

К. Беговиќ
Хидроенергетски постројки

1. ВОВЕДЕН ДЕЛ	1
1.1. Општо	1
1.2. Општо за производството и потрошувачката на електрична енергија	2
1.3. Видови на електрични центри	3
1.4. Значење на хидроелектраните во производството на енергија	4
1.5. Типови на хидроенергетски постројки (ХЕП) и пумпно акумулациони ХЕП	7
1.5.1. Составни елементи на ХЕП	7
1.5.2. Нископритисни хидроелектрани	10
1.5.3. Среднопритисна хидроелектрана	13
1.5.4. Високопритисни хидроелектрани	13
1.5.5. Пумпно-акумулациони хидроелектрани	15
1.6. Основни хидраулички односи при искористување на водната енергија	17
1.6.1 Општо	17
1.6.2 Дефиниции на падовите	18
1.6.3 Карактеристични криви и параметри	22
1.7. ГОЛЕМИНА НА ИЗГРАДБА НА ХИДРОЕЛЕКТРАНА	27
1.8. БРОЈ И ГОЛЕМИНА НА АГРЕГАТИТЕ	33
1.9. ОСНОВНИ ПОИМИ, ПОТРОШУВАЧКА И ПРОИЗВОДСТВО НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА	37
1.9.1. Фактори на потрошување	37
1.9.2. Фактори на производство	41
2. ХИДРОМЕХАНИЧКА ОПРЕМА	1
2.1. ОПРЕМА НА ВЛЕЗНА ГРАДБА	1
2.2. ОПРЕМА НА БРАНА И ПРЕГРАДА	3
2.2.1. Прелив на браната	3
2.2.2 Темелен испуст на браната	7
2.3 ОПРЕМА ЗА ВОДНА КОМОРА	13
2.4 ОПРЕМА ЗА ЗАТВОРАЧКА КОМОРА	13
2.5 НАСОКИ ЗА ИЗБОР И ДИМЕНЗИОНИРАЊЕ НА ОПРЕМАТА И ПРОЦЕНА НА ТЕЖИНАТА	14

3. ПРИТИСНИ ЦЕВКОВОДИ	1
3.1. ВИДОВИ НА ПРИТИСНИ ЦЕВКОВОДИ	1
3.2. ЕКОНОМСКИ ПРЕЧНИК НА ЦЕВКОВОДОТ ПОД ПРИТИСОК	4
3.3. ХИДРАУЛИЧНИ ОДНОСИ И ЗАКОНИ НА ДИМЕНЗИОНИРАЊЕ	10
3.3.1. Еквивалентен цевковод	10
3.3.2. Случаи при нагли промени на режимот на работа во погон	12
3.3.2.1. Сјори линеарни промени на режимот на работата	12
3.3.2.2. Нагли линеарни промени на работен режим	13
3.3.2.3. Нагло зајварување на млазничките на Пелтон турбина	14
3.3.2.4. Испад на производниите групи од мрежата	14
3.3.2.5. Францис турбина без спореден испуск	16
3.4. НАСОКИ ЗА ДИМЕНЗИОНИРАЊЕ И ПРОЦЕНКА НА ТЕЖИНАТА	19
3.4.1 Сили и напрегања	19
3.4.2. Дозволени напрегања и фактори на сигурност	21
3.4.3. Статистички пресметки	22
3.4.4. Проценка на масата	23
4.7. СИСТЕМИ ЗА РЕГУЛАЦИЈА НА ВОДНИ ТУРБИНИ - ЕЛЕКТРИЧНИ ГЕНЕРАТОРИ	1
9.5. СИСТЕМ ЗА ЛАДЕЊЕ И ДРЕНАЖЕН СИСТЕМ	1

1. ВОВЕДЕН ДЕЛ

1.1. Општо

Употребата на природните ресурси за производство на добра за задоволување на човековите потреби има важна улога во модерното стопанство. Како последица од постојаното тежнеење за напредок веќе одамна човековата физичка способност не е доволна да ја задоволи потребната снага во производството на многубројните средства за живот, па затоа настанала техника за искористување на природните ресурси. Се пристапува кон организирано производство на стоки со помош на уреди кои се погонувани од енергија добиена од различни видови гориво (цврсти, течни и гасовити), силата на водата, енергијата на ветерот и нуклеарната енергија. Овие облици на енергија ни стојат на располагање благодарейќи на влијанието на енергијата на сонцето.

Енергијата на горивата може да се претвори во моќност само по цена на значителни губитоци на топлина (парните машини имаат степен на искористување 20-30%, МСВС околу 40% и итн). Сепак горивото, во свое време, силно ја развило индустријата.

Во другата половина на 19-век се појавува нов начин на искористување на енергијата на горивата и на водата. Механичката моќност добиена на пр. од топлинска енергија, се претвора во електрична енергија која преку далноводи се пренесува до местото на потрошувачка и таму повторно се претвора во механичка работа, топлина или кој било друг облик на енергија. На и онака лошо искористеното гориво за добивање на механичка енергија (механички губитоци) се надврзуваат и електричните губитоци. Меѓутоа, огромните предности на електричната енергија набрзо дошле до израз и таа станала еден од најважните фактори во производството на добра. Имено, електричната енергија доста економично се пренесува на големи далечини, а можно е и нејзино лесно претворање во најразлични облици на енергија.

Производството на електрична енергија за потребите на индустријата и јавната електрификација се нарекува обично **производство на електрична енергија** за разлика од производството на електрична енергија со ситни извори како на пример галвански елементи (батерии). И покрај тоа, што тој назив не е исправен, бидејќи енергијата неможе да се произведе, туку само еден облик на енергија може да се претвори во друг, тој е толку широко користен што ќе го задржиме.

Со производство на електрична енергија се занимава **електростопанството**. Тоа е гранка на **енергетското стопанство** која се бави со разни претворувања на енергијата по економски најповолни услови. Електростопанството или енергетското стопанство се занимава со претворување на различни облици на енергија во електрична енергија и нејзин

транспорт од местото на производство до местото на потрошувачка по економски најповолни услови.

Производството и употребата на електрична енергија денес има најважно значење како во стопанството така и во секојдневниот живот на современиот човек. Со посредство на електрична енергија денес секое место на земјината топка може да се приклучи на модерен произведен процес и во културниот круг на современиот живот.

1.2. Општо за производството и потрошувачката на електрична енергија

Електричната енергија претежно се искористува во облик на трофазна и еднофазна најизменична струја, а во мала мерка и во облик на еднонасочна струја.

Предностите на трофазната струја се во тоа што таа може едноставно да се трансформира на разни напони, да се пренесува на големи далечини и прикладно да се разведува на ниски напони. Примената на трофазната струја ја диктирал и трофазниот асинхрон мотор како најпрактичен погонски уред во индустријата, но и останатите уреди и апарати кои трошат електрична енергија кои најчесто се конструирани на трофазна и еднофазна струја со фреквенција од 50Hz.

Помалите мотори и апарати најчесто се приклучуваат на ниски напони 220 и 380 V, а поретко на 500V. Големите мотори пак се градат за 3000-6000V. Електричните печки за производство на челик, феролегури, калциумкарбонати итн. се градат за напони од 30-60V и повеќе илјади ампери. За специјални потреби се употребува и наизменична струја со друга фреквенција од наведената на пример во дрвната индустрија, индустријата за хартија и итн. Електрифицираната железница употребува фреквенција од $16 \frac{2}{3}$ Hz, но и овде полека се преоѓа на 50 Hz.

Еднонасочната струја се употребува кај постапката на електролиза при која се добиваат некои производи во хемиската индустрија како: хлор, сода, водород, и итн., потоа метали како: алуминиум, бакар, цинк, олово и итн.

Исто така, еднонасочната струја се троши за процесот на галванизација, галванопластици, потоа за осветлување, сигнализација и во електрониката. Во поново време околу 1960 година па навака, повторно се градат преносни водови за еднонасочен напон и до неколку стотина kV со посебни услови и за посебни прилики бидејќи се покажало дека таквите системи имаат извесни економски предности во некои одредени случаи.

1.3. Видови на електрични центри

Електричните центри се такви постројки во кои се одвива претворување на различни облици на енергија во електрична. Тие претставуваат едни од најсложените дела на техниката. Се состојат од најразлични машини и уреди во меѓусебна врска, а секоја од нив може да се смета за посебен систем така што електричната центриала може да се окарактеризира како систем од повисок ред.

Електричните центри се делат на:

1. Според видот на енергија која ја произведуваат, (еднонасочна или наизменична)
2. Според погонското средство кое го употребуваат, и
3. Според подрачјето кое го снабдуваат со електрична енергија.

Електричните центри на еднонасочна струја за општи потреби постојат само во некои мали места, а денес се градат само на места каде служат за потребите на некоја специфична индустрија. Главната причина за неупотребливост на еднонасочна струја за електрификација лежи во тоа што не е можно класично трансформирање на еднонасочната струја на високи напони па со тоа и можностите за нејзин пренос на поголеми далечини се отежнати. Во поново време сепак е развиен пренос на енергија кај високите напони на еднонасочна струја.

Електричните наизменична трофазна струја со фреквенција 50 Hz во Европа, односно со 60 Hz во Америка, денес се главни производители на електрична енергија. Евентуалната потреба од струја со друга фреквенција или еднонасочна струја не претставува никаков проблем бидејќи на местото на потрошувачка лесно може да се добие бараната фреквенција и напон.

Според погонското средство електричните се делат на: електрични на фосилни горива, хидроелектрични, електрични на ветер и нуклеарни електрични.

Електричните на *фосилни горива или термоелектричните* користат разни горива за добивање на енергија потребна за погонување на машините. Во нив спаѓаат парни, дизел и гасни електрични. Во парните електрични топлинската енергија на горивото се претвора во потенцијална енергија на парата која во парната турбина се искористува за добивање на механичка енергија потребна за погонување на електричен генератор. Како гориво се користи: дрво, тресет, лигнит, кафеав и камен јаглен, нафта и природен гас.

Во *дизел електричните* погонски машини се: дизел мотори на гасно, парафинско или катранско масло, мазут или нафта. Во *гасните електрични* погонски машини се: гасни турбини на коксен, гротлен, или природен гас, а

помал број на постројки на генераторски гас. Гасните и дизел електраните имаат мала улога во електроенергетскиот систем.

Хидроелектраниите ја искористуваат силата на водата на разни водотеци и езера кои неограничено ни стојат на располагање благодарјќи на енергијата на сонцето. Во водните турбини таа енергија се претвора во механичка енергија која служи за погон на електрични генератори. Хидроелектраните имаат големо значење во електроенергетскиот систем особено во земјите богати со хидроенергија.

Ветерниите електрани се наоѓаат во употреба во многу мала мерка.

Нуклеарниите електрани ја искористуваат енергијата добиена со разбивање на јадрото на атомот на радиоактивните елементи, првенствено изотоп на уран U-235. Добиената топлинска енергија со разбивање на атомот при процес на фисија се користи за добивање на водена пара која потоа во класична постапка се употребува за погон на парна турбина како кај класичните термоелектрани.

Според подрачјето на опслужување електраните се делат на: индустриски, бродски, градски, покраински, и државни.

Малите градски или индустриски електрани директно приклучени на мрежа со напон 380/220 V имаат генератори предвидени за тој напон. Ако се работи за поголем град електричната енергија се произведува и пренесува со повисок напон, на пример 6 kV, а подоцна со локални трафостаници за поедини населени места или стопански објекти се трансформира на нормални ниски напони и така се дистрибуира до потрошувачите.

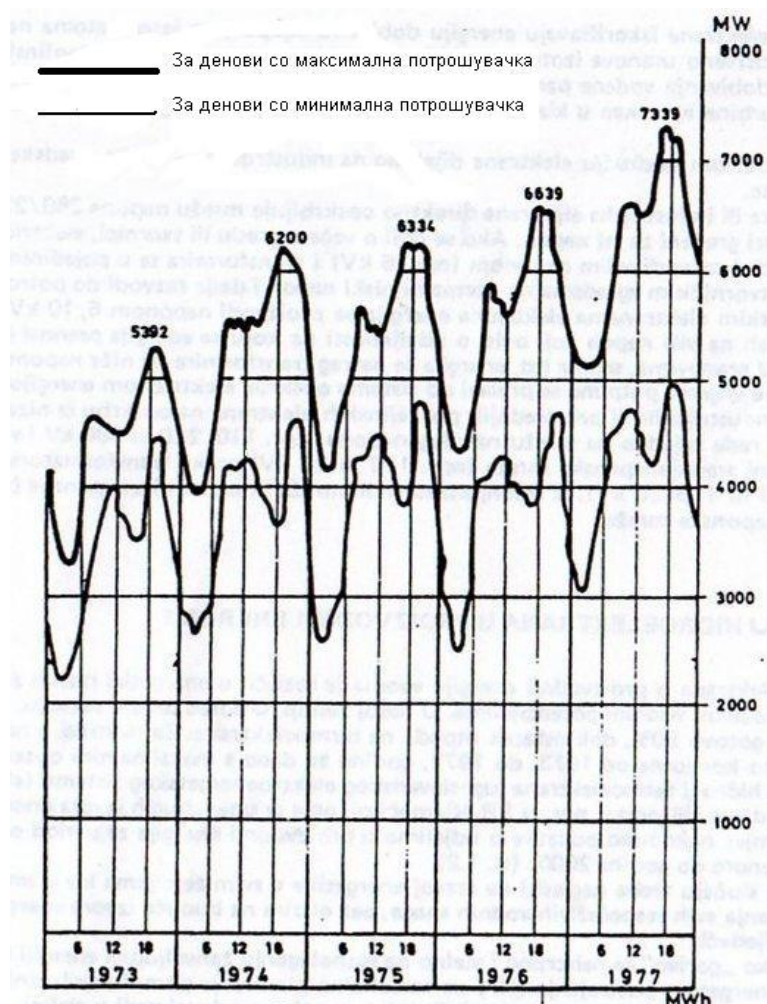
Во покраинските електрани електричната енергија се произведува со напон 6-10 kV кој веднаш се трансформира на повисок напон (20-110 kV) кој зависи од оддалеченоста на која се пренесува енергијата. Во градовите, селата и итн., енергијата повторно се трансформира на ниски напони.

Во најново време потполно се преоѓа од систем на мали градски или индустриски електрани на систем од неколку големи електрани кои се приклучени на мрежа од највисок напон (110,220 или 380 kV и повеќе). Од оваа високо напонска мрежа се храни среднонапонската мрежа (110V - 20kV) преку трансформаторски станици. Потоа од оваа среднонапонска мрежа се снабдуваат нисконапонските потрошувачи.

1.4. Значење на хидроелектраните во производството на енергија

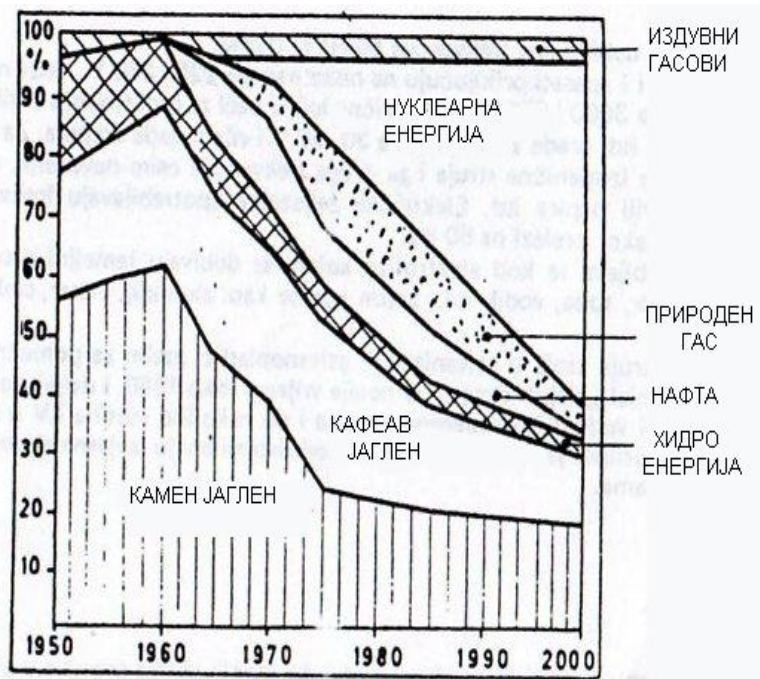
Уделот на хидроелектраните во производството на енергија многу се разликува во енергетиката кај разни земји и зависи од расположливиот воден потенцијал. Во нашата земја во досегашниот развој, уделот на

хидроелектраните е скоро 50% додека остатокот отпаѓа на термоелектраните. За илустрација наведен е бруто конзумот од 1973 до 1977 година, за денови со максимално оптеретување и производството на хидро и термоелектраните на југословенскиот електроенергетски систем (слика 1.1).

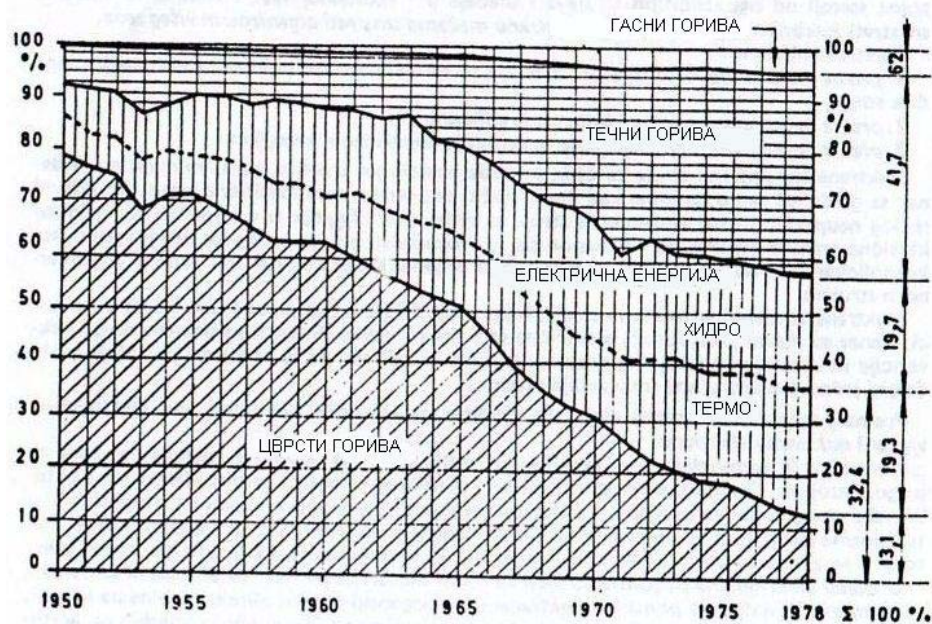


Слика 1.1 Дијаграм на бруто конзум за денови со максимално и минимално оптеретување во периодот 1973-1977 година

Сосема друг е односот на пример во Германија, каде уделот на другите извори на енергија е значително поголем од оној на хидроенергијата. За пример се наведени податоци за уделот во производството на енергија за периодот од 1950 година со проценки до 2000-та година (слика 1.2).



