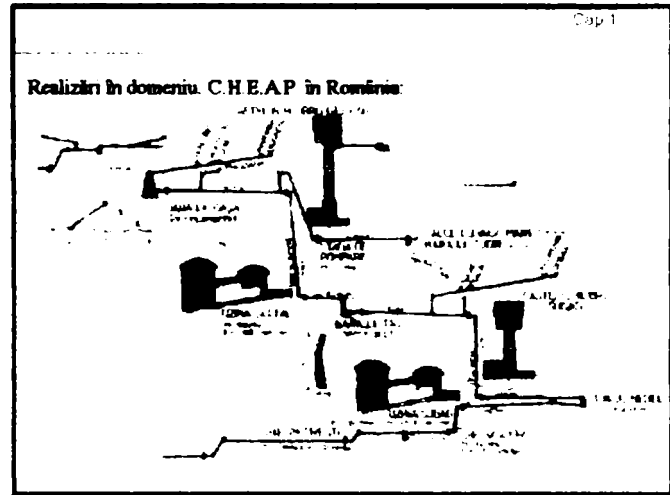
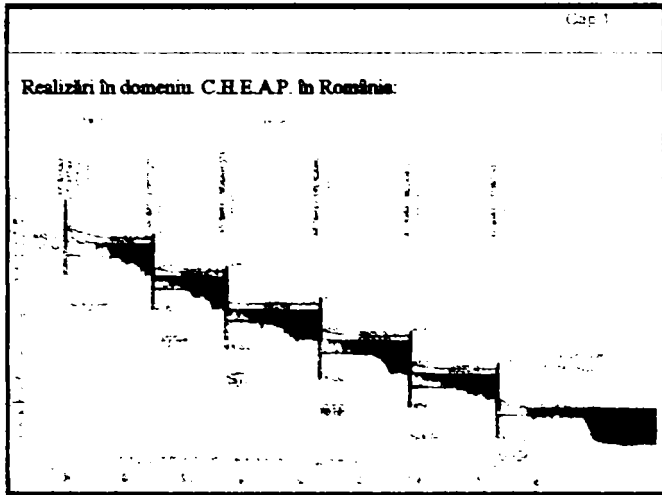
**C.H.E.A.P.** - instalații în care energia electrică este produsă prin turbinarea unui volum de apă care, parțial sau în întregime, este adus în bacia amonte (rezervorul superior) prin pomparea apei de la cota inferioară (rezervorul inferior).

- instalații capabile să acumuleze energia disponibilă în afara orelor de vârf de sarcină și pe care să o restituie în orele de vârf ale sistemului energetic.

**C.H.E.A.P.** -cu ciclul de pompaj zilnic  
- cu ciclul de pompaj săptămânal  
- cu ciclul de pompaj sezonier

**Realizări în domeniu C.H.E.A.P. în România:**

**Amenajarea râurilor LOTRU și OLTA MĂLĂIEU**



Cap 3

**Oportunitatea implementării C.H.E.A.P. analizată prin comparație cu C.H.E. cu specific de vârf** conduce la următoarele concluzii:

- în toate cazurile prezentate se constată că  $M < 0$ , ceea ce arată că cele trei funcții sunt limitate, implementarea C.H.E.A.P. fiind oportună doar când  $N > 0$ ,
- în cazul funcțiilor consumului de combustibil și a cheltuielilor pentru combustibil se constată că  $N < 0$ , astfel că implementarea C.H.E.A.P. conduce la un consum sporit de combustibil în comparație cu C.H.E.,
- sporul de combustibil necesar de instalarea C.H.E.A.P. este cu atât mai redus, cu cât C.H.E.A.P. se încadrează spre vârful curbei de sarcină, consumul suplimentar de combustibil fiind mic atunci când C.H.E.A.P. și C.H.E. sunt încadrate în zone apropiate ale curbei de sarcină,
- în cazul eficienței economice se justifică implementarea C.H.E.A.P. dacă  $N > 0$ , condiție îndeplinită atunci când cheltuielile anuale actualizate ale C.H.E.A.P., împreună cu cheltuielile suplimentare pentru combustibil, sunt mai mici decât cheltuielile anuale actualizate aferente C.H.E.

Cap 3

**În cazul comparării C.H.E.A.P. cu C.T.E. de vârf**

- ponderea C.H.E.A.P. care se justifică a fi instalate depinde atât de caracteristicile C.T.E. de vârf cu care se compară, cât și de puterea și caracteristicile centralelor de vârf existente, astfel că, cu cât ponderea centralelor cu specific de vârf este mai mare, cu atât puterea C.H.E.A.P. care este oportună să se instaleze este mai mică;
- în eficiența instalării C.H.E.A.P. prezintă o importanță deosebită consumul specific de combustibil consumat de centralele care furnizează energia de pompare a apei, precum și randamentul ciclului pompare-turbinare;

**În cazul comparării C.H.E.A.P. cu C.T.E. de bază**

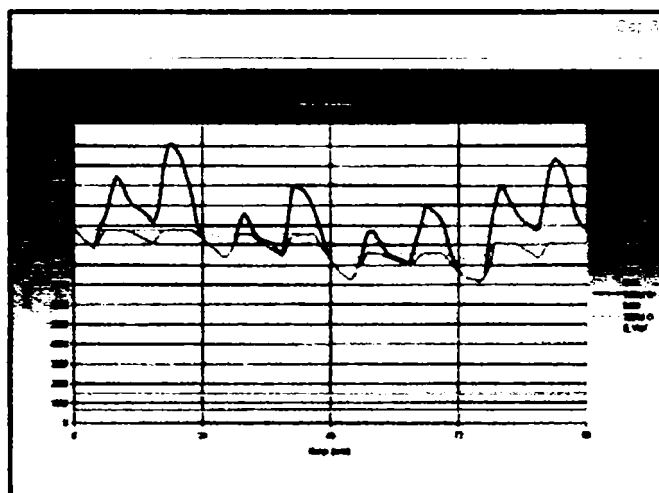
oportunitatea implementării C.H.E.A.P. este influențată de numeroși factori, dintre care principalii sunt: structura și parametrii caracteristici ai centralelor existente, tipul centralei de comparație și caracteristicile acestora, consumul de combustibil pentru energia electrică de pompare, randamentul ciclului pompare-turbinare.