а)



б)

Слика 1.2

(а) Удел на примарните извори на енергија во Германија во производството на електрична енергија за период 1950 до 2000 година

(б) Структура на финалната потрошувачка на енергија во СФРЈ во периодот од 1950 до 1978 година

Во секој случај треба да се нагласи дека развојот на енергетиката во сите земји оди во насока на потполно искористување на сите расположливи водни потенцијали, без обзир на идните извори на енергија. Причини за ова се следните:

а) погонското “гориво” е неисцрпно и е постојано на располагање благодарјќи на сончевата енергија;

б) хидроенергетските постројки (ХЕП) со рационално користење помагаат за решавање на водостопанските проблеми на водотеците односно на нивните водни токови, а со тоа и на целото водостопанство;

в) ХЕП, понатаму, допринесуваат за решавање на проблемите како заштита од поплави, ерозија, решавање на проблемите со пловноста на реките и заштита од подземните води;

г) ХЕП се извор на енергија кој помага за заштита на човековата околина што во наредните декади ќе биде централен проблем во светски рамки.

1.5. Типови на хидроенергетски постројки (ХЕП) и пумпно акумулациони ХЕП

1.5.1. Составни елементи на ХЕП

Основни елементи на една хидроенергетска постројка се:

а) уред за зафат на вода, брана, или долинска преграда

б) довод на водата до турбината

в) спојот турбина - генератор со сите помошни уреди

г) одводен канал

Уредот за зафат на водата е така конструиран градежен објект да го задржува токот на водата во природното корито и ја насочи водата со доводниот цевковод до хидрауличната турбина. Тој се состои од цврсти или подвижни брани. Цврстите брани се конструираат со прелив, кој овозможува одвод на големите количини на вода кои можат да се појават, а да не настане преголемо зголемување на нивото на вода кое претставува опасност за објектот.

Во општ случај браните имаат двојна задача: служат за зафат на водата, а кај нископритисните електрани го прават потребниот пад.

Ако освен горните две задачи се постави и трета, а тоа е задачата на создавање на акумулационо езеро, тогаш се применуваат долински прегради. Тоа се насипи од земја, сув камен, бетон и слично.

Браните можат да бидат:

- а) земјени насипи (непропусен слој од глина, односно соодветна мешавина, а страните од земја и камен),
- б) бетонски гравитациони,
- в) бетонски лачни, според конструктивното статичко решение.

Доводот има за задача водата од влезниот зафат да ја спроведе до хидрауличната турбина. Самиот влезен уред се состои од груби решетки и базени за таложење и смирување. Во базените за таложење водата мора да добие толку мала брзина така да сите поголеми цврсти честички и останатиот талог се сталожат на дното.

Од хидрауличка гледна точка се разликуваат: гравитационен и притисен довод. Гравитациониот довод има слободно водно лице. Профилот е најчесто од трапезен облик и може да се изведе во канали и ровови. Профилот на каналот или ровот мора да биде така конструиран да предизвикува најмали хидраулични загуби. Рововите овозможуваат премин преку брдо или нерамнини и со тоа значително ја намалуваат должината на доводот, како и губитоците на падот. Исто така рововите се градат и со кружен, овален, правоаголен профил и сл.

Притисниот довод се разликува од гравитациониот во тоа што нема слободно водно лице, па протокот се регулира преку потрошувачката на вода во турбината, додека кај гравитацискиот довод величината на протокот во каналот или ровот зависи од состојбата на отворање на влезниот уред. Поради што притисниот довод овозможува поеластична работа, па затоа се употребува кај акумулациони електрани. Притисниот довод може да биде изведен во ровови и во цевководи.

Притисниот довод најчесто се употребува за делот од доводот од резервоарот или водната комора до разделниот цевковод т.е до самата турбина. Тој редовно има голем наклон, па затоа се вика кос притисен цевковод, но се изведува и како вертикален притисен цевковод. Тој се изведува од заварени челични цевки поради високите притисоци на водата, напрегањата од сопствената тежина и евентуално надворешниот притисок од земјата. Цевките се положуваат или на површината на земјата на бетонски потпори или пак се вкопуваат во земјата и се бетонираат. Димензионирањето на цевководот зависи од статичките и динамичките притисоци, како и од начинот на поставување и дејството на околината (особено на карпите доколку е поставен на брдски масив) при совладувањето на внатрешните сили.

Кај високопритисните хидроелектрани пред косиот притисен ров се поставува водна комора (водостан). Тоа е комора со соодветна форма која има задача да го прими водниот бран кој настанува кај полниот акумулационен базен во случај кога при полно оптеретување нагло се прекине доводот и во случаи на оптеретување на производните групи.

Водната комора го решава феноменот на хидрауличен удар кој не е предмет на наше разгледување но на него треба да се укаже. Се работи за претворување на кинетичката енергија на водната маса во бранување (кај погонските маневри) во потенцијална енергија според релацијата:

$$L \cdot A_c \cdot \frac{\Delta v^2}{2g} = Z \cdot A_v \cdot \frac{Z}{2}$$

каде што: L [m] - должина на притисниот цевковод

A_c [m²] - површина на напречен пресек на цевководот

Δv [m/s] - промена на брзината на водата во цевководот

A_v [m²] - површина на напречен пресек на водната комора

Z [m] - промена на нивото на водата во водната комора за времетраење на процесот

Базични податоци за пресметка на водниот удар се:

- модел на целата постројка од влезот до излезот на водната маса,
- замајни маси $G \cdot D^2$ на ротирачките делови (хидрауличката машина и електричен генератор),
- релативни податоци на притисниот цевковод,
- технички податоци за хидрауличката турбина,
- законот на затворање на доводниот апарат (дистрибутор).

Условите за димензионирање на водната комора се многу сложени и зависат од: типот, односно видот на електраната и нејзината улога во електроенергетскиот систем. Основен принцип е да се обезбедат такви димнзии на водната комора како би се овозможиле сите погонски маневри кои се можни да се случат.

Како пример за една пумпно акумулациона реверзибилна постројка дадени се следните услови:

- испад од пумпниот погон со отворен доведен апарат, сите единици, за максимален и минимален напор (H_{pm}, H_{pm});
- испад од пумпниот погон со затворање на доводниот апарат по линеарен закон за затворање, сите единици, за максимален и минимален напор;
- испад од турбинскиот погон со затворање на доводниот апарат по нелинеарен закон, сите единици, за најмал и најголем пад (H_{tm}, H_{tm});
- побег на производната група (до брзина на побег) со отворен доведен апарат (во трбински погон) со најголем пад H_{tm} за случај на побег на една единица (или производна група) или сите единици (група на електрани) со максимален пад.

Во одредени случаи на долг одводен тунел (кај електрани со подземна машинска сала) потребно е да се вгради и долна водна комора, позади турбинскиот дифузор која има слична функција како и горната.

Притисниот цевковод завршува со разделен цевковод преку кој водата од притисниот цевковод се доведува кон секоја од турбините. Поради тоа што кај разделниот цевковод притисоците и брзините се многу високи, тој мора да биде димензиониран за соодветните услови.

На почетокот на притисниот цевковод после резервоарот или водната комора се вградува сигурносен затворач кој ги обезбедува објектите и луѓето кои би можеле да настрадаат при продор на вода. Сигурносните затвораачи автоматски го затвораат доводот на вода штом брзината на водата во цевководот ја надмине пропишаната граница. Овој објект се нарекува засунска комора или комора на затвораачот, а е опремена со пеперуткаст или сличен на него затвораач.

Одводниот канал има задача да ја одведе водата која што ја предала својата енергија во турбината и да ја врати повторно во реката или водотекот. По самата изведба одводниот канал е сличен на доводниот.

Во машинската сала се наоѓаат главните погонски делови (производни групи) т.е склопот турбина - генератор со сите помошни уреди. Турбината и генераторот со нивните помошни уреди како и разводната постројка и останатата електрична опрема ја сочинуваат електромашинската опрема на хидроелектраната. Освен тоа, треба да се наведе хидромашинската опрема на електраната во која спаѓаат: опремата на браната за прелив, темелен испуст и влезниот уред, опремата во тунелот, водната комора, засунската комора, и одводниот канал.

Пред турбината се вградува и предтурбински затвораач во зависност од типот на турбината и нејзините карактеристики.

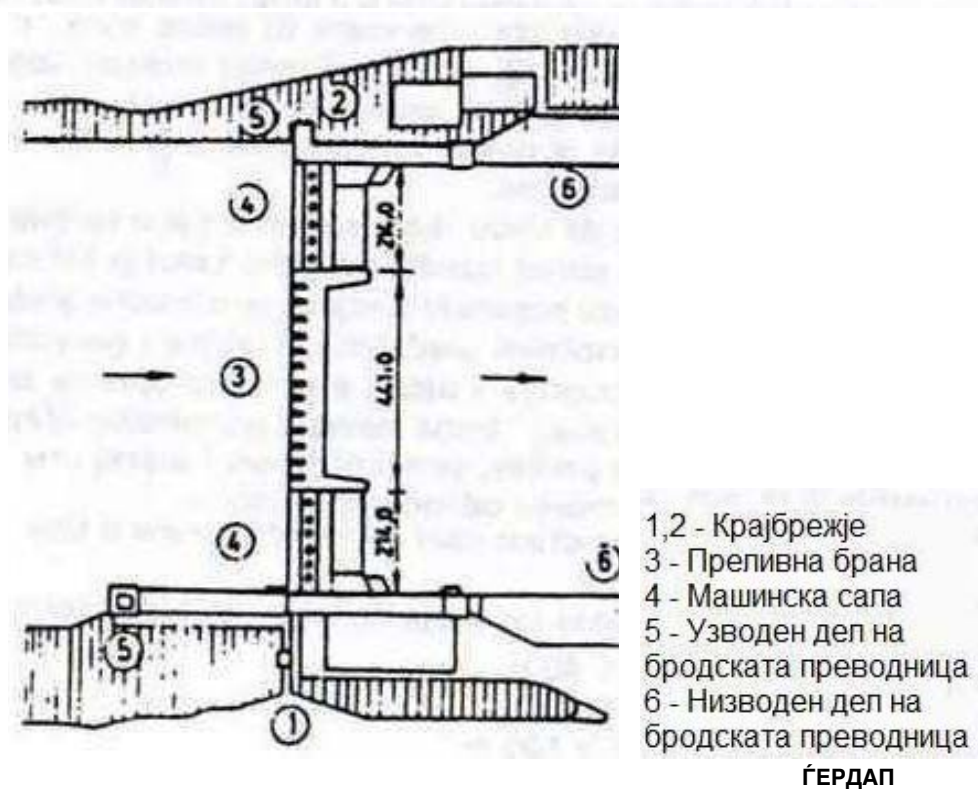
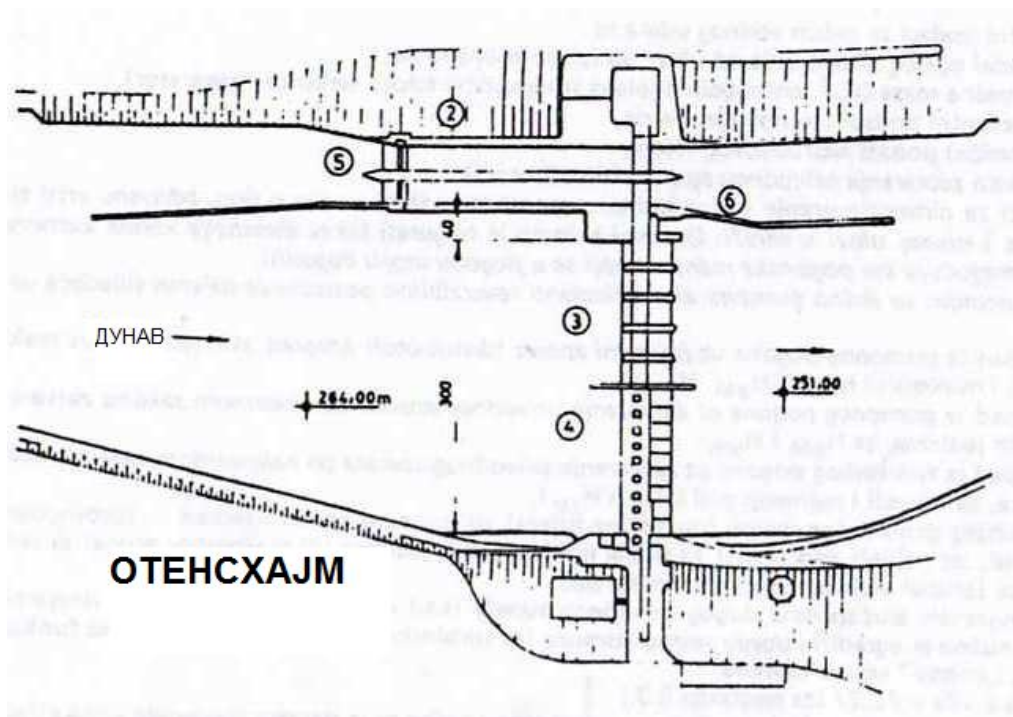
Според висината на расположливиот пад разликуваме три групи на хидроелектрани:

- а) нископритисни со пад $H < 40$ m
- б) среднопритисни со пад $H = 40 - 100$ m
- в) високопритисни со пад $H > 100$ m.

1.5.2. Нископритисни хидроелектрани

Разликуваме два типа нископритисни хидроелектрани и тоа: речни и каналски. Надворешната карактеристика на една речна нископритисна хидроелектрана се состои во тоа што браната, доводниот орган до турбината како и турбинската постројка со генераторот сочинуваат една целина.

Со подигнувањето на брана на адекватно место се добива потребниот пад и успорување на водата. Браната во начело е опремена со фиксен прелив како и регулациони затвораачи, темелен испуст, а машинската сала се наоѓа веднаш зад браната на иста оска. (слика 1.3)



- 1,2 - Крајбрежје
- 3 - Преливна брана
- 4 - Машинска сала
- 5 - Узводен деп на бродската преводница
- 6 - Низводен деп на бродската преводница

ЃЕРДАП

Слика 1.3 Нископритисни речни хидроелектрани

Ако реката е пловна, потребно е да се изгради бродска преводница и рибја патека. Пред влезот во турбината потребна е заштитна решетка која спречува влез на поголеми предмети и нечистотии. Одводниот канал слично како и доводниот, има уред за затворање со кој турбината мора да се оддели од горната и долната вода, при случај на ревизија.

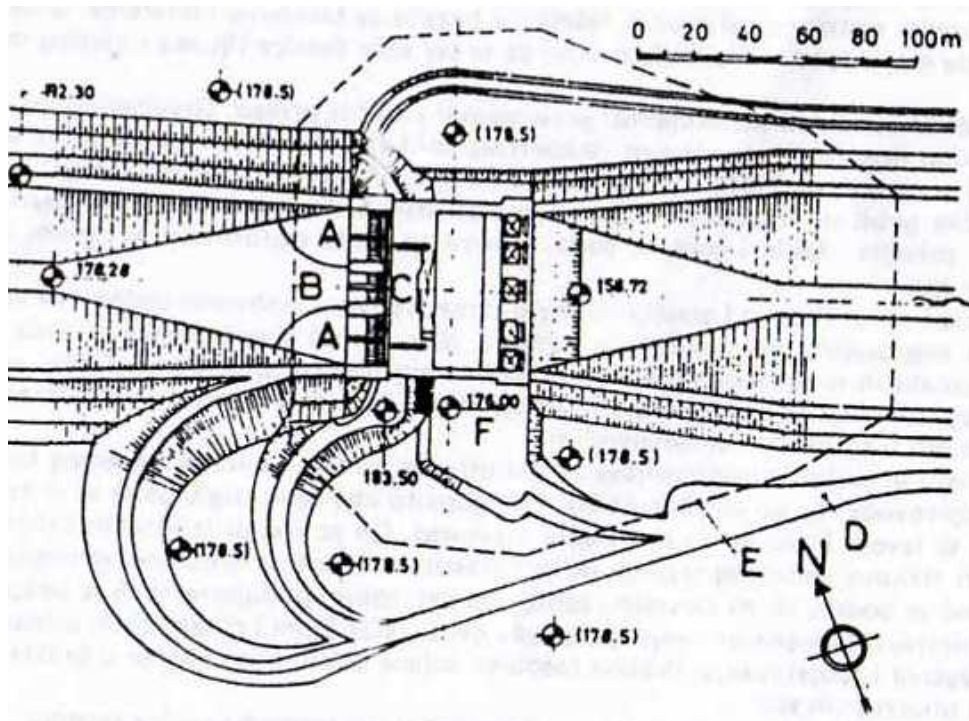
На влезните решетки редовно се вградува и уред за нивно чистење.

Разводната постројка со останатите помошни уреди обично се поставува на обалата или во склоп на машинската зграда.

Кај нископритисните речни хидроелектрани првенствено се вградуваат Каплан и Францис брзоодни турбини поради малите падови и големите количини на вода. За падови до 20 m се применуваат и цевни турбини во таканаречена крушкаста изведба. Пример за нископритисна речна електрана е хидроелектраната Гердап.

Нископритисните каналски хидроелектрани се разликуваат од речните по тоа што освен падот добиен со подигнување на брана, се искористува и природниот пад на коритото на реката на извесна должина. За таа цел е потребно да се изведе додатен канал со мал пад и на неговиот крај да се смести машинската сала.

Една нископритисна каналска хидроелектрана шематски е прикажана на слика 1.4. Пример за ваква електрана е хидроелектраната Вараждин.



A - турбинско поле , B - поле за регулирање на протокот

C - разводна постројка 110kV , D - пристапен пат

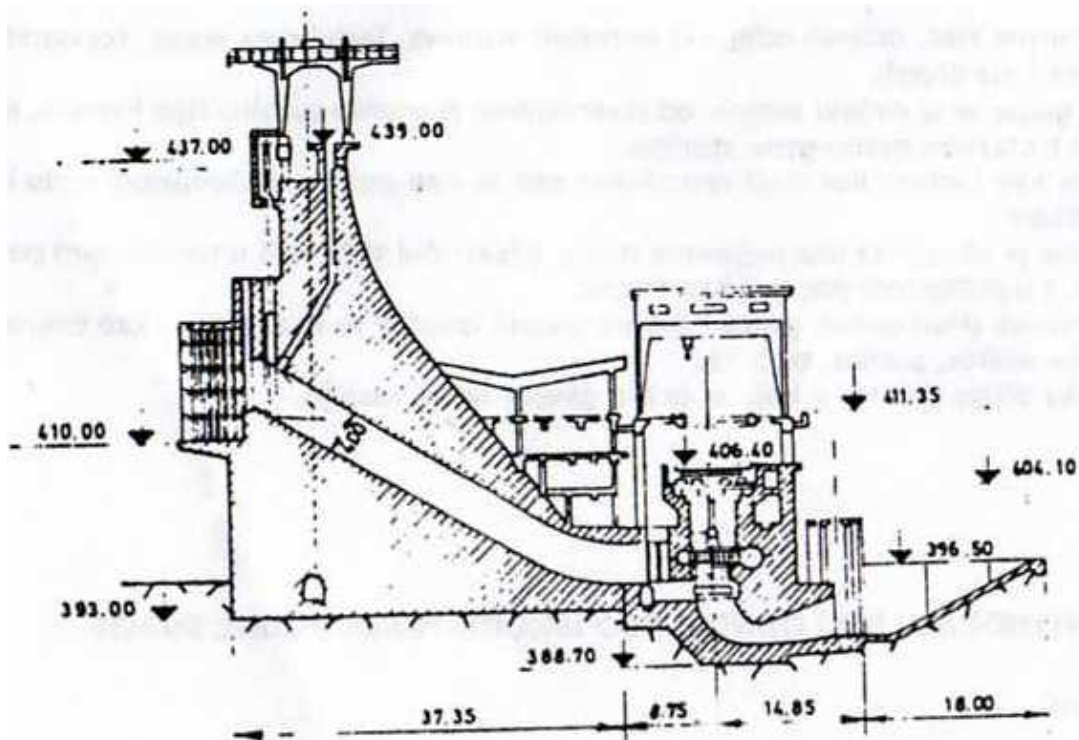
E - глинобетонска мембрана, F - паркиралиште

Слика 1.4 Нископритисна каналска хидроелектрана (Вараждин)

1.5.3. Среднопритисна хидроелектрана

Кај среднопритисните хидроелектрани потребниот пад се добива со изградба на насипи или бетонски (гравитациони или лачни) брани позади кои диспозиционо се вкомпонирани машинската сала и разводната постројка. Според теренските карактеристики сите објекти можат да бидат изведени како една градежна целина или пак поедини објекти да се лоцираат посебно.

Пример за среднопритисна хидроелектрана со бетонска гравитациона брана е даден на слика 1.5.



Слика 1.5 Среднопритисна хидроелектрана со бетонска гравитациона брана (Потпеч)

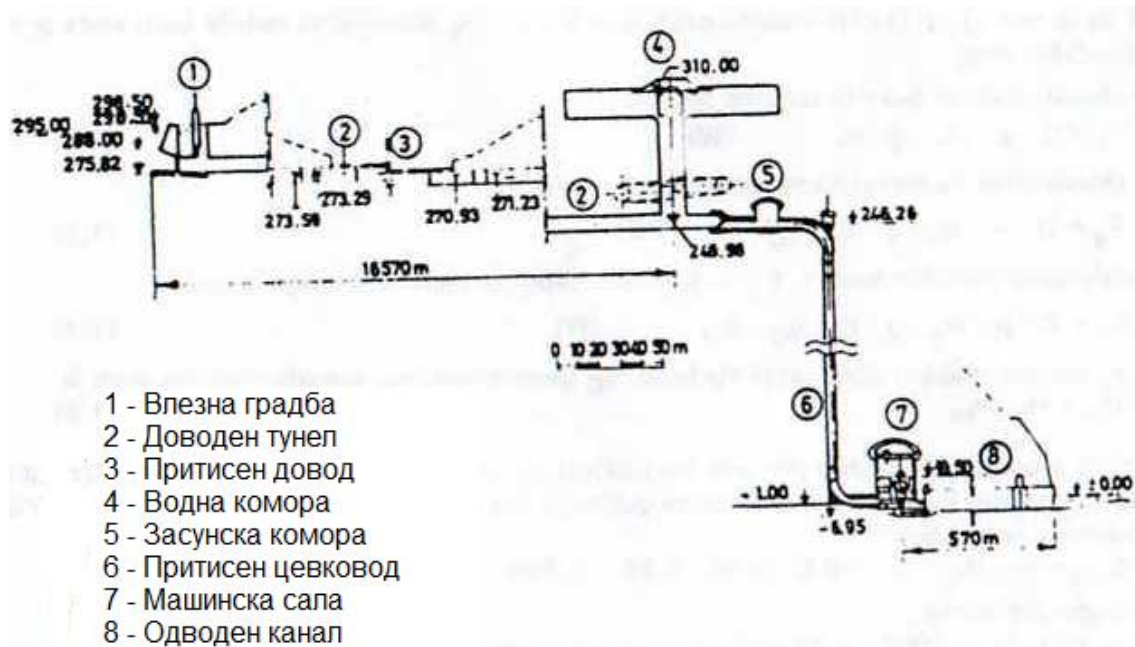
Пример за ваква хидроелектрана е Бајна Башта. Хидроелектраната Гранчарево е исто така среднопритисна хидроелектрана, и таа има лачна брана.

1.5.4. Високопритисни хидроелектрани

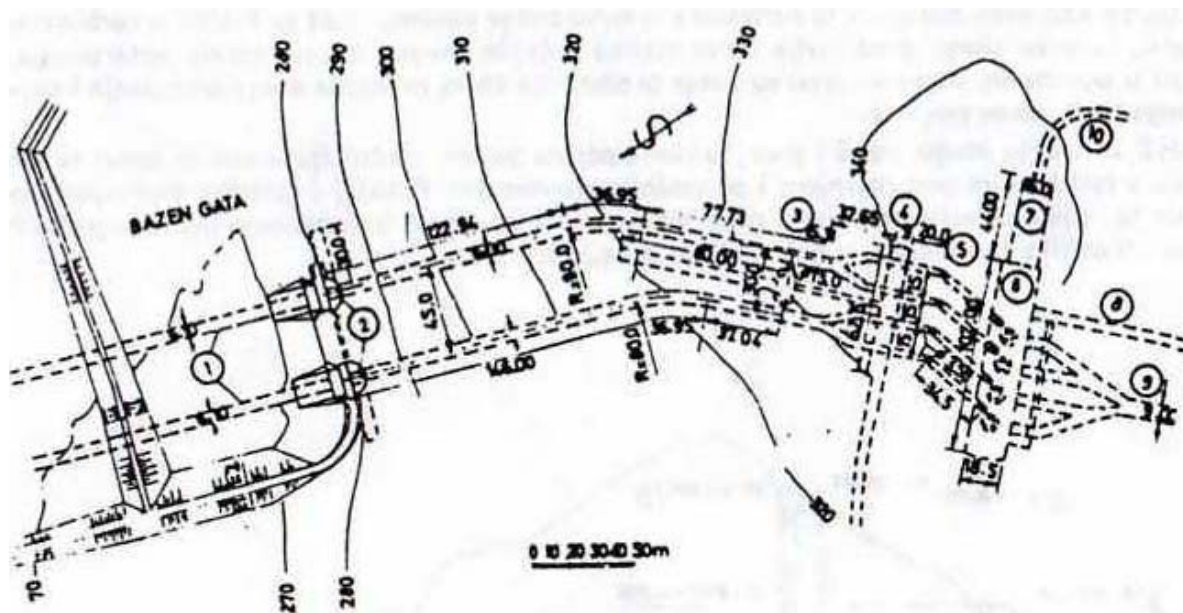
Разликуваме два вида високопритисни хидроелектрани, според тоа дали имаат или немаат акумулационен базен. Тоа се: високопритисни електрани без акумулација и високопритисни електрани со акумулација.

Овие електрани се со долг довод (деривациони) па поради тоа и бројот на потребните градежни објекти е поголем. Освен браната и влезните градби на доводот овие електрани имаат и низа специфични објекти бидејќи доводот може да биде и отворен канал, тунел со или без слободно водно лице (слика 1.6).

Водната комора и притисните цевководи можат да бидат слободни, полувкопани или подземни. Притисниот цевковод според анализите во некои конкретни случаи може да биде слободно поставен, полувкопан или потполно вкопан, и тоа слободно стоејќи во тунел или вбетониран во ров.



Слика 1.6 Високопритисна деривациона хидроелектрана (Дубровник)



Слика 1.7 Подземна машинска сала на високопритисна ХЕ (Сплит)

Спојот машинска сала со одводниот канал може да има објекти на слободниот простор, полувкопани или подземни. Во поедини случаи треба преку економска пресметка да се одбере најповолната положба на поедини објекти како и да се изврши избор на типот на машинска сала (слика 1.7).

Високопритисните хидроелектрани со поголема акумулација имаат голема енергетска вредност, бидејќи со нив може да се постигне повеќегодишно израмнување на водните количини.

Меѓутоа, поради долгата деривација и големите брани, трошоците за изградба по инсталиран kW се значително поголеми од оние кај хидроелектраните со помала деривација или од некои типови на проточни хидроелектрани.

Некои од позначајните за нас акумулациони високопритисни хидроелектрани се: ХЕ Сплит, ХЕ Дубровник, ХЕ Сењ, итн.

1.5.5. Пумпно-акумулациони хидроелектрани

Основна намена на пумпно-акумулационите хидроелектрани (ПАХЕ) е во тоа што тие за време на малите оптоварувања на електричната мрежа трошат енергија за пумпање на водата од некое ниско ниво во некој повисоко поставен акумулационен базен, па така акумулираната вода ја преработуваат во турбински погон за време на највисоките (вршни) оптеретувања на мрежата. Пумпно-акумулационите хидроелектрани ја потполнуваат депресијата на дијаграмот на дневното оптоварување, а го превземаат на себе покривањето на врвовите на оптоварувањето, така што за останатите електрани од еден електро-енергетски систем останува покривањето на еден значително едноличен и поповолен дијаграм на оптоварување.

Според тоа пумпно-акумулационите хидроелектрани ги вршат следните функции:

а) претворување на помалку вредната и отпадната ноќна и викенд енергија во највредна вршна енергија, како и онаа во часовите со пониско дневно оптоварување.

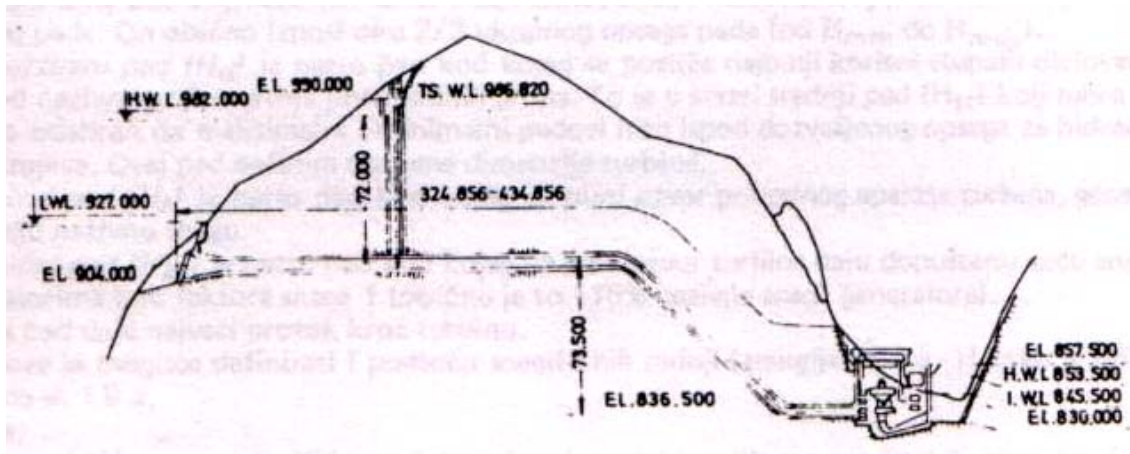
б) ги зголемуваат факторите на оптоварување на термоелектраните поради намалување на специфичната потрошувачка на гориво и зголеменото употребено време на инсталираната снага на термоелектраните.

в) ги намалуваат преливните губитоци на проточните хидроелектрани за време на ниските оптоварувања на мрежа.

г) ја регулираат фреквенцијата на мрежа во производните системи претежно базирани на термоелектрани, нуклеарни електрани и проточни хидроелектрани

д) служат како брза мирувачка или ротирачка резерва на моќност на системот. Кога ПАХЕ се во турбински погон, резервата на моќност претставува само разлика на најголемата моќност и моменталното оптоварување, а кога се во пумпен погон, резервата на моќност претстаува збир на превземената моќност потребна за пумпање и најголемата моќност на трбинскиот погон.

ПАХЕ во начело имаат долен и горен акумулационен базен, притисен цевковод или тунел и машинска сала со разделна постројка и помошна опрема. Положбата и изведбата на акумулационите базени како и нивната големина зависат од низа фактори. Положбата првенствено зависи од топографските и геолошките прилики, и секако, од хидролошките можности.



Слика 1.8 Пумпно-акумулациона хидроелектрана

Хидрауличната врска помеѓу долниот и горниот базен може да се изведе или како притисен цевковод, слободно положен или како вбетониран цевковод во тунел, или пак како армирано бетонски тунел. Решението треба да се бара во секој поединечен случај, а глани фактори кои влијаат на изборот се: напорот односно падот, добивката односно потрошувачката на постројките, инсталираната моќност, топографските и геолошките карактеристики и низа други фактори.

Производните групи во начело се состојат од реверзибилни пумпнитурбини од типот Францис, директно споени со трофазен мотор-генератор.

Постројката работи како турбина користејќи го расположливиот пад или пак како пумпа, пумпајќи вода од долниот во горниот базен.

Насоката на ротација е обратна за двете погонски состојби. Електричната постројка во турбински погон работи како генератор, а во пумпен погон како мотор.

Освен овие типови на производни групи (двојни групи) можно е изведување на агрегати и како тројна група, т.е мотор - генератор, пумпа, турбина. Постојат и некои други решенија за кои ќе стане збор покасно.

1.6. Основни хидраулички односи при искористување на водната енергија

1.6.1 Општо

Хидроелектраните се постројки во кои потенцијалната и кинетичката енергија на водата се претвора во механичка, во водни турбини, а со посредство на електрични генератори механичката во електрична.

За извршување на механичка работа се искористуваат водите на реките, езерата итн. Работната способност на водотекот зависи од водната количина и геодетската разлика на нивото на водните лица т.е од падот. Ако разликата меѓу долното и горното ниво изнесува H_b [m], количината на вода Q [m³/s], нејзината густина ρ [kg/m³] и земјиното забрзување g [m/s²] расположливата теоретска моќност ќе изнесува:

$$P_{te} = Q \cdot \rho \cdot H_b \cdot g = m \cdot Y \quad [\text{W}] \quad (1.1)$$

Од овде следи дека $m = Q \cdot \rho$ [kg/s] е масен проток, а $Y = G \cdot H_b$ е специфичен напор кој водата го пренесува на хидрауличкиот дел.