Cap 3

**Efectele funcționării C.H.E.A.P. în cadrul S.E.N. Studiu de caz încadrarea centralelor electrice în curbele de sarcină**

Putere instalată - anul 2000		Putere instalată - anul 2010	
- HIDRO	5876 MW	- HIDRO	7208 MW
- TERMO	13917 MW	- TERMO	15250 MW
- NUCLEAR	700 MW	- NUCLEAR	1400 MW
TOTAL	20493 MW	TOTAL	23858 MW

- Analiza privind acoperirea curbelor de sarcină s-a efectuat pentru un nivel al consumului de energie electrică egal cu energia electrică livrată (soldul import - export fiind zero) în anul 2010, în strategia medie de dezvoltare a S.E.N., de 78.7 TWh
- Față de necesarul de energie electrică a zonei de vârf și semivârf rezultat din curbele de sarcină preliminară, disponibilul de energie electrică al centralelor hidroelectrice pentru un an mediu poate acoperi între minim 50% în trimestrul III și maxim 85% în trimestrul I.



Cap 3

**Influența funcționării C.H.E.A.P. asupra celorlalte tipuri de centrale electrice și a S.E.N. în ansamblu:**

- Prin încadrarea C.H.E.A.P. în pompaj se poate ajunge la o funcționare mai uniformă a centralelor termoelectrice în cursul zilelor lucrătoare, cât și la golul de sarcină săptămânal.
- Prin uniformizarea funcționării centralelor termoelectrice se obține o reducere a consumului specific la aceste centrale
- Prin evitarea opriri și reducerii sarcinii pe unele grupuri mari de condensatie la golurile zilnice de sarcină și mai ales la cel săptămânal datorită pompezului, a rezultat o reducere a consumului de combustibil față de situația fără C.H.E.A.P.
- Datorită producerii unei energii suplimentare de cca. 500 GWh/an din centralele termo pentru pompage, față de situația fără C.H.E.A.P., rezultă un necesar suplimentar de combustibil de cca. 120000 tcc/an.

Cap 3

**Influența funcționării C.H.E.A.P. asupra celorlalte tipuri de centrale electrice și a S.E.N. în ansamblu:**

FUNCȚII	EFACTE
1. Transferul de energie electrică de la gol la vârf.	- uniformizarea funcționării centralelor termo și nucleare, inclusiv reducerea opririlor, cu îmbunătățirea regimului lor de funcționare și reducerea consumului specific de combustibil; - economisirea apei din lacurile mari de acumulare cu posibilitatea mării transferului de energie din vară în iarnă - influența asupra pierderilor în rețele.
2. Rezerva de avarie de scurtă durată	- mărirea siguranței în funcționarea S.E.N.; - reducerea rezervei de putere în S.E.N. - economisirea apei din lacurile de acumulare.