Расположливата моќност на излез од турбина изнесува:

$$P_t = Q \cdot \rho \cdot H_n \cdot g \cdot \eta_t \quad [\text{W}] \quad (1.2)$$

Расположливата моќност на клемите на генераторот изнесува:

$$P_g = Q \cdot \rho \cdot H_n \cdot g \cdot \eta_t \cdot \eta_g \quad [\text{W}] \quad (1.3)$$

На клемите на трансформаторот, т.е на горниот напон на електраната моќноста изнесува:

$$P_e = Q \cdot \rho \cdot H_n \cdot g \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot \eta_{tr} \quad [\text{W}] \quad (1.4)$$

каде што η_p е степен на полезно дејство на турбината, η_g на генераторот, η_{tr} на трансформаторот, додека е:

$$H_n = H_b \cdot \eta_p \quad (1.5)$$

каде η_p е степен на полезно дејство на доводот кој ги вклучува сите хидраулички загуби од влезните градби до одводниот канал или тунел, освен губитоците во водната турбина. Како приближна пресметка практично може да се земе:

$$\eta_{tot} = \eta_t \cdot \eta_g \cdot \eta_{tr} = 0,9 \cdot 0,96 \cdot 0,98 = 0,846$$

па за моќноста добиваме:

$$P_e = Q \cdot H_n \cdot 1000 \cdot 8,29 = Q \cdot H_n \cdot 8290 \quad [\text{W}]$$

$$P_e \cong Q \cdot H_n \cdot 8,3 \quad [\text{kW}] \quad (1.6)$$

Еквивалентот на моќноста е:

$$P_{e_q} = 8,3 \cdot H_n \quad [\text{kW/m}^2/\text{s}] \quad (1.7)$$

а енергетскиот еквивалент е:

$$E = 8,3 \cdot \frac{H_n}{3600} \quad [\text{kWh/m}^2] \quad (1.8)$$

Во турбински погон кај постројките со реверзибилни пумпи-турбини денес може да се пресмета следниот тотален степен на полезно дејство:

$$\eta_{tot_t} \cong 0,92 \cdot 0,98 \cdot 0,99 \cdot 0,96 = 0,85$$

каде броевите по ред се однесуваат на: турбината, генераторот, трансформаторот и цевководот ($\eta_{cev} = 0.95 - 0.98$)

аналогно на тоа во пумпен режим следува:

$$\eta_{tot_p} \cong 0,9 \cdot 0,98 \cdot 0,99 \cdot 0,98 = 0,85$$

Одтаму следува приближната моќност за турбински и пумпен режим:

$$P_t = 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,87 \cdot Q_t \cdot H_t = 8,53 \cdot Q_t \cdot H_t \quad [\text{kW}]$$

$$P_p = 1000 \cdot 9,81 \cdot \frac{Q_p \cdot H_p}{0,86} = 11,41 \cdot Q_p \cdot H_p \quad [\text{kW}]$$

За циклусот следи:

$$\eta_{cicl} \cong 0,72 - 0,78$$

1.6.2 Дефиниции на падовите

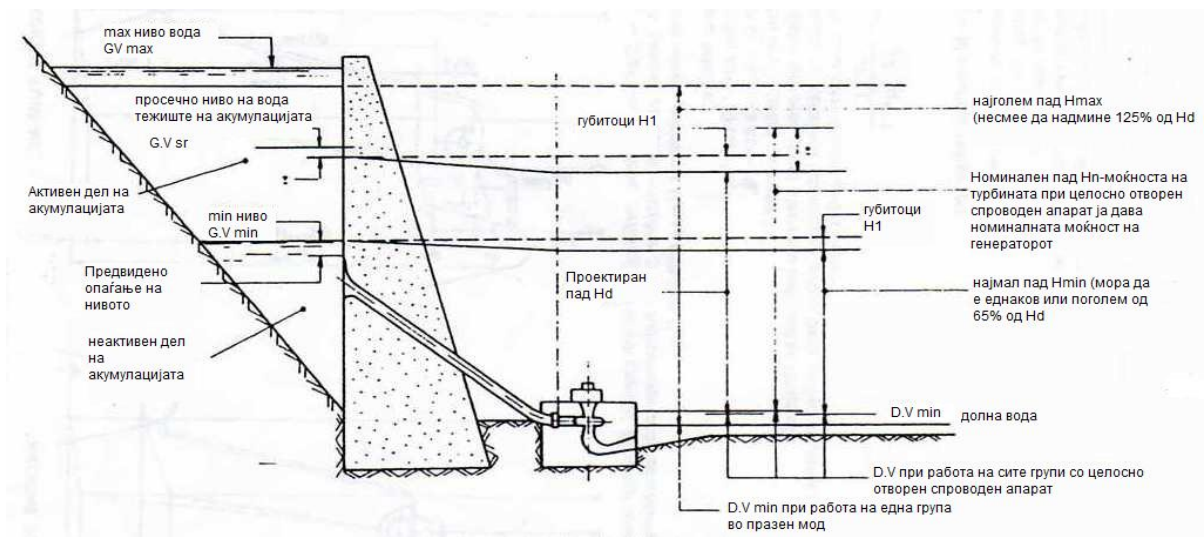
Повеќе падови се од важност за избор на хидраулична машинска опрема и прикажани се на сликата 1.8, и можеме да ги дефинираме како што следи:

- Бруто пад (H_b) еднаков е на разликата на нивото на горната и долната вода (ниво=разлика).
- Нето пад (H_n) еднаков е на бруто падот намален за хидрауличките губитоци во доводот без губитоците во самата турбина. Губитоците во спиралниот довод и дифузорот се вклучени во губитоците на турбината.
- Најголем пад (H_{max}) еднаков е на разликата на највисокото ниво на горна вода и најниското ниво на долна вода кои се добиваат при работа на една машинска група во празен од (при $Q = 5\%$ од номиналниот).

При тие услови хидрауличките губитоци во доводот се занемарливи.

- Најмал пад (H_{\min}) е еднаков на нето падот кој се добива од разликата на најниското ниво на горна вода и најниското ниво на долна вода при полн отвор на сите хидраулички машини.
- Просечен или среден пад (H_{sr}) е нето падот кој одговара на енергетското тежиште на акумулацијата. Тоа значи оној пад кој дава иста количина на моќност помеѓу тој и максималниот пад, како и тој и минималниот пад. Тој обично изнесува околу $2/3$ од вкупниот опсег (H_{\min} до H_{\max}).
- Проектиран пад (H_d) е нето падот при кој се постигнува најдобар степен на корисно дејство (η) при номинална брзина на вртење на производната група. Тоа во суштина е средниот пад (H_{sr}) кој мора да биде така избран да максималните и минималните падови не се под дозволеният опсег за хидрауличните машини. Овој пад ги дефинира основните димензии на турбината
- Номинален пад (H_r) е нето падот при кој при полн отвор на доводниот апарат на турбината, генераторите даваат номинална моќност.
- Критичен пад (H_{kr}) е нето пад при кој со полн отвор на турбината се добива максимално дозволена моќност на генераторите при фактор на моќност единица (обично тоа е 115% од номиналната снага на генераторот).

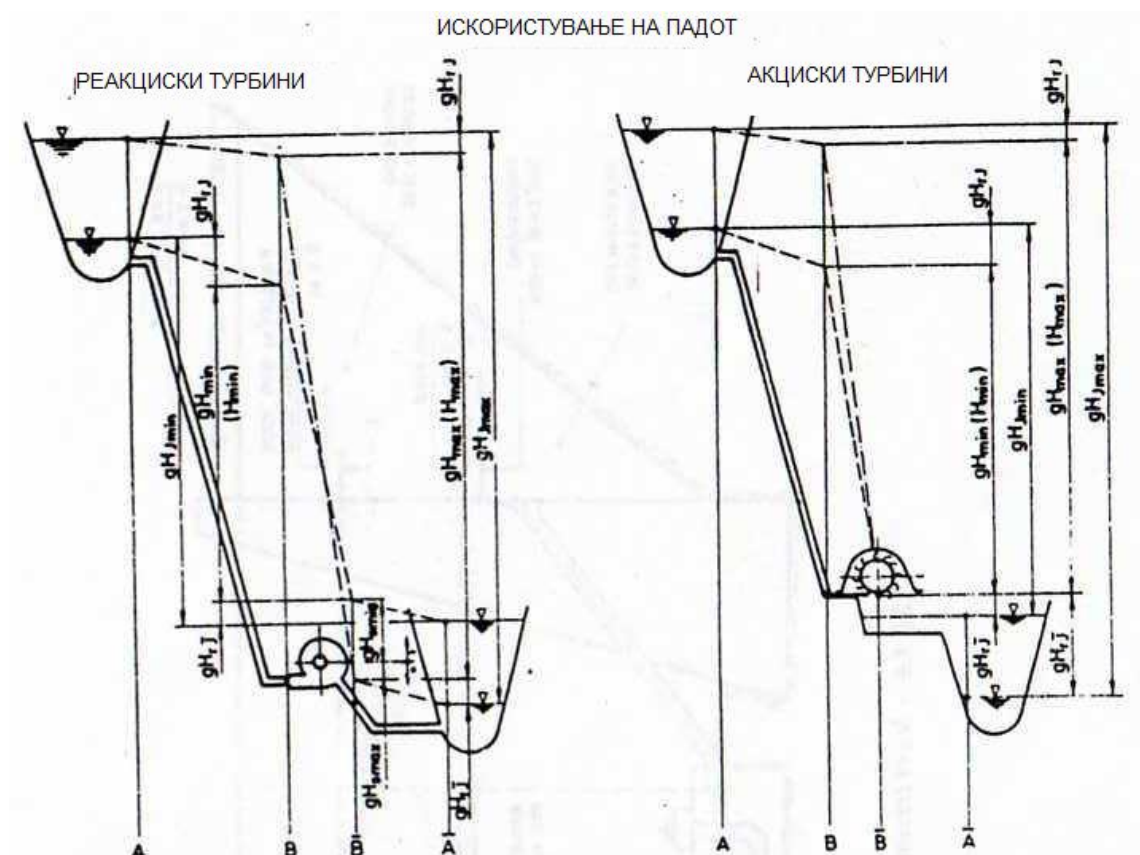
Овој пад го дава најголемиот проток низ турбината.



Слика 1.9 Нивоа, падови - дефиниции

Падовите можеме да ги дефинираме и со помош на специфичната работа (енергија) $Y = G \cdot H$, како што е прикажано на сликата 1.9-а, каде се:

- gH_{Jmin} и gH_{Jmax} - Специфична работа која одговара на разликите на геодетските нивоа
- gH_{rJ} и gH_{rJ} - Специфична работа која одговара на губитоците во доводните и одводните делови на енергетскиот систем
- gH_{Smax} и gH'_{Smin} - Специфична работа која одговара на всисните висини
- gH_{max} и gH_{min} - Специфична работа која одговара на нето падовите H_{max} и H_{min}



Слика 1.9-а Дефинирање на падовите; дефинирање на различната специфична работа (енергија) $Y=gH$ и соодветните падови за карактеристичните точки на хидроенергетските постројки; големините gH_{max} и gH_{min} одговараат на падовите H_{max} односно H_{min}

Губитоци на падот во доводот на вода до машините. Овие губитоци ги сочинуваат губитоците од триење во сите доводни органи, а тоа се:

- влезна градба
- влезни решетки
- доводен канал или тунел
- водна и вентилска комора
- притисен ров или притисен цевковод
- разделен цевковод (пред влезот во хидрауличните машини)

Во отворените канали и доводи губитоците на падот заради струење можат да се пресметаат преку релацијата на: Gauckler - Mauning - Strickler:

$$\Delta H = \frac{v^2 \cdot L}{k^2 \cdot R^{4/3}} \quad [\text{m}] \quad (1.9)$$

каде се: $R = \frac{A}{O}$ хидраулички радиус [m]

A = површина на пресекот [m²]

O = опсег [m]

L = должина на доводниот цевковод [m]

Q = проток (временски непроменлив) [m³/s]

v = средна брзина на протокот = Q/A [m/s]

k = рапавост

Неколку податоци за раповоста се дадени во табела 1

Табела 1

Изведба на канал	к
Канал од бетонски облоги	53-57
Канал со мазен малтер	80-90
Тунел со мазен бетон	80-95
Канал од земја	30-40
Канал во пештери	40-45

За притисни цевководи е $R = d/4$ [m], а податоците од пракса (емпириски) за к:

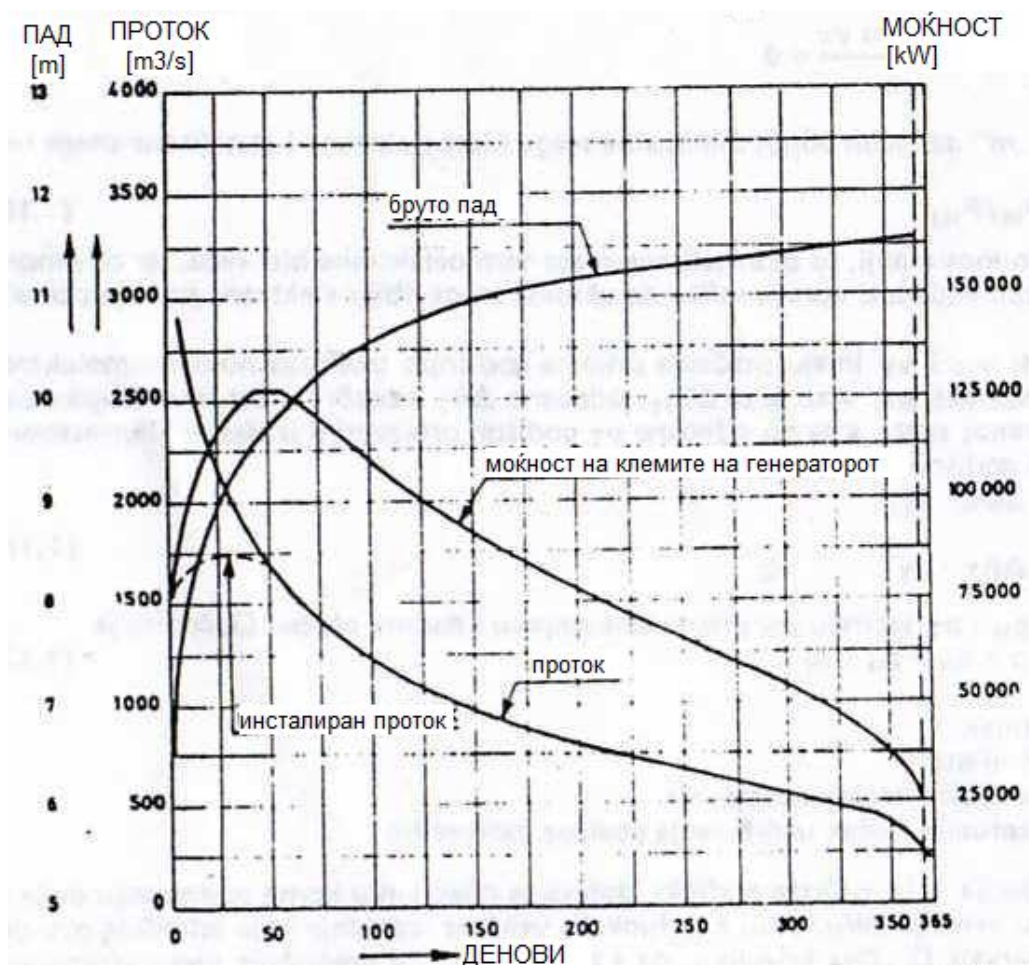
Заварени челични цевки	96-107
челични цевки рѓосани	90-101

Воглавно за сите делови на доводот губитоците на падот се пресметуваат посебно и со помош на практични податоци (емпириски) и номограми се сведуваат на пресметка на $\Delta H = kQ^2$ за одредениот склоп. Со тоа за практичните резултати едноставно се одредуваат губитоците кои се појавуваат за различни протоци, односно потрошувачка на вода низ хидрауличните машини. На тој начин можеме да ги пресметаме карактеристичните нето падови меродавни за димензионирање на машините и останатата опрема.

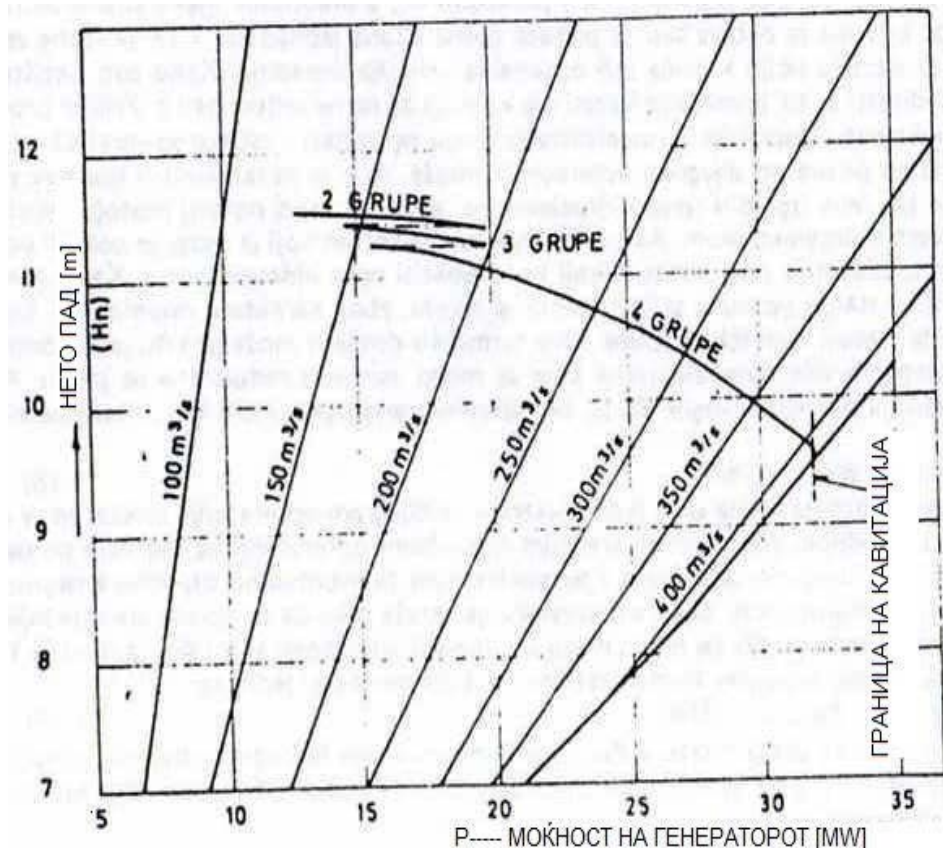
1.6.3 Карактеристични криви и параметри

Анализата на хидролошките прилики на водотекот (која ја обработува хидролог) ги дава како резултат кривите на расположливите (можните) водни количини кои се дадени во облик на средни дневни, неделни, месечни, и годишни криви. Овие можат да се прикажат во хронолошки облик, т.е водни количини подредени во хронолошки редослед или пак криви на траење на протокот при кои протоците се подредени по величина без обзир на временскиот период во кој се појавуваат.

Кривите на траење на протокот ги даваат основните податоци за димензионирање на хидроенергетската постројка. Кон оваа крива, а со помош на кривите за траење на падовите може да се добие и кривата за траење на моќноста на клемите на генераторот (види пример на слика 1.10 за проточни електрани). Овие криви ги прикажуваат Q , H , P како функции од времето со тоа што нанесените вредности се подредени по големина, а не по хронолошки редослед.



Слика 1.10 Криви на траење на протокот, падовите и моќностите, Н-Р крива на проточна ХЕ



Слика 1.10 Криви на траење на протокот, падовите и моќностите,
H-P крива на проточна ХЕ

За определување на производството на електраната во три важни периоди - влажна, сушна и средна година - потребно е да се конструаат кривите на снага како функција од протокот низ хидрауличните машини т.е. кривата $P \rightarrow Q$ или $P = f(Q)$.

Определувањето на физичкото или стварно производство на електраната важно е и за другите анализи како што се:

- вклопување на електраната во енергетскиот систем,
- пресметка на рентабилноста итн.