**C.H.E.A.P.**

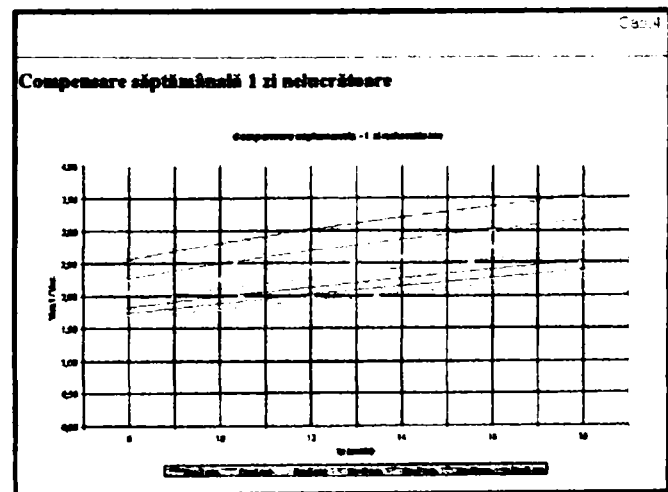
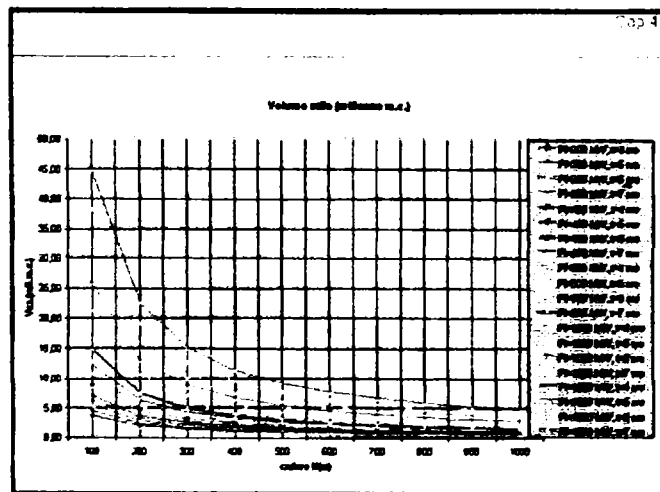
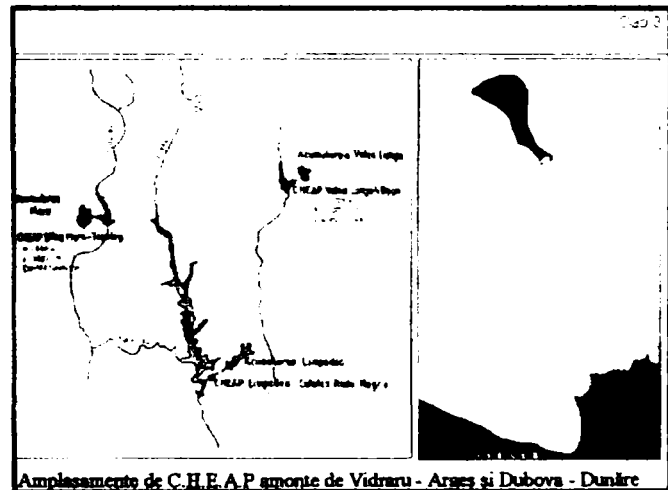
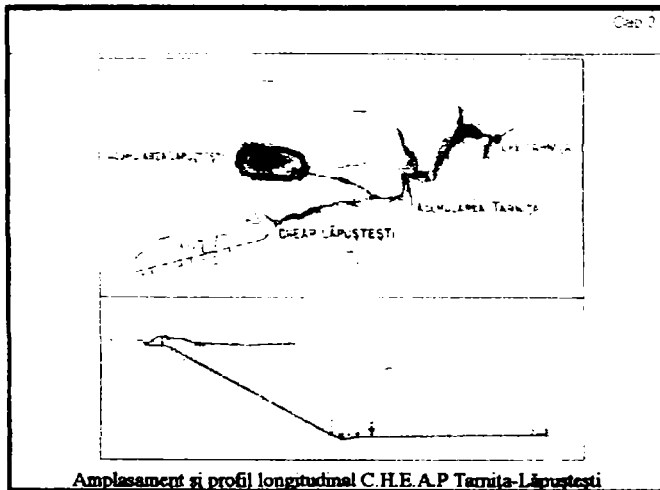
Cap. 3

FUNCTII	EFACTE
3. Reglaj frecvență – putere și rezervă termică	- creșterea calității energiei electrice furnizate; - reducerea benzii de reglaj pe celelalte centrale din S.E.N.; - economisirea apei din lacurile de acumulare.
<b>C.H.E.A.P.</b>	
4. Reglarea tensiunii și furnizarea de putere reactivă	- reducerea instalațiilor din S.E.N. pentru furnizarea de putere reactivă.
5. Participarea la schimbul prin interconexiune	- export de energie electrică la vârf.