За да се добие кривата $P \rightarrow Q$ потребно е најнапред да се пресмета степенот на корисно дејство:

η_p - довод

η_t - турбина

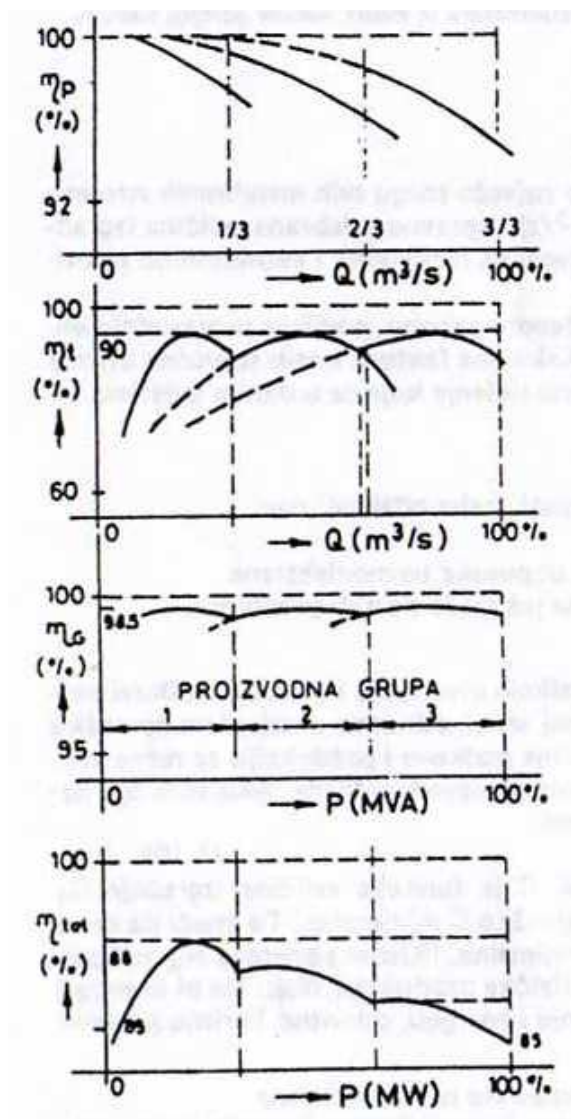
η_g - генератор

η_{tr} - трансформатор

η_v - на водови од собирниците на висок напон

Овие карактеристични криви го даваат вкупниот степен на полезно дејство на електраната η_{tot} со помош на кој можеме да ја конструираме кривата $P=f(Q)$.

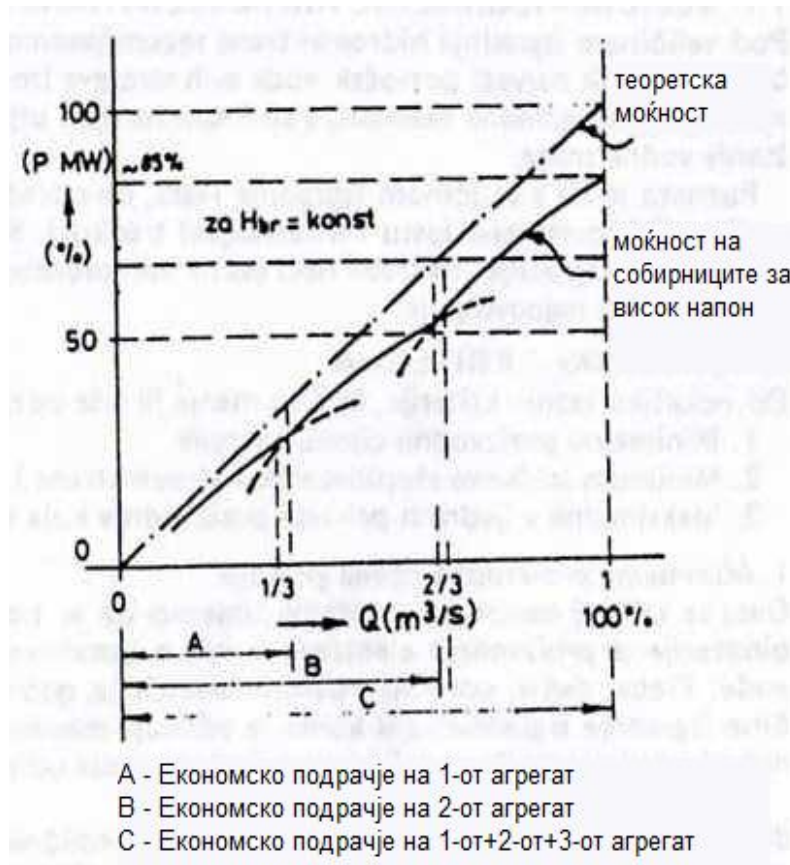
За хидроелектраната со три производни групи (слика 1.11) прикажан е приближниот облик на овие криви.



Слика 1.11 Крива на КПД на ХЕ

со 3 производни групи

Со помош на овие криви можно е едноставно да се конструира $P \rightarrow Q$ кривата за било кој од меродавните бруто падови (H_{br} , максимален, среден или минимален) со внесување на пресметаните вредности во табелата (види табела 2), односно дијаграмот (слика 1.12)



Слика 1.12 Крива $p=f(Q)$ за ХЕ со 3 производни групи

Табела 2

Proizv. grupa (agr.)	Q (m ³ /s)	H _b (m)	P _{teor.} (MW)	η _{pr.} (%)	H _n (m)	η _t (%)	P _t (MW)	η _g (%)	P _g (MW)	η _r (%)	P _{sab} (MW)	η _{tot} (%)	Забелешка
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1													
2													
↓	↓												
★	★												

Легенда:

Колона:

1. Број на производствени групи (агрегати)
2. Q-проток низ машините
3. H_b-брuto пад на електраната
4. P_{teor}-теоретска хидрауличка моќност
5. η_{pr}-степен на полезно дејство на доводот
6. H_n-нето пад
7. η_t-степен на полезно дејство на турбината
8. P_t-моќност на осовината на турбината
9. η_g-степен на полезно дејство на генераторот

10. P_g-моќност на клемите на генераторот
11. η_r-степен на полезно дејство на водовите меѓу генераторот и трансформаторот
12. P_{sab}-моќност на собирниците на висок напон
13. η_{to}-вкупен степен на полезно дејство на електраната

1.7. ГОЛЕМИНА НА ИЗГРАДБА НА ХИДРОЕЛЕКТРАНА

Под големина на изградба на хидроелектрана се подразбира најголемата моќност на сите инсталирани постројки без резерва или најголемата потрошувачка на вода за сите постројки (m^3/s). Правилно избраната големина на изградба е од најголема важност, со оглед на нејзиното влијание на рационално и економично искористување на водната снага.

Познато е дека со големината на изградбата расте, по одреден закон, годишното производство на енергија, но истовремено растат и инвестициските трошоци. Бидејќи двата фактора имаат спротивно влијание на големината на изградбата, треба да се најде такво компромисно решение кое што при дадени услови ќе биде економски најповолно.

ИЗБОР И ПРИКАЗ НА КРИТЕРИУМИТЕ

Од неколку разни критериуми, кои што се помалку или повеќе познати, треба да се одберат следните:

1. Минимална производна цена на енергијата;
2. Минимални трошоци за експлоатација со хидроелектраната и дополнителна термоелектрана;
3. Максимална вредност на прирастот на производството која што може да се постигне со продавање на енергијата.

1. Минимална производна цена на енергијата

Овој критериум се базира на веќе познат фактор, дека инвестициските трошоци и годишните експлоатациони трошоци за производство на електраната се зависни од инсталираната моќност, односно од најголемата потрошувачка на вода. Значи, треба да се определат инвестициските трошоци, годишните трошоци и производството за разни големини на изградбата во разни подрачја во кои што се очекува минимална производна цена. Ако со B_H се означат инвестициите, а со W_k корисното производство, тогаш нивниот однос:

$$B_H/W_k = C, \quad (1.10)$$

го дава т.н. инвестицискиот количник. Инвестицискиот количник C е функција на големината на изградбата Q_1 (m^3/s), т.е. $C = f(Q_1)$, така што кај некои вредности Q_1 , C очигледно ќе биде минимален. Тоа значи дека со одредена

големина на изградбата и производната цена ќе биде минимална. (Корисната енергија W_k е добиена така што е земено дека може да се искористи околу 90 % од физичкото производство W_H). За да се добијат вредностите за C , треба да се определат трошоците за изградба и енергија, односно за корисно производство.

2. Минимум трошоци за експлоатација на хидроелектраната и дополнителна термоелектрана

За потполно покривање на побарувањето на потрошувачите потребно е освен нова хидроелектрана, да се изгради и дополнителна термоелектрана. Ако со A_H се означат годишните трошоци за новата хидроелектрана, а со A_T годишните трошоци за термоелектраната, економски најповолно решение ќе се постигне кога вкупните годишни трошоци ќе бидат минимални, т.е. кога ќе биде минимално:

$$A = A_H + A_T = x_H + y_H P_{Hi} + (x_T + y_T P_{Ti} + z W_T) \quad (1.11)$$

каде што се:

x_H и x_T - постојани годишни трошоци;

y_H и y_T - променливи трошоци на електраните, односно прирастот на годишните трошоци по единица моќност;

P_{Hi} и P_{Ti} - инсталирана моќност на електраната;

W_T - производство на термоелектраната;

z - специфични погонски трошоци (гориво и мазиво).

Може да се покаже дека е:

$$A = f(W_H + W_T) \quad (1.12)$$

Каде што W_H и W_T претставуваат годишно произведено количество на енергија во хидроелектраните и термоелектраните. Како што е $W_T = W - W_H$ каде што W е вкупно произведена енергија, потребна за покривање на барањата на корисниците, така што условот за минимални трошоци гласи:

$$\frac{dA}{dW_H} = 0. \quad (1.13)$$

Со примена на изразите 1.11, 1.12 и 1.13 со пократок извод може да се добие релацијата:

$$\frac{dW_H}{dP_{Hi}} = \frac{y_H - m y_T}{z} = g \quad (1.14)$$

Овде со "m" е означен односот на минималната моќност на хидроелектраната и инсталираната моќност на хидроелектраната т.е,

$$m = P_H / P_{Hi} \quad (1.15)$$

Колку е помал овој однос, инсталираната моќност на термоелектраната ќе биде поголема, бидејќи таа мора во периодите со најмалку вода да биде толкава, така што, вкупната моќност на двете електрани да ја покрие потребната снага на мрежата.

Вредностите y_H и y_T го означуваат прирастот на годишните трошоци на новата хидроелектрана и дополнителната термоелектрана. Ако со ΔB_H , односно ΔB_T се означат прирастот на инвестициската цена во зависност од инсталираната моќност, а со p_H , односно p_T , годишниот произведен трошок во % од инвестираниот капитал, прирастот на годишните трошоци ќе изнесува:

$$\begin{aligned} y_H &= \Delta B_H \cdot P_H \\ y_T &= \Delta B_T \cdot P_T \end{aligned} \quad (1.16)$$

Вредностите p_H и p_T варираат според каматите и начинот на отписот. Вообичаено е:

$$P_H = p + p_0 + p_u + p_r$$

каде е:

- p- камата
- p₀- годишен отпис
- p_u- процентуален трошок за одржување
- p_r- процентуален трошок за услугата, управата и тн.

Ако релацијата 1.14 се прикаже графички, се добива дијаграм во кој што се добиваат две криви. Најпрво тоа е кривата dW_H / dP_{Hi} како функција на големината на изградбата која што ја определува оваа деривација за разни интервали Q_i . Оваа крива опаѓа со порастот на Q_i , а ја претставува левата страна на равенката 1.14. Другата крива се добива ако се прикаже десната страна од равенката 1.14 за разни големини на изградба. Во пресечната точка на двете кривите лежи оптималната големина на изградба. Дека оваа точка зависи од вредноста z , може да се прикаже со криви за разни вредности на z . Можностите на производство на хидроелектраната и дополнителната термоелектрана може да се испитаат и табеларно-графички. Затоа е потребно

познавање на дијаграмот на оптоварување на мрежата. Ако е зададено идното корисничко подрачје во кое што треба да се изгради нова хидроелектрана, тоа ќе може да се покрие со постоечките електрани и новата хидроелектрана. Ако се исклучи оној корисник кој што може да го покријат постоечките извори на енергија, останува оној корисник кој треба да го покрие новата хидроелектрана. Бидејќи оваа хидроелектрана нема да биде во состојба целосно да ги исполни потребите на мрежата, поради карактерот на расположливите количества на вода, на неа ќе и биде потребна термичка дополна. Оваа термичка поддршка може да ја изврши една дополнителна термоелектрана или повеќе термоелектрани кои што можат да се радуцираат во една. Ако W е вкупната годишна потреба од енергија, тогаш делот W_H го покрива хидроелектраната, а W_T термоелектраната, бидејќи:

$$W = W_H + W_T \quad (GWh) \quad (1.18)$$

Бидејќи е позната работната вода на хидроелектраната односно дијаграмот на оптоварувањето на мрежата, може, пресметувајќи со средни декадни или средни месечни оптоварувања, да се определи по декади енергијата која ја произведуваат хидроелектраните и термоелектраните како и отпадната енергија. За таа потреба може да се конструира дијаграм на оптоварување на мрежата така да може да се определи и средното месечно или декадно оптоварување. На тој начин може да се определи вредноста W_H и W_T од изразот 1.18, а од дијаграмот и моќноста на дополнителната термоелектрана P_T која мора да биде:

$$P_{Ti} = P_M - P_{H \min} \quad (MW) \quad (1.19)$$

каде што P_M е потребна моќност на мрежата, а $P_{H \min}$ минимална снага на хидроелектраната. На основа на познатите вредности P_{Ti} , а со проценет износ на специфичната потрошувачка ΔB_T (din/kW) по инсталиран kW, се добива изразот за инвестиционите трошоци за термоелектраната:

$$B_T = P_{Ti} \cdot \Delta B_T \quad (mil.din.) \quad (1.20)$$

односно постојани годишни трошоци:

$$D = B_T \cdot p_T \quad (1.21)$$

За да се определи постојаниот трошок на енергија на дополнителната термоелектрана се користи изразот:

$$x_T = \frac{D}{W_T} = \frac{B_T \cdot p_T}{W_T} = \frac{P_{Ti} \cdot \Delta B_T \cdot p_T}{W_T} \text{ (din / kWh)} \quad (1.22)$$

Специфичната потрошувачка на термичка енергија ќе изнесува:

$$C_T = X_T + z \text{ (din / kWh)} \quad (1.23)$$

Ако сега од познатата инвестициска сума за хидроелектраната B_H се определат годишните трошоци за хидроенергија, т.е.:

$$A_H = B_H \cdot p_H \text{ (mil.din)} \quad (1.24)$$

годишните трошоци за дополнителната термоенергија по изразот 1.23:

$$A_T = C_T \cdot W_T \text{ (mil.din)} \quad (1.25)$$

Така вкупните годишни трошоци за производство на потребната енергија во системот (по изразот 1.18) изнесува:

$$A = A_H + A_T \text{ (mil.din)} \quad (1.26)$$

Делејќи го изразот 1.26 со 1.18 се добива цената за мешаната енергија, т.е. на хидроелектраната и на дополнителната термоелектрана:

$$C_M = \frac{A}{W} = \frac{A_H + A_T}{W_H + W_T} \text{ (din / kWh)} \quad (1.27)$$

Кај некои определени глемини за изградба Q_i оваа цена ќе биде минимална. Тоа е оптимална големина на изградба $Q_{i \text{ opt.}}$. Според тоа, оваа пресметка треба да се изведе за неколку големина на изградба, при тоа земајќи го секогаш истиот корисник чии што потреби треба да се покријат со новата хидроелектрана и дополнителната термоелектрана.

3. Максимална вредносии на прирасиоии на производиивоии која шиио може да се иосииигне со иродажба на енергијаииа

Со големината на изградбата на хидроелектраната треба да се оди толку далеку се додека прирастот на цената на произведената енергија не вреди толку колку што може да се постигне со продажбата. Под оваа граница нема смисла да се оди, бидејќи во тој случај се добива помало годишно производство, каде што навистина kWh ќе има помала цена, но во тој случај ќе биде и помала годишната добивка. Според тоа електрана треба да се изгради со таква големина да производната цена сеуште може да биде толкава колку што се, сметајќи на губитоците при преносот, може да се постигне на пазарот. Овој критериум е особено приспособен во случај на извоз на енергија кога се познати или зададени продажните цени.

Значи треба за разни големина на изградба да се определи прирастот на инвестицијата ΔB и прирастот на производството ΔW , па со одредена квота на годишни трошоци k ќе се определи прирастот на цената по изразот:

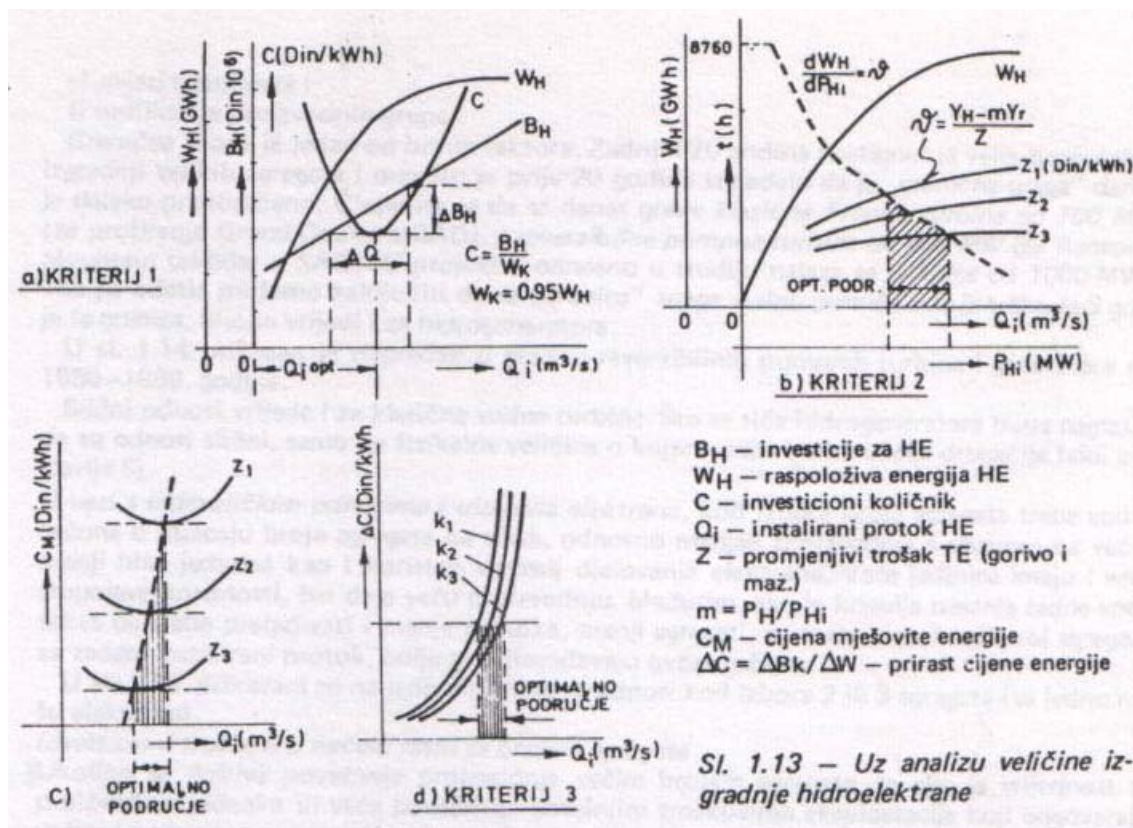
$$\Delta C = \Delta B \cdot k / \Delta W \text{ (din/kWh)} \quad (1.28)$$

Таму каде што правецот кој што ја означува вредноста на продажната цена која што може да се постигне се сече со кривата ΔC лежи оптималната големина на изградба (слика 1.13).