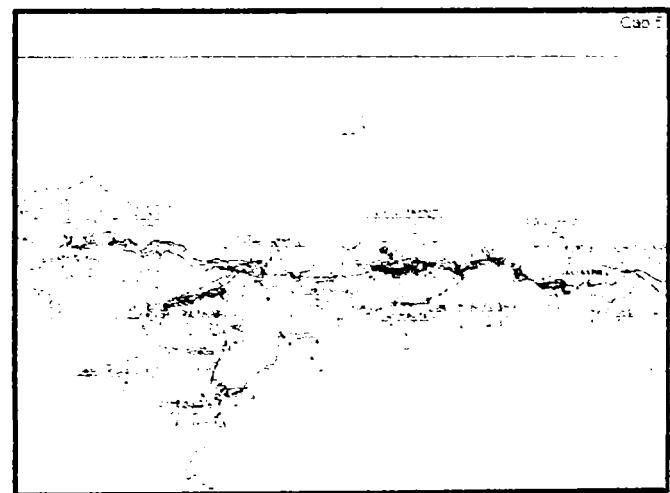
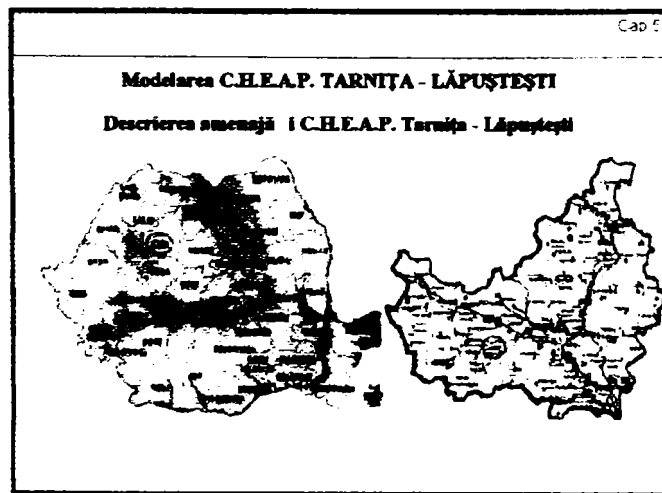
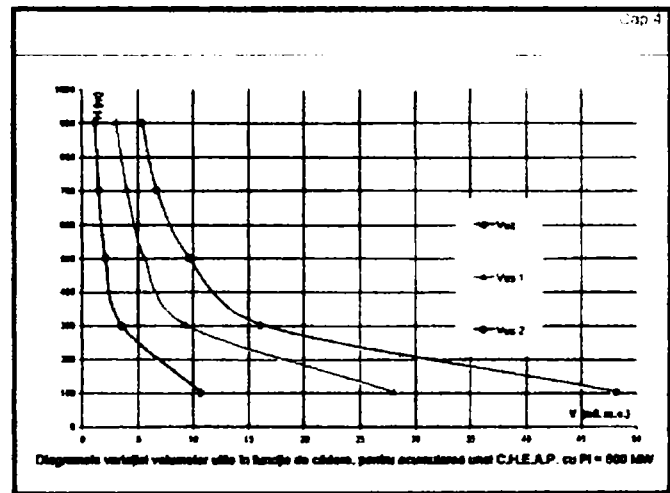
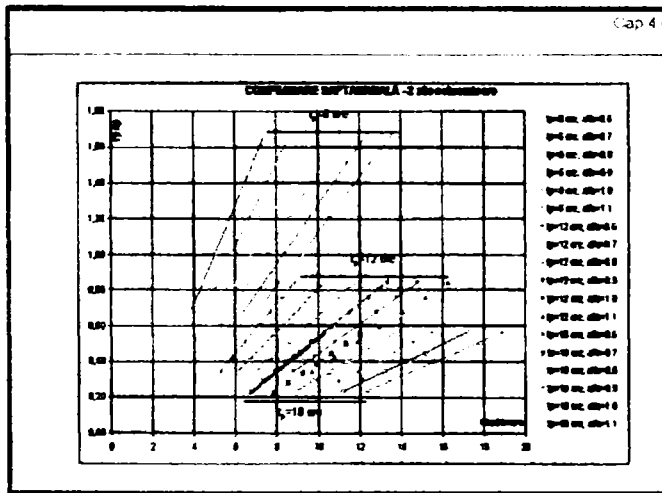
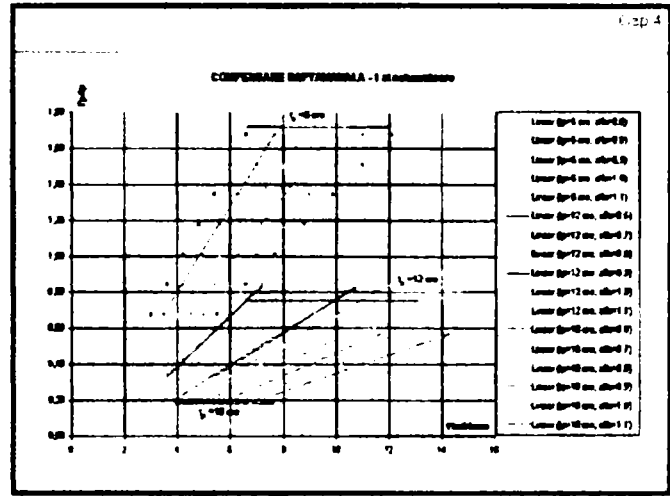
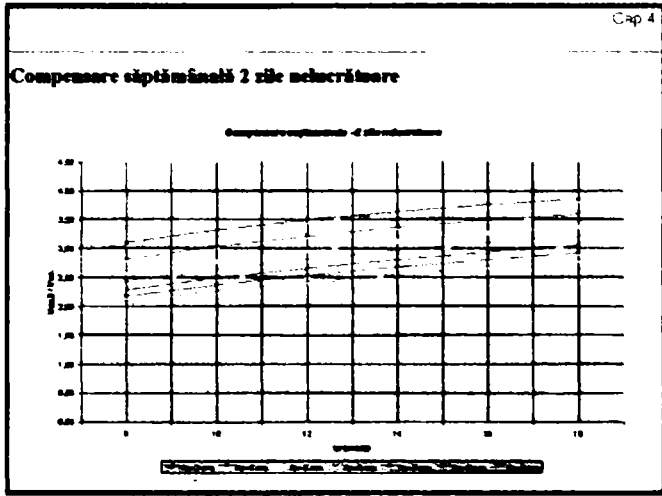
Cap. 3