Посиојати уштие многу разни мейоди за избор на економски големина на изградба, меѓуштоа понајмошнаа анализа не е предвидено во ова излагање.

За економичноста на пумпно-акумулационите хидроелектрани може да се применат и следните критериуми (E. Indri, ENEL, Roma*):

1. $C_p = \frac{R - E \cdot k}{P_s} = C_T \text{ (\$/kW)}$
2. $V = E \cdot k + P_s \cdot C_i \text{ (\$)}$
3. $V = R$



B_H - инвестиција за HE; W_H - расположлива енергија на HE; C - инвестициски количник; Q_i - инсталиран проток на HE; Z - променлив трошок на TE (гориво и мазут); $m = P_H / P_{Hi}$; C_M - цена на мешана енергија; $\Delta C = \Delta B_k / \Delta W$ - пораст на цената на енергијата

Слика 1.13 При анализа на големините на изградба на хидроелектрана

C_p (\$/kW) – годишен единичен трошок на инсталирана моќност на пумпна хидроелектрана (annual unit cost of the capacity PHE)

C_T (\$/kW) – годишен единичен трошок на инсталирана моќност на соодветна термоелектрана (the annual unit cost of the fuel-fired reference installation)

R (\$) – вкупни сегашни, годишни трошоци на хидроелектраната, пумпни (the total annual running cost of the hydro-electric station)

E (kWh) – просечна енергија која може да биде произведена во годината (the average energy that can be produced per year, net of any energy that may be required for pumping water)

k (\$/kWh) - сегашни трошоци на гориво по произведени kWh во ТЕ (the cost of the fuel consumed in order to generate one kWh)

P_s (kW) - гарантиран капацитет (firm capacity) т.е. расположив капацитет во девет од десет случаеви

V (\$) - гранични вредности на годишно производство на пумпна хидроелектрана (the limiting value of annual production of a hydro- electric generating station).

1.8. БРОЈ И ГОЛЕМИНА НА АГРЕГАТИТЕ

На бројот и големината на агрегатите (производни групи) влијаат повеќе фактори кои што во извесна смисла го условуваат изборот на бројот и големината на агрегатите. Тоа се:

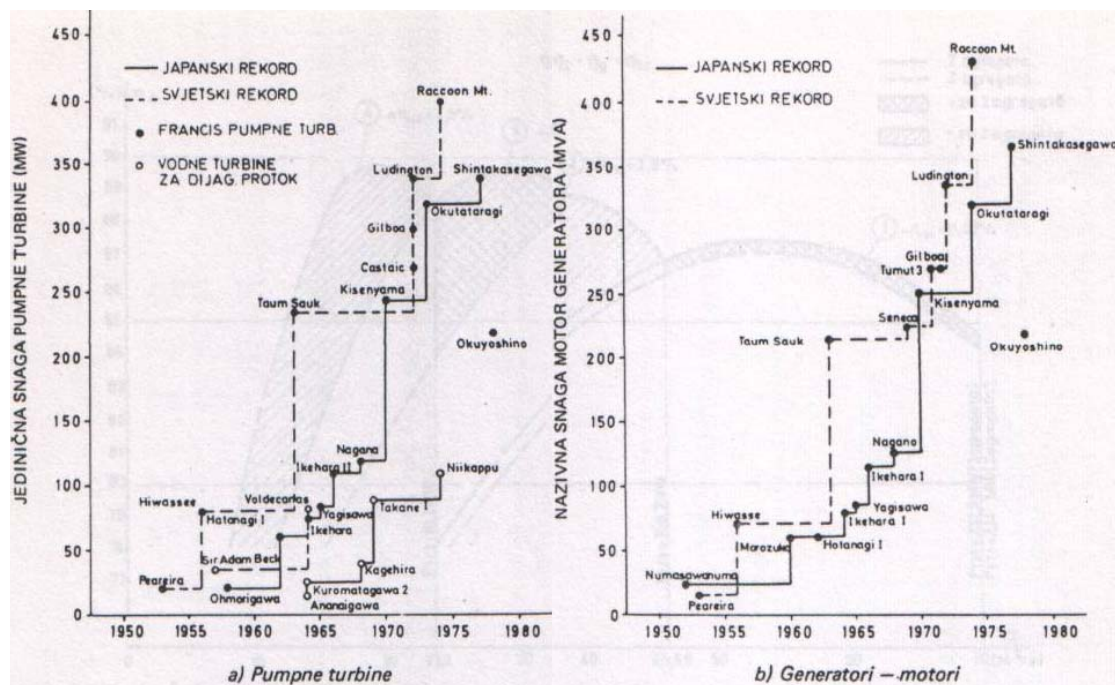
- a) гранична моќност со обзир на технолошките можности на изработка;
- b) хидраулични односи на искористување на водната снага и улога на електраните во системот;
- c) условите на електроенергетската мрежа со вклучени производни групи;
- d) потребна резервна моќност во системот;
- e) условите за транспорт;
- f) унификација на производните групи.

Граничната моќност е еден од важните фактори. Последните 20 години е постигнат голем напредок во изградба на големи агрегати, и она што пред 20 години изгледало "гранична моќност", денес е многу надминато. Факт е дека денес се градат класични Францис турбини од 700 MW, а и реверзибилните

јумјни јурбини од 400 MW. Во проектите, односно во студиите се наоѓаат и единици од 1000 MW и повеќе, така што, може да се заклучи дека границата на моќноста постојано се менува и дека е тешко да се определи каде е таа граница. Слично важи е и за хидрогенераторите.

На слика 1.14 прикажан е напредокот во градбата на реверзибилните пумпни турбини и генератори од 1950-1980 година.

Слични односи важат и за класичните водни турбини. Што се однесува за хидрогенераторите треба да се нагласи дека односите се слични, само физичките величини од кои зависи конструкцијата се различни.



Слика 1.14 Напредок во изградба на пумпна турбина и мотор-генератор

Во врска со хидрауличниите односи и улогата на електричните, кај изборот на бројот на агрегати треба да се води сметка за влијанието на бројот на агрегатите на вишокот или недостатокот на производство со обзир на поголем или помал број единици како и корисниот степен на дејствување на електраната. Поголемите единици имаат и поголем степен на корисност, што дава поголемо производство. Меѓутоа, ако кривата на траење на работната вода е таква да треба да работи и на мали протоци, мали агрегати, односно со тоа и поголем број на агрегати за зададен инсталиран проток, подобро се прилагодуваат на овој режим.

На слика 1.14 прикажани се на еден пример односите кон избор на 2 или 3 агрегати.

Инвестиционите трошоци растат соодветно со зголемување на бројот на агрегати.

Доколку се добива зголемување на производството со поголем број на агрегати, и ако вредноста на тоа производство е еднаква или поголема од зголемените годишни експлоатациони трошоци кои што одговараат на поголеми инвестиции, оправдано е да се земе поголем број на агрегати. Се претпоставува дека поголем број на агрегати дава поголемо производство што не се случува секогаш (слика 1.15).

Ако со ΔJ (дин) се обележи заштедата на инвестициите за градежни работи и опрема, тогаш годишната заштеда е:

$$\Delta T = \Delta J \cdot k \text{ (din / god)}$$

каде:

k - квота на годишни трошоци (%);

Ако ΔW е зголемување или намалување на годишното производство (kWh / god), добиено со зголемување односно со намалување на бројот агрегатите, тогаш вредноста на зголеменото или намаленото производство изнесува:

$$\Delta C = \Delta W \cdot c \text{ (din / god)}$$

каде што:

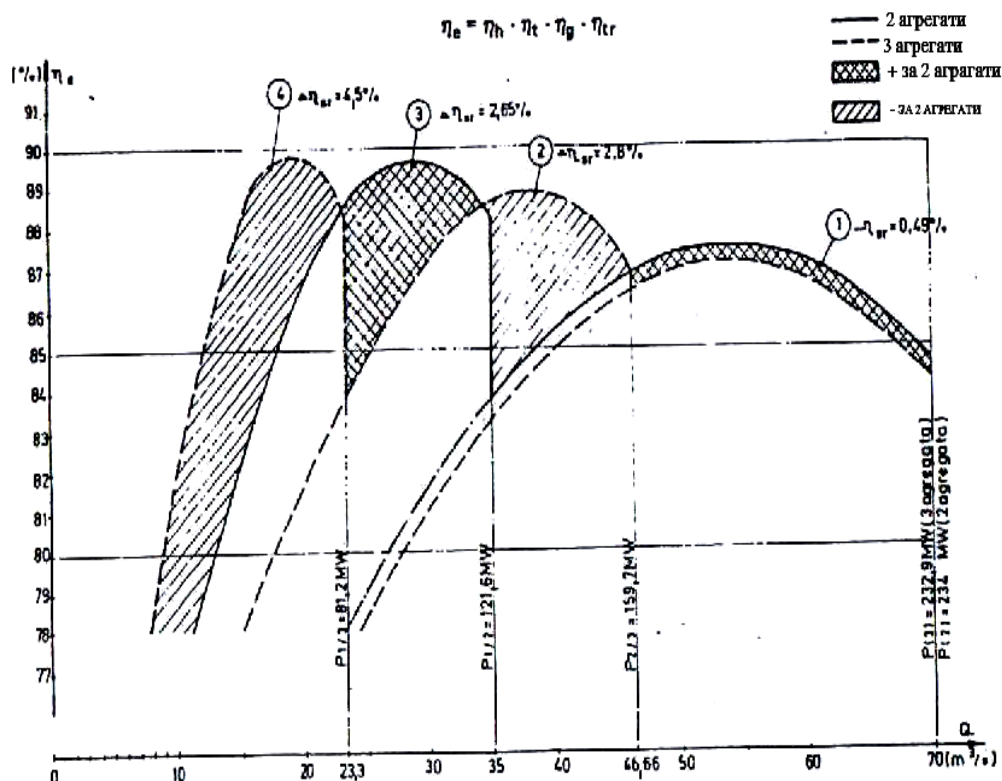
$$c - \text{цена за } kWh \text{ (din / kWh)}$$

доколку е на пример:

$$\Delta C \geq \Delta T, \quad (1.29)$$

оправдано е да се оди на помал број агрегати доколку е задоволена горната релација.

Инсталирана снага (P_i) или проток (Q_i) може да се подели на 2, 3 или повеќе агрегати. Од гледна точка на инвестициските трошоци јасно е дека треба да се тежи кон помал број на агрегати. На ова може да влијаат барањата на мрежата за ограничувањето на моќноста на еден агрегат, доколку се работи за помала мрежа која на пример кај реверзибилните пумпни агрегати не е во можност да ги поднесе ударите на стартот на пумпниот погон.



Слика 1.15 Степени на корисност на електрана со 2 и 3 агрегати

Од друга страна, кај хидроенергетските постројки на мали мрежи со помал број електрани, односно производни групи, потребата од резервна моќност поинаку се третира отколку во поголемите системи, каде испадот од на пример 200 MW не претставува проблем.

На големината на агрегатот при изградбата на низа електрани на еден водоток, може да влијае и тежнењето кон унификација на производниите групи. Тоа значи голема заштеда на проектите, конструкцијата на постројката и изградбата, бидејќи дел од електраните може да се изградат со иста производна група.

Барањата за транспорт можат понекогаш да бидат значајни при изборот на големината на агрегатот. Ако се ограничени транспортните патишта со оглед на габаритните и транспортните тежини, тоа секако треба да се земе во обзир. Кај големите агрегати во тој случај се оди на решение со спирали со повеќе делови кои се заваруваат на градилиштето, а генераторите се транспортираат во повеќе делови (триделни статори) и роторот се монтира исто така на терен.

1.9. ОСНОВНИ ПОИМИ, ПОТРОШУВАЧКА И ПРОИЗВОДСТВО НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

Електрична енергија треба да се произведе во времето кога е потребно, бидејќи не е можно да се акумулира и троши кога се има потреба од неа. Во тоа е големата разлика помеѓу електричната енергија и другите видови на енергија.

Поради тоа за проектирање и погон на електраната неопходно е да се познава природата на користење на електричната енергија, во поглед на време, интензитетот на потреба и т.н., како електраните би можеле со добра економичност да произведат потребно количество на електрична енергија. Меѓу основните поими спаѓаат факторите на потрошувачка и факторите на производство.

1.9.1. Фактори на потрошување

Ако се набљудува конзументното (корисничкото) подрачје со мрежата на кое се приклучени разни потрошувачи, како домаќинства, администрации, индустрија и др., со разни потрошувачи на електрична енергија (печки, топлински апарати, мотори и др.), може да се согледа дека секој потрошувач различно троши енергија. Неговата потрошувачка во текот на денот е променлива и користи електрична енергија само во дел од денот или целиот ден. Потрошувачот таа моќност ја побарува, односно со таа моќност P ја оптоварува мрежата, односно електраната па кривата $P=f(t)$ се нарекува *крива на оптоварување или линија на побарување*.

Најголемото оптоварување, односно побарување на потрошувачите е обично помала од неговата приклучна моќност P бидејќи сите апарати на дотичниот потрошувач не се приклучени истовремено. Ако се сумираат кривите на оптоварување на потрошувачите од ист карактер, се добива *крива на оптоварување на збир од потрошувачи*.

Ако се соберат кривите на оптоварување на сите постоечки групи на некое корисничко подрачје, се добива *крива на побарување или оптоварување на мрежата*.

Дефиниција на фактори на потрошувачка:

1. *Приклучна моќност (connected load)* - Приклучна моќност на некој систем или дел од системот еднаква е на збирот на номинални моќности на сите потрошувачи приклучени на системот или дел од системот. Се означува со P (kW).

2. *Побарување (demand)* - побарување на некои инсталации или системи е моментална моќност или терет кој го оптоварува изворот на енергија низ одреден период на времето. Се означува со P_{po} (kW).
3. *Максимална побарувачка или вршно оптоварување (maximum demand or peak load)* - Максимална потрошувачка или вршно оптоварување на некои инсталации или системи е најголемо оптоварување кое ќе се појави во текот на денот. Се обележува со P_m (кВ).
4. *Фактор на побарувачка (demand factor)* - Фактор на побарувачка на некој систем или дел од системот е коефициент на максималната побарувачка на системот или дел од системот и вкупната приклучна моќност т.е.:

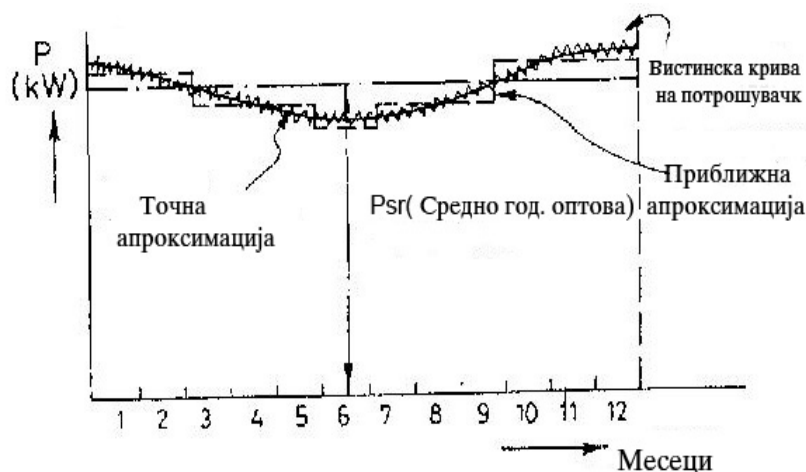
$$f_p = \frac{P_m}{P} \text{ или } f_p = \frac{P_m}{P} \cdot 100 (\%) \quad (1.30)$$

Овој фактор уште се нарекува и фактор на истовременост. Секогаш е помал од 1 или од 100 %.

5. *Фактор на оптоварување (load factor)* - Факторот на оптоварување е коефициент на просечната снага (P_{sr}) и максималното побарување, односно вршното оптоварување (P_m). Во секој случај треба да биде дефиниран период во кој е посматрана просечната моќност (оптоварување) и максимална побарувачка; математички изразено тоа е:

$$f_m = \frac{P_{sr}}{P_m} \text{ или } f_m = \frac{P_{sr}}{P_m} \cdot 100 (\%) \quad (1.31)$$

Секогаш е помал од 1 или 100 % (види слика 1.16).



Слика 1.16 Крива на годишна потрошувачка

6. *Фактор на разновидност* (diversity factor) - Факторот на разновидност на некој систем или дел од системот е коефициент на збирот на вршните оптоварувања на делови од системот или дел од системот и вршното оптоварување на целиот систем или дел од системот, т.е.:

$$f_d = \frac{P_{m1} + P_{m2} + \dots}{P_m} \quad (1.32)$$

каде што: P_{m1}, P_{m2}, \dots - вршни оптоварувања на делови од системот;

Секогаш се поголеми од 1 или 100 %.

Кривата на побарување од оптоварувањето во текот на еден ден се нарекуваат *дневни*, а се разликуваат *неделни*, *месечни* и *годишни* криви на побарувачка.

Неколку фактори на оптоварување на карактеристични потрошувачи се дадени во табела 3.