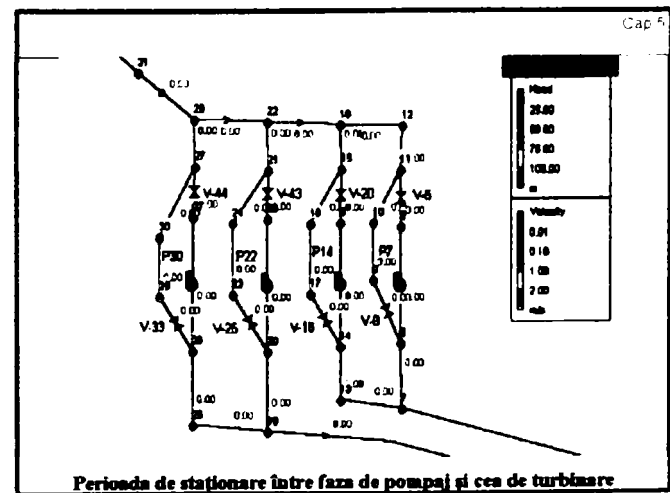
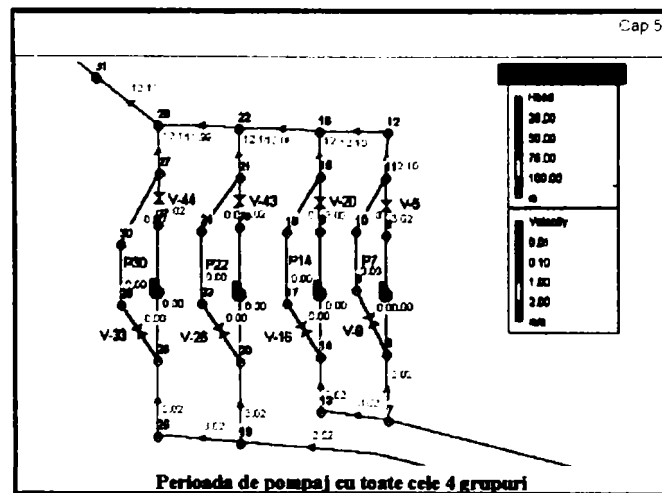
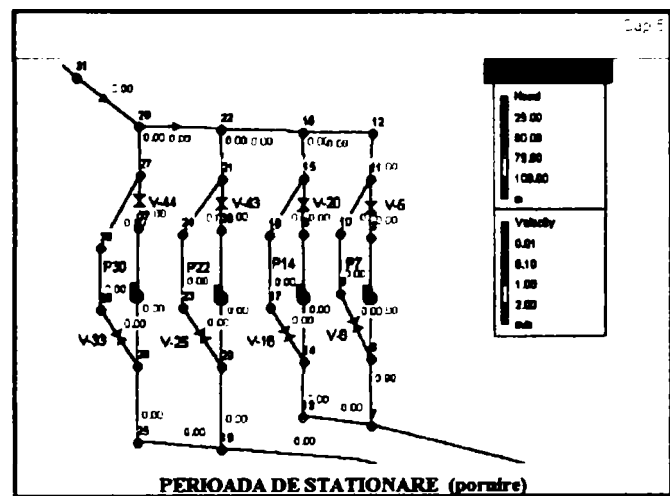
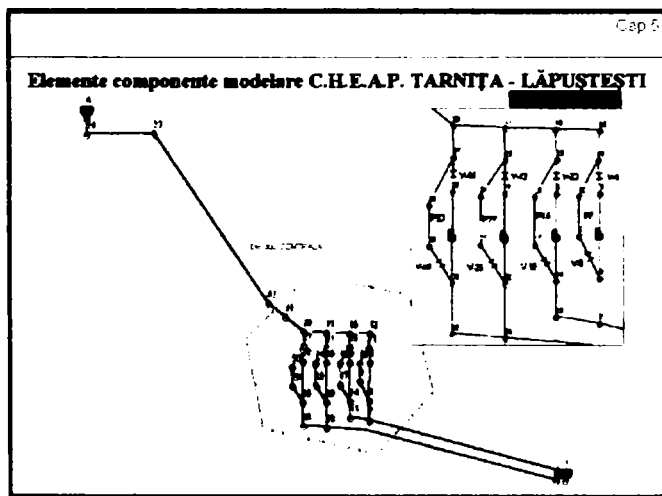
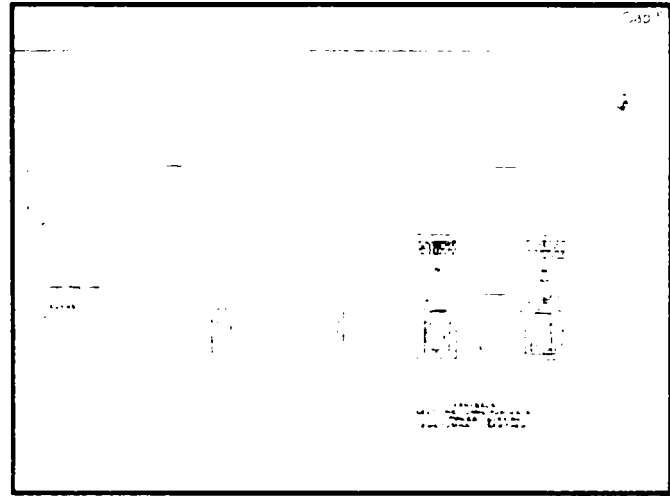
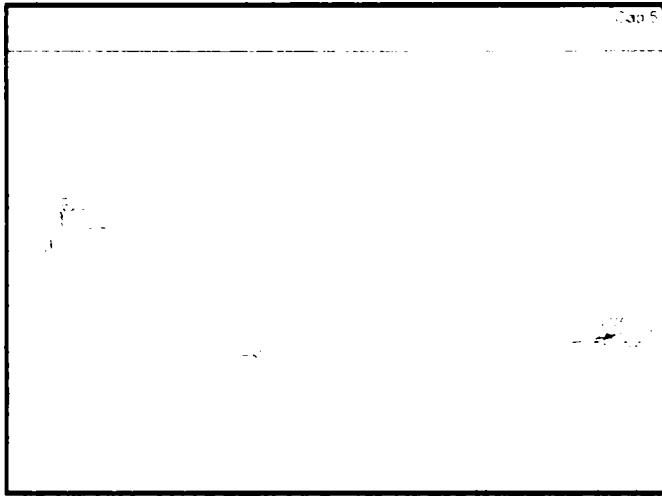
**Amplasarea optimă a C.H.E.A.P. în S.E.N.**

- Posibilitățile de realizare a C.H.E.A.P. sunt, de regulă, mai numeroase decât cele ale C.H.E. de vârf
- Puterea C.H.E.A.P. este condiționată de condițiile naturale ale amplasamentului și de capacitatea rețelelor electrice la care se racordează amenajarea
- Amplasamente optime sunt cele ce permit racordarea C.H.E.A.P. la linii electrice de foarte înaltă tensiune, pe care există o diferență mare între puterea transportată în orele de vârf de sarcină și cea din orele de gol de noapte
- Amplasamente deosebit de favorabile sunt cele ce permit C.H.E.A.P. să nu joace numai rolul de centrală de vârf, ci să-și valorifice plener capacitățile de manevrare: reglajul frecvență-putere, reglajul fluxurilor de putere, funcționarea în compensator sincron, etc.