Табела 3 - Фактори на оптеретување на карактеристични потрошувачи

Вид на потрошувачка	Дневен фактор на оптоварување			Неделен фактор на оптоварување			Годишен фактор на оптоварување fm (g) (%)
	зима	лето	просек fm (d) (%)	зима	лето	просек fm (t) (%)	
1 расвета	35	32	33	30	27	28	23
2 индустрија			56			48	46
3 трамвај	52	52	52	50	50	50	35
4 меѓу.град. желез.	62	59	60	60	57	58	47
5 расвета и индуст.	49	71	64	45	65	59	40
6 расвета, индуст., меѓугр.жел. и трам.	58	72	67	53	65	61	45
7 голем систем			50				

Кривата на дневното оптоварување, односно побарување се менува секој ден. Ако овие криви од сите денови во годината се спојат во една крива, се добива кривата на годишно оптоварување. Заради едноставност се земаат средните дневни оптоварувања и се нанесуваат по хронолошки ред.

Кривата на годишното побарување (потрошувачи, група на потрошувачи или мрежа) има облик кој е сличен на синусоида бидејќи летното оптоварување е помало од зимното.

За практични пресметки оваа крива често се поедноставува со правец, како што е прикажано на слика 1. 16..

Годишната потрошувачка на енергија W поделена со бројот на часови во годината го дава средното оптоварување:

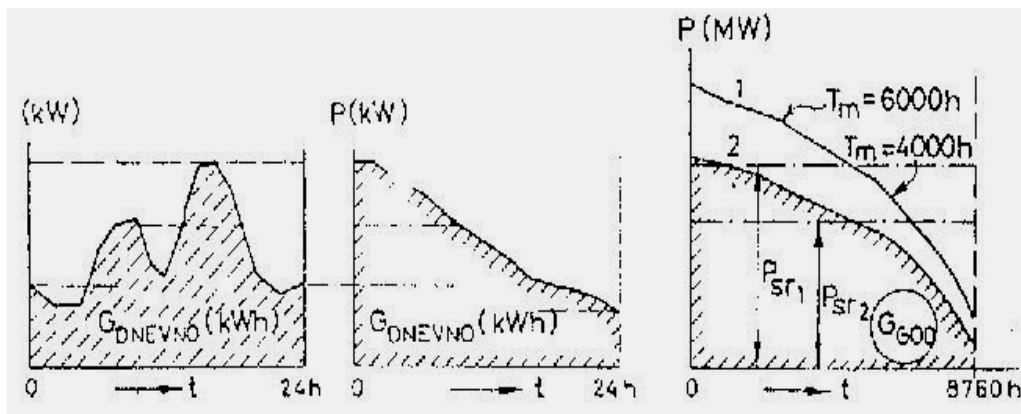
$$P_{sr} = \frac{W}{8760} \text{ (kW)} \quad (1.33)$$

Годишната потрошувачка може да се изрази и со производот од најголемото оптоварување во годината P_m и некое време T_m :

$$W = P_m \cdot T_m \text{ (kWh)} \quad (1.34)$$

Времето T_m е време низ кое при максималното оптоварување (P_m) потрошувачот или мрежата би потрошил ист број (kWh) како при нормално променливо оптоварување низ цела година. T_m е *време на траење на максималното оптоварување*.

Во пракса често се употребува и т.н. *крива на траење на оптоварувањето*, односно побарување. Таа крива се добива ако оптоварувањата кои се променливи се нанесат по големина, без оглед на времето. Ако така се подредат дневните или годишните оптоварувања се добива *крива на траење на дневно, односно годишно оптоварување*.



Слика 1.17 - Крива на траење на оптоварување (побарувачка)

Од кривата на траење може да се определи траењето на секое оптоварување во текот на еден ден или во текот на годината. Површината под кривата на дневното оптоварување е еднаква на површината под кривата на траење на дневното оптоварување и ја дава дневната потрошувачка на електрична енергија (во kWh). Истото важи и за кривата на годишното оптоварување.

1.9.2. Фактори на производство

Поради загубите во мрежата и тоа загубите на моќноста (kW) и загубите на работата (kWh), електраната мора да и даде на мрежата и поголема моќност и поголема работа од онаа која одговара на потрошувачката на мрежата. Загубите на моќноста во водовите се приближно пропорционални на падот на напонот, а загубите на работата се пресметуваат од податоците на мрежата. Загубите на работата изнесуваат 10 - 30 % од годишната потрошувачка на мрежата, а загубите на моќноста 10 -15 %.

Според тоа, најголемото годишно оптоварување на електраната N_m ќе биде еднакво на најголемото оптоварување на мрежата P_{mm} на кое треба да се додат загубите на моќноста во мрежата и моќноста која електраната ја троши за сопствената потрошувачка. Бидејќи електраната мора да има извесна резерва на моќност поради евентуални дефекти, или вонредни оптоварувања, електраните се градат за поголема моќност, од онаа која е горе наведена, се градат за моќност N_i , наречена *инсталирана моќност на електраната*.

Според тоа:

$$N_i = N_e + N_{vl} (kW) \quad (1.35)$$

$$N_e = P_{mm} + \Delta P_m (kW) \quad (1.36)$$

каде што:

N_i - инсталирана моќност на електраната

N_e - најголемо можно оптоварување на електраната

N_{vl} - сопствена потрошувачка на електраната

P_{mm} - максимална побарувачка или вршно оптоварување на мрежата

ΔP_m - загуби на моќноста во мрежниот систем (водови и трансформатори)

Дефиниција на факториите на производство:

1. *Фактор на искористување* (plant utilization factor) - факторот на искористување на електраната е коефициент на максималното оптоварување на генераторот (N_m) и неговата номинална моќност (N_i), т. е.:

$$f_i = \frac{N_m}{N_i} \quad (1.37)$$

Факторот на искористување на електраната се дефинира како однос на средното оптоварување на електраната (N_{sr}) и максималното можно оптоварување на електраната (N_e), т.е.:

$$f_i = \frac{N_{sr}}{N_e} \quad (1.38)$$

каде што $N_e < N_i$, т.е. најголемото можно оптоварување на електраната е обично помало од инсталираната моќност. Може да биде и $N_e = N_i$ или $N_e > N_i$ бидејќи често е можно и краткотрајно преоптоварување на постројките преку номиналната инсталирана снага.

Ако со W се обележи годишното производство на електраната, тогаш средното годишно оптоварување ќе биде:

$$N_{sr} = \frac{W}{8760} (kW) \quad (1.39)$$

па следува:

$$f_i = \frac{W}{N_e \cdot 8760} \quad (1.40)$$

2. *Фактор на оптоварување на електраната* (plant load factor) - Овој фактор е однос помеѓу средното (N_{sr}) и максималното оптоварување на електраната (N_m), т.е.:

$$f_0 = \frac{N_{sr}}{N_m} = \frac{W}{N_m \cdot 8760} \quad (1.41)$$

Тоа воедно е и однос помеѓу стварното и можното производство. Секогаш е помал од 1.

3. *Фактор на резерва на електраната* (plant reserve factor) - Овој фактор е коефициент на инсталираната моќност (N_i) и максималното оптоварување (N_m) т.е.:

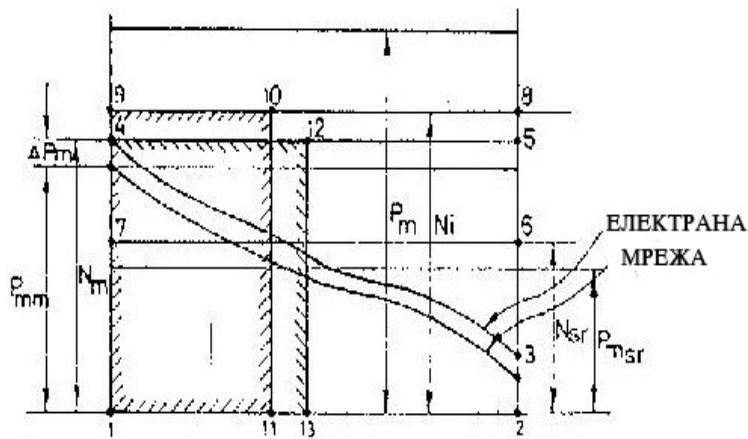
$$f_r = \frac{N_i}{N_m} \quad (1.42)$$

Кривата на траење на годишното оптоварување на електраната е претставено со кривата Е, слика 1.18. Средното годишно оптоварување на електраната (N_{sr}) претставено е со правец, а изразено со релацијата (9).

Реалното производство на електраната претставено е на слика 1.18. со површината (1,2,3,4), а можното производство со површината (1,2,5,4).

Времето за кое би се постигнало исто реално годишно производство (W) кога електраната би работела со најголемо оптоварување (N_m) се нарекува време на траење (или употреба) на најголемото годишно оптоварување T_m ; тоа е дадено со изразот:

$$T_m = \frac{W}{N_m} \text{ (h/god)} \quad (1.43)$$



Слика 1.18 Крива на траење на годишното оптоварување на електрана

Она време за кое би се постигнало исто реално годишно производство кога електраната би работела со инсталирана моќност (N_i), наречено е време на употреба на инсталирана моќност $T_i = W / N_i$ (h/god).

Годишното производство на електраната може да се изрази на основа на релацијата (10) и (14) и оваа последната:

$$W = N_{sr} \cdot 8760 = N_m \cdot T_m = N_i \cdot T_i \quad (1.44)$$

Според тоа површините (1,2,3,4), (1,13,12,4) и (1,11,10,9) мораат да бидат еднакви бидејќи сите три го даваат реалното годишно производство на електраната.

Кривата на траење на годишното оптоварување (Е, слика 1.18) е крива од особена важност. Површината под неа го даваат реалното годишно производство на електраната, а од неа може да се определи траењето на поедини оптоварувања, иако не се познати кривите на дневните оптоварувања.

Кривите на траење на годишното оптоварување може освен тоа приближно и математички да се изразат, ако е само познато најголемото и најмалото оптоварување на електраната како и времето на траење на најголемото годишно оптоварување T_m . Со помош на кривите на траење може понатаму да се определи поделбата на оптоварувањето помеѓу две и повеќе електрани како и годишните загуби во водовите и постројките.

Времето T_m се движи во граници дадени во табелата 4.

Табела 4-Време на траење на максимално годишно оптеретување на електрана

	T_m (h/god)
Електрана за мали градови	1200-2500
Електрана за големи градови	2000-3500
Електрана за големи индустриски подрачја	3000-4000
Електрани за електрохемиска и сл. индустрии	6000-8000

2. ХИДРОМЕХАНИЧКА ОПРЕМА

2.1. ОПРЕМА НА ВЛЕЗНА ГРАДБА

Опремата на влезната градба зависи од типот на градбата. Кај речните и каналските хидроелектрани влезната градба е опремена со:

- а) влезна решетка со уред за чистење;
- б) гредни сопирачи;

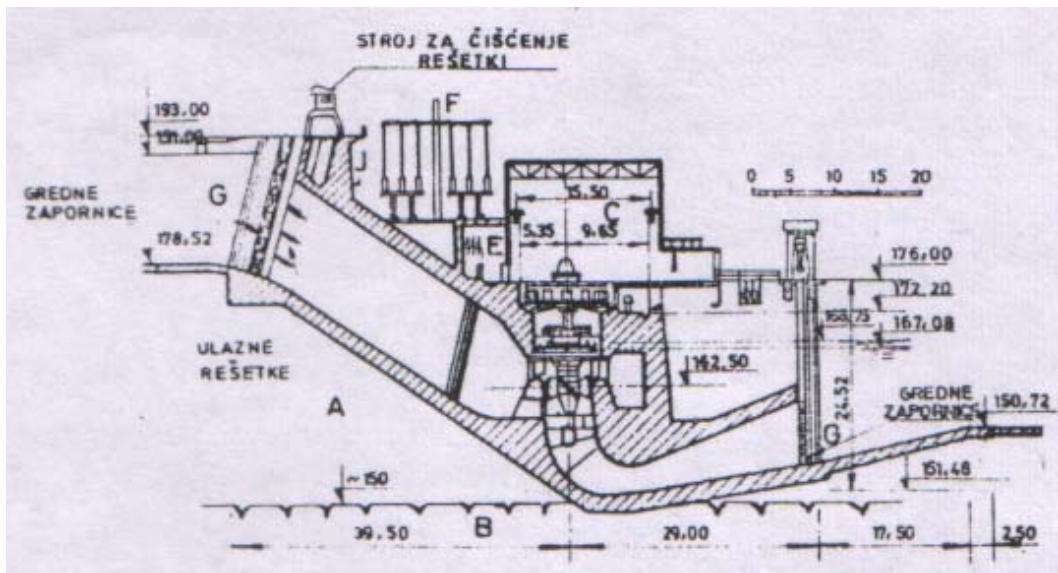
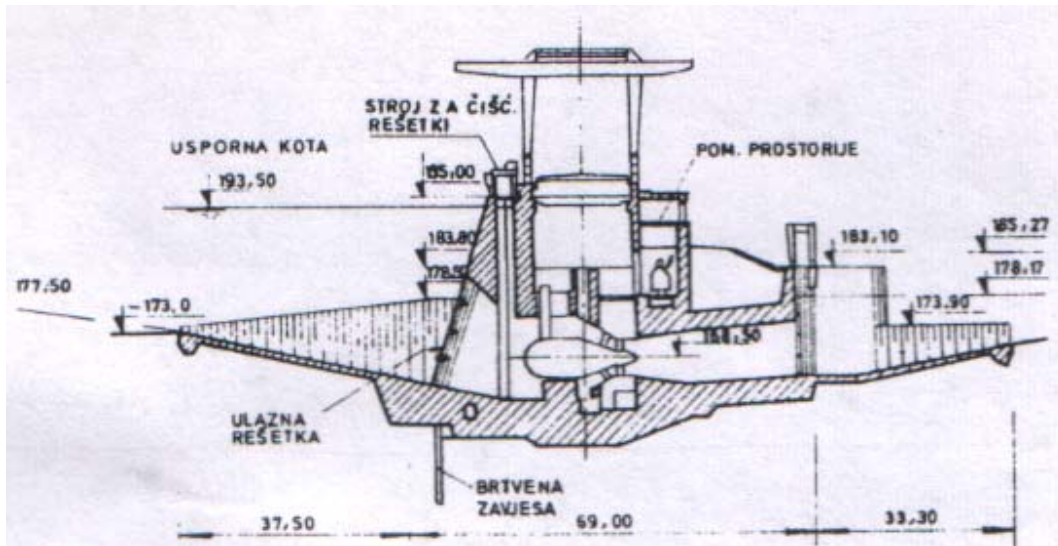
чии димензии се зависни од номиналните протоци на производните групи. Бидејќи се работи за големи инсталирани протоци (неколку стотини m^3/s и повеќе), димензиите се големи, но притисоците на водниот столб се мали.

Решетките се изведуваат од профилно железо со раздалеченост зависно од чистината на водата и статичките барања. Гредните сопирачи се изведуваат од заварени челични лимови и профили во повеќеделна конструкција поради полесна монтажа и полесна манипулација кај затварањето.

Пример на ваква изведба преставен е на слика 2.1.

Кај среднопритисните и високопритисните хидроелектрани, каде што се работи за значително помали протоци, димензиите на влезната градба се во хидрауличен поглед значително помали, заради што и влезните решетки се со многу помали димензии. Наместо гредни сопирачи како орган за затворање се користат *таблестити затворачи* со хидрауличен погон. За погон обично се користи масло под притисок кое го доведуваат група од пумпа-мотор со потребна помошна опрема.

Таблеститите затворачи се изведуваат со челична заварена конструкција чии димензии зависат од хидрауличните барања (габарити и форма). Таблестите затворачи обично се изведуваат како подвижни затворачи со тркалца во водилки за спуштање и подигнување на посебни рамки од водната страна. Сервомоторот е обично сместен или слободно или во посебна куќичка во која се наоѓа и останата помошна опрема.



Слика 2.1 - Влезни решетки

2.2. ОПРЕМА НА БРАНА И ПРЕГРАДА

2.2.1. Прелив на браната

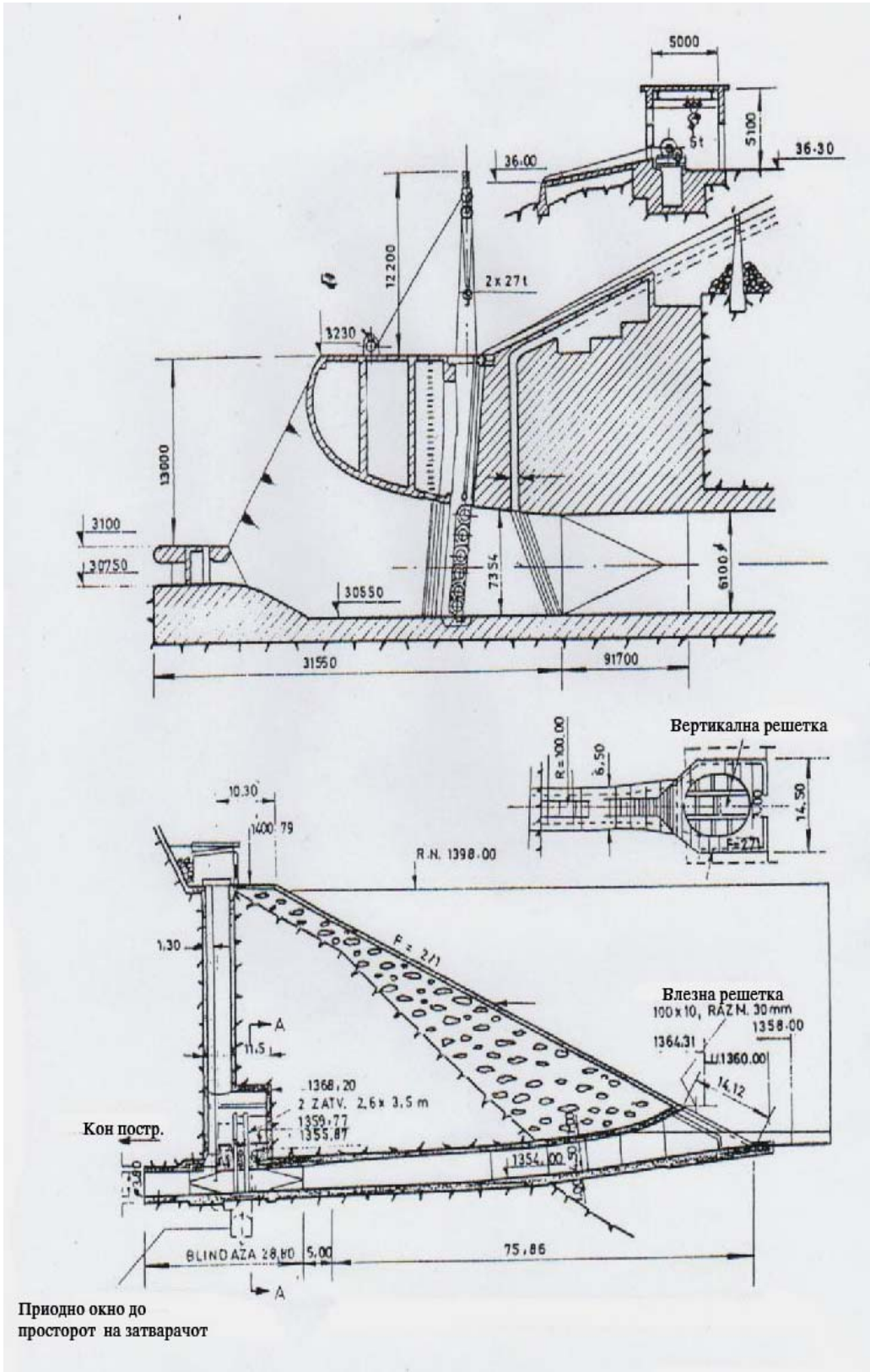
Опремата на преливот е зависна првенствено од типот на браната и количеството на водата која треба да се пропушти.