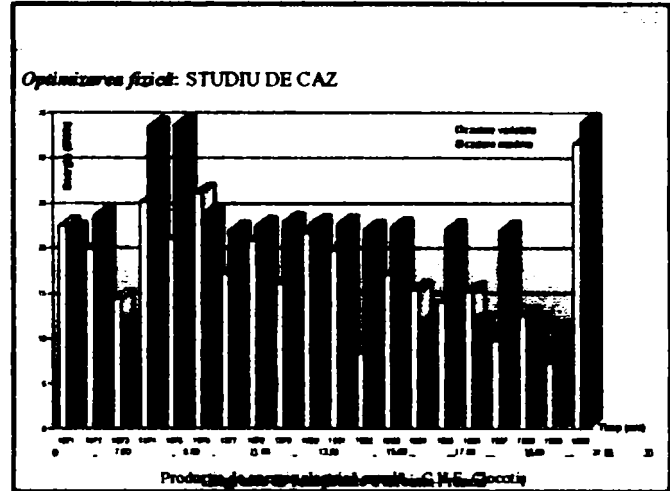
**Optimizarea financiară**

În Hidroenergetica practică există 2 tendințe.

- *optimizarea fizică*                      maximizarea kWh produs cu același potențial hidroenergetic disponibil
- *optimizarea financiară*                valorificarea potențialului hidroenergetic disponibil și previzibil a fi disponibil

**Optimizarea fizică: STUDIU DE CAZ:** funcționarea centralei la sarcină maximă, respectiv sarcina disponibilă în fiecare moment dat.

**Optimizarea financiară: STUDIU DE REALIZARE A UNEI C.H.E.A.P.**



**Optimizarea fizică: STUDIU DE CAZ**

**În prima ipoteză,** a căderilor variabile la centrală, s-a obținut pe parcursul celor 20 de ani o energie totală de 355.22 GWh, energia medie anuală fiind de 17.76 GWh/an.

**În cea de a doua ipoteză,** a căderilor maxime la centrală hidroelectrică, energia totală a fost de 427.84 GWh, energia medie anuală fiind de 21.39 GWh/an, ceea ce conduce la o creștere procentuală față de prima ipoteză de 17%.

**Concluzie**  
Obținerea energiei sporite în cea de a doua variantă a fost posibilă datorită funcționării centralei hidroelectrice în zona randamentelor maxime 0.91-0.925, fapt corelat cu existența căderilor maxime H=112...120 m, respectiv a debitului constant maxim 15 m³/s. Prima ipoteză, prin considerarea debitului instalat variabil la centrală în limita 7-12 m³/s a impus căderi variabile în limita H= 92 - 109 m, respectiv randamente 0.772-0.907.

C.H.E.A.P. au toate caracteristicile tehnice și economice de funcționare ale centralelor hidroelectrice (C.H.E.) ca: pornire și oprire rapidă, vitezi mare de încălzire, randamente ridicate la sarcini parțiale. Ele prezintă însă și o serie de avantaje suplimentare față de C.H.E. cum ar fi:

- **Puterea reglabilă** cu care C.H.E.A.P. pot interveni în sistem este mai mare decât a C.H.E. gravitaționale, fiind egală cu suma puterilor nominale ale turbinelor și pompelor;
- **Puterea C.H.E.A.P.** depinde în mică măsură de variațiile debitului afluent;
- **C.H.E.A.P. pot fi amplasate mai ușor** decât C.H.E. în apropierea centralelor de consum și ca urmare oferă condiții mai bune pentru a fi folosite ca centrale de rezervă și de intervenție.
- Funcționarea C.H.E.A.P. în regim de pompare, în orele de sarcină minimă, **îmbunătățește condițiile tehnice și economice de exploatare ale centralelor termoelectrice (C.T.E.) și nuclearelectrice (C.N.E.)**.

Prin regimurile de funcționare pe care le pot avea (turbinare, pompare, compensator sincron și posibilitatea de a le schimba în timp scurt), C.H.E.A.P. s-au impus în energetica modernă ca un mijloc deosebit de eficace de echilibrare și de a fi sursă a stabilității întregului sistem electric național.

**Oportunitatea amplasării C.H.E.A.P. în S.E.N. este examinată luându-se în considerare următoarele trei aspecte:**

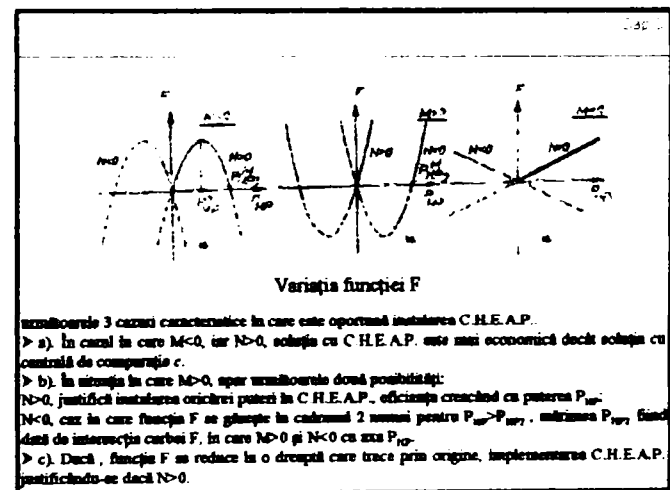
- eficiența consumului de combustibil,
- eficiența cheltuielilor pentru combustibil,
- eficiența economică,