Кај речните и каналските електрани најмногу се користат *сегментни затворачи со преливен дел*, при што за фина регулација на нивото се користи преливниот дел, а за пропуштање поголеми количества на вода се користат сегментни затворачи. Овие затворачи се поекономично решение во однос на другите видови на затворачи, со обзир на неговата тежина, понатаму и цената како и тоа што имаат едноставен погон (слика 2.3).

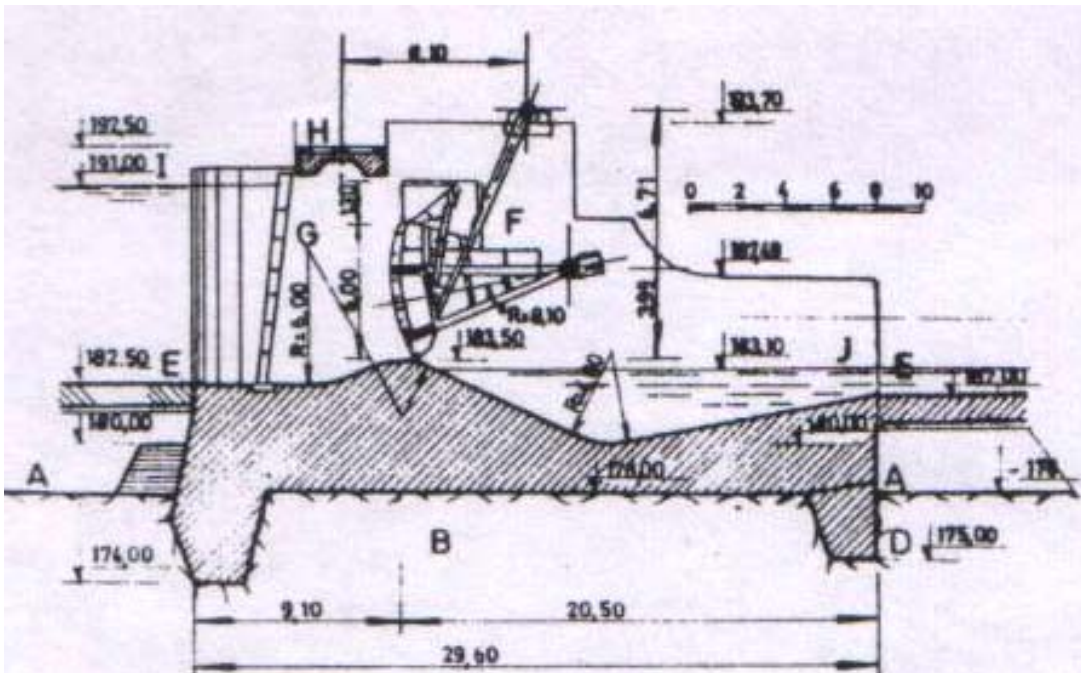
За погон се користат сервомотори со масло под притисок или пак електромоторен погон.

Кај бетонските брани за прелив се користи и преливен затворач со хидрауличен погон.

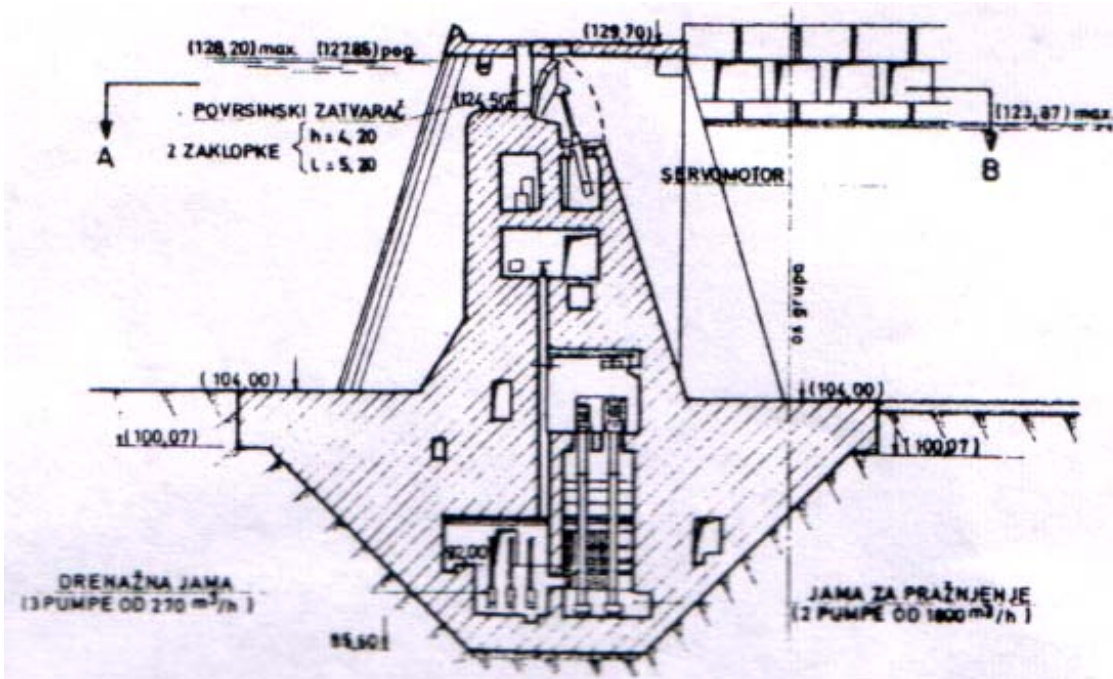
Кај насипните прегради, преливот се решава со посебен тунел, а опремата на влезот може да биде многу различна, зависно од хидрауличните и градежните барања. Често се користат *преливен затворач со класична форма* или кружна преливна градба. Доколку преливот се решава со површинска бетонска градба, влезниот дел е опремен со сегментни затворачи.



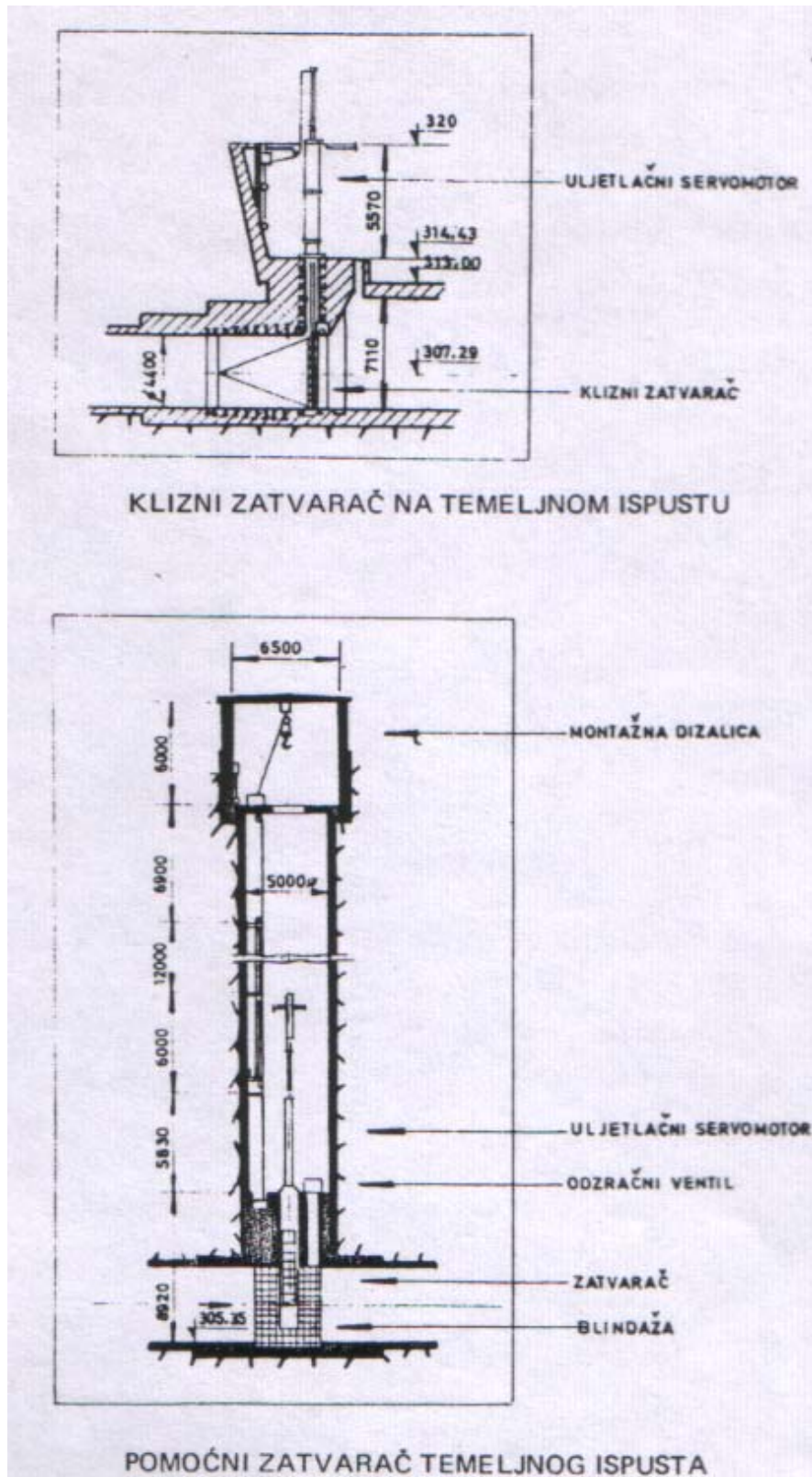
Слика 2.2 - Опрема на влезните уреди



Пресек низ проточниот дел на браната: А-шљунак, В-варовник, С-набиена гина, D-дрен, Е-армирано-бетонска плоча, F-сегментен затвораи со регулатор, G- табласти затвораи, H-мост, I-нормален водостој, J-минимален низводен водостој



Слика 2.3 Сегментен затвораи со преливен дел и површински преливен дел



Слика 2.4 - Клизен затворач и помошен затворач на темелен испуст

2.2.2 Темелен испуст на браната

Кај речните и каналските електрани со бетонски брани, кои најмногу се применуваат, *сегменитиите затворачи* се користат за постигнување на успор, а и како органи за испуштање на водата при празнење на успорот или акумулацијата, т.е. како темелен испуст, (сл. 2.3)

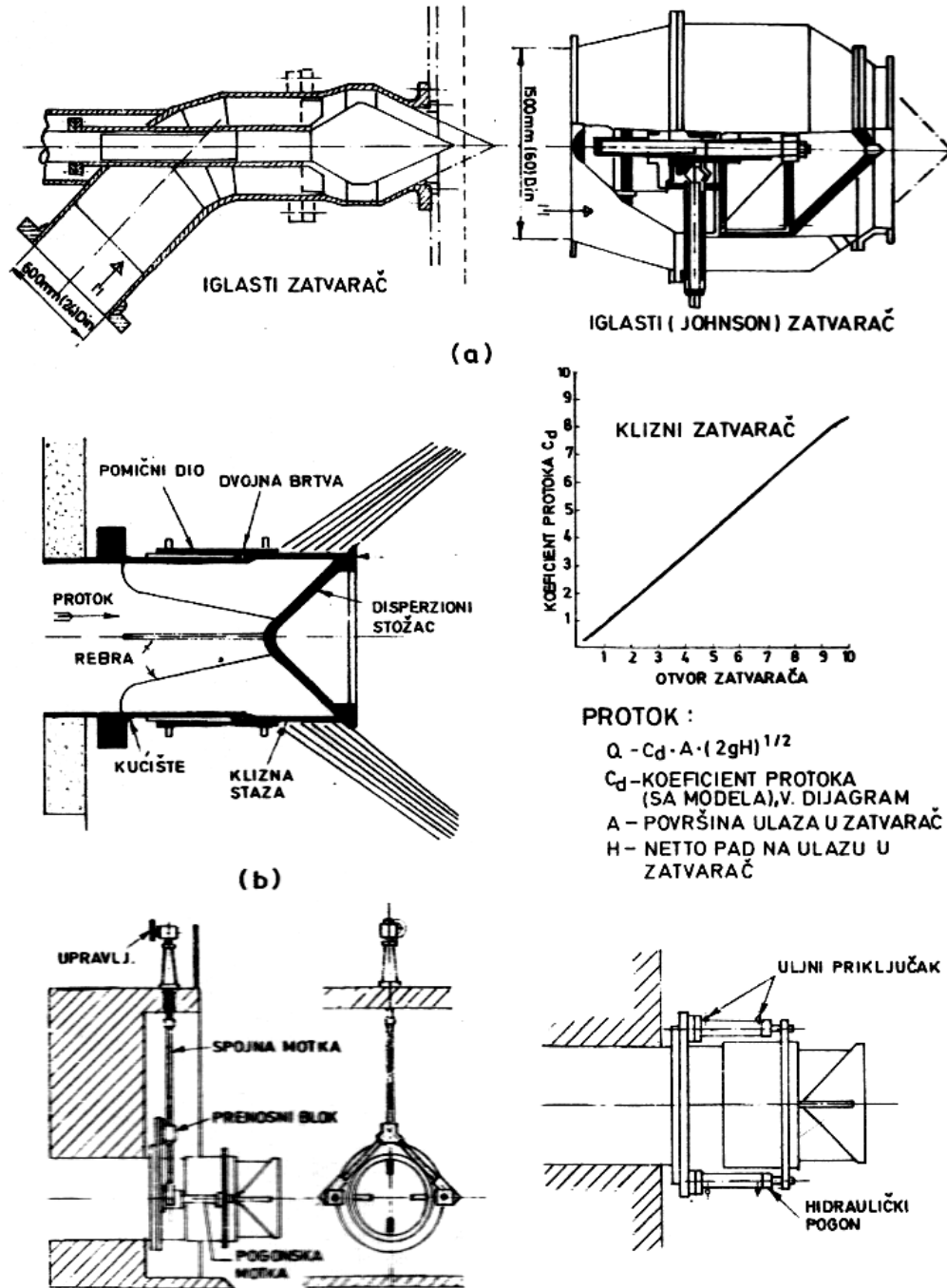
Кај акумулациските хидроелектрани, со насипни земјени (камени) брани, темелниот испуст се изведува и како посебен тунел. На влезот во тунелот се вградува *сегменитен затворач* во комбинација со преливна клапна. За решенија со опрема на излезот од тунелот се користи *клизен шаблест затворач*. Тој мора да биде така димензиониран да при полн притисок и најголем успор сигурно се отвора. Се изведува од челични заварени профили, а погонот е обично со помош на маслен сервомотор. Овој затворач се користи за континуирано регулирање на протокот, ако е потребно и испуштање на вода од акумулацијата за потребите за наводнување. Пример за ваков затворач е даден на слика 2.4.

Во темелниот испуст се вградуваат и 2 типа на затворачи за континуирано испуштање на водата од акумулацијата за потребите од наводнување или за други потреби. Тоа се затворачите "Howel - Bunger" и "Jonson". "Jonson" затварачот е од *игличест* тип со помошно внатрешно тело, а "Howel - Bunger" е од цилиндричен тип. Погонот на овие затворачи може да биде со масло под притисок со помош на сервомотор или електромоторен.

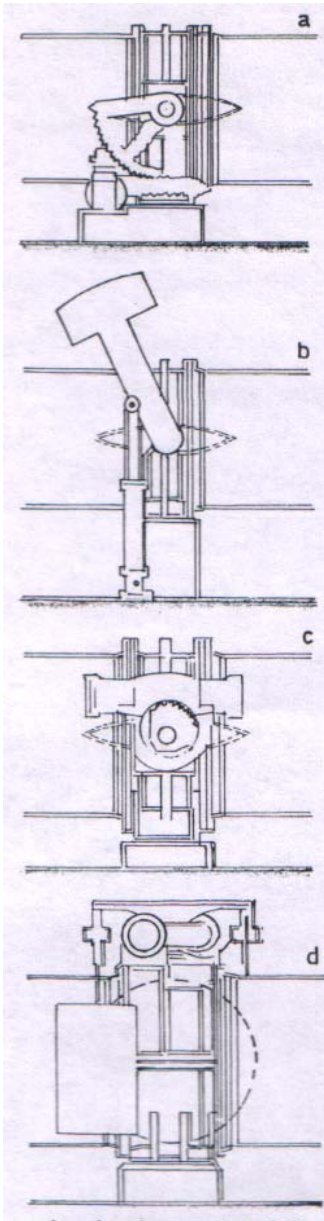
На слика 2.5 е прикажана принципиелна скица на овие затворачи (a) и (b). На таа слика (c) и (d) се *неперујкасти* и *шочести* затварачи кои најчесто се користат како *предтурбински затворачи*, т.е. органи за затворање на доводот на вода во хидрауличната