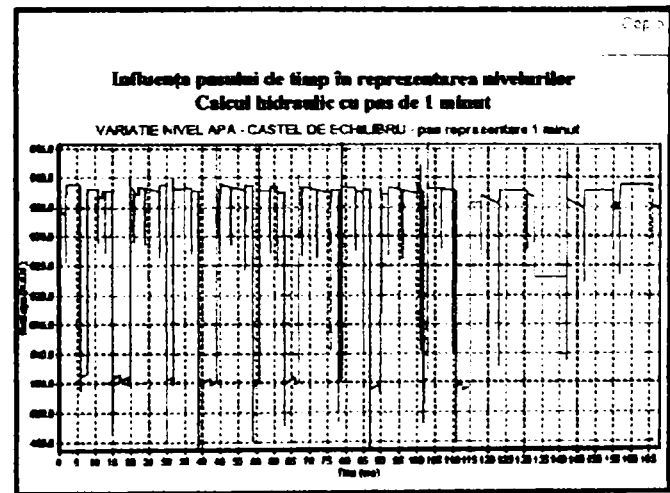
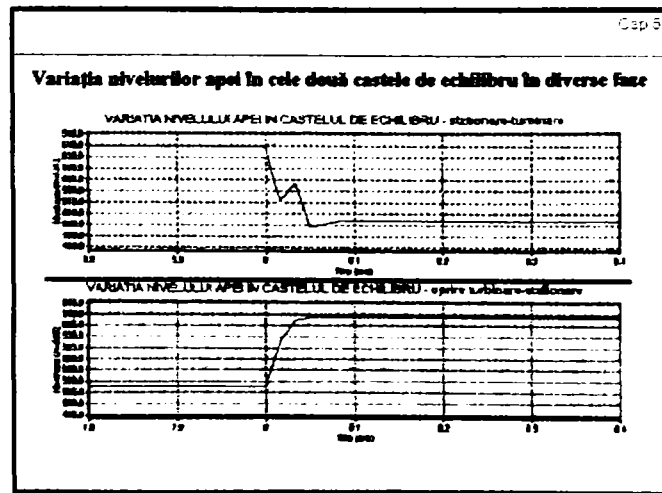
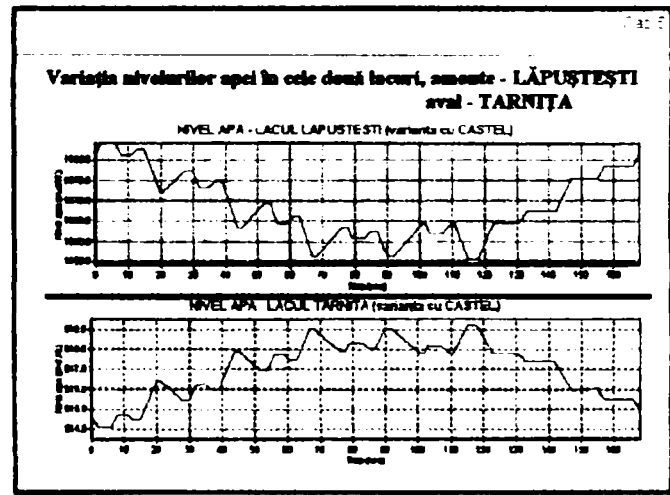
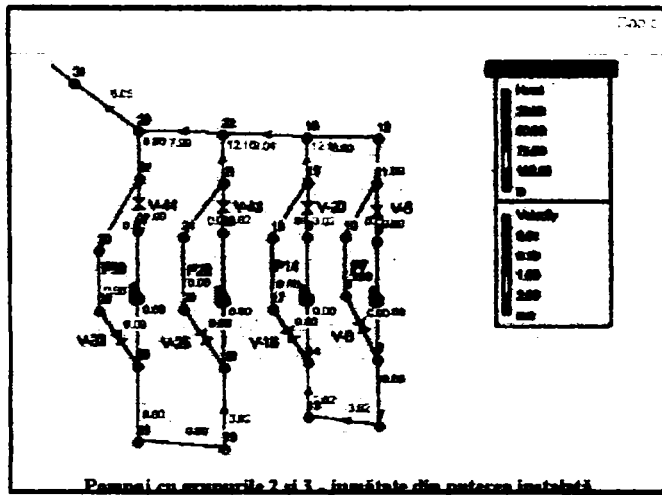
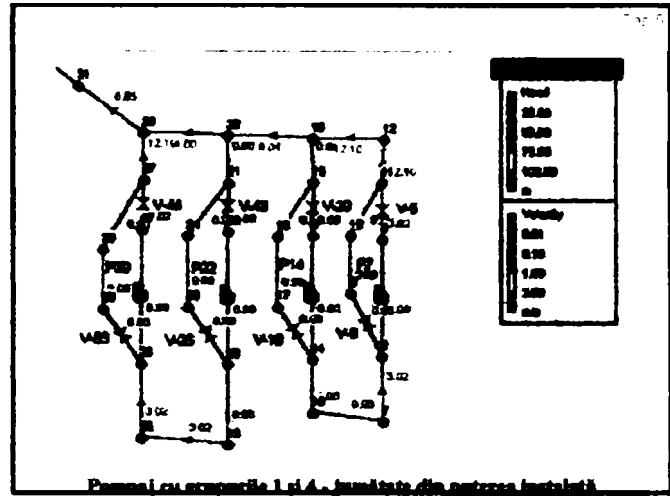
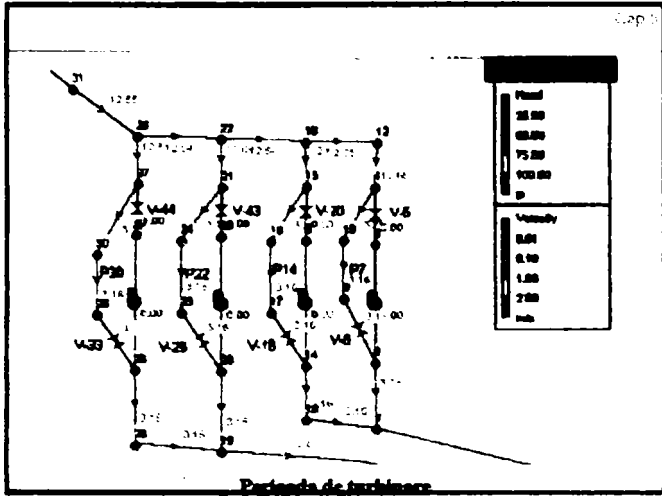
**prin compararea C.H.E.A.P. cu altă centrală electrică.**

eficiența consumului de combustibil                      Funcția de combustibil  
 eficiența cheltuielilor pentru combustibil                Funcția cheltuielilor pentru combustibil  
 eficiența economică    Funcția eficienței economice

$$F = M \cdot P_{HP}^2 + N \cdot P_{HP}$$

unde: - M și N sunt coeficienți independenți de  $P_{HP}$ , determinați de parametrii specifici fiecărui caz în parte, iar  $P_{HP}$  - puterea instalată la C.H.E.A.P.





**CONCLUZII**

Pentru rezolvarea optimă a problemelor majore pe care le ridică exploatarea hidroenergetică de nivel superior, cercetarea a fost îndreptată în următoarele direcții:

- însușirea și analiza critică a actualelor metode, cu reținerea procedurilor avansate și a rezultatelor obținute pe plan mondial și la noi în țară.
- evaluarea soluțiilor moderne în rezolvarea problemelor teoretice în domeniul exploatarei hidroenergetice, perfecționarea și lărgirea limitelor de aplicabilitate în vederea optimizării acestora.
- studiul cantitativ și calitativ al condițiilor reale de exploatare a centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj, justificarea elementelor pozitive în vederea optimizării exploatarei energetice.

**CONCLUZII**

La elaborarea tezei s-au avut în vedere următoarele considerații:

- onca centrală hidroelectrică gândită este un element nou care se introduce în sistemul energetic, oportunitatea și eficiența acesteia luându-se în considerație prin dinamica și variația consumului de energie electrică, structura centralelor existente și influența pe care noua centrală o are asupra centralelor electrice existente și a celor prevăzute a se realiza.
- proiectarea centralei este necesar să se facă ținând seama de regimul real de funcționare normală pe care aceasta îl va avea în sistemul energetic, proiectarea energetică, cât și exploatarea amenajării hidroelectrice, să se facă pe baza unor criterii comune: obținerea producției maxime de energie electrică, respectiv criteriul cheltuielilor totale actualizate.
- problemele de gospodărire a apelor, ce apar frecvent în proiectarea și exploatarea amenajărilor hidroenergetice, au fost luate în considerație, fie sub formă de restricții de exploatare, fie prin formularea unor criterii de optimizare care îmbină cerințele energetice cu cele ale gospodăririi apelor.

**RECOMANDĂRI**

- pe parcursul unei continue consultări a literaturii de specialitate din domeniul studiat, se recomandă acordarea unei atenții deosebite lucrărilor și rapoartelor întocmite de către constructorii implicați în domeniu;
- este indicat să se generalizeze calculul în mărimi adimensionale la toți parametrii exploatarei hidroenergetice;
- să se formeze sisteme interconectate între centralele hidroelectrice cu acumulare prin pompaj și centralele hidroelectrice a căror lac este valorificat de primele drept rezervor aval;
- să se formeze lanțuri tehnologice corelând intrarea în lucru și preluarea sarcinilor între eventualele centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj ce se vor realiza;
- încadrarea optimizată a sistemelor în regim liber, devenită acum posibilă fără restricții și sacrificii, în viitoarea exploatare a centralelor, hidroenergie preluând integral vârfurile de consum energetic.

**CONTRIBUȚII PERSONALE**

- Realizarea pe baza bibliografiei momentului pe plan internațional, a unei sinteze a informațiilor privind caracteristicile centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj;
- Punerea în evidență a posibilităților de exploatare a centralelor hidroelectrice la un dispozer, care să mărească randamentul de producere a energiei pentru o cădere dată, stabilirea avantajelor C.H.E.A.P. în funcționarea unui sistem energetic închis prin suplimentul de energie hidrolică (la parametri cu câștig de fiabilitate);
- Optimizarea funcționării centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj în sisteme hidroenergetice;
- Stabilirea analitică a corelațiilor existente între parametrii hidroenergetici ai unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj;
- Studii de caz pentru o centrală având un amplasament propice unei asemenea lucrări;
- Adaptarea unui program hidrolic, existent, pentru studiul situațiilor ce intervin într-un circuit în care funcționează o centrală cu acumulare prin pompaj;
- Sugerarea unui procedeu practic privind eficientizarea procesului de producere a energiei electrice prin funcționarea preponderent la niveluri ridicate spre nivelul normal de retenție în lacul aval al C.H.E.A.P.

*Vă mulțumesc !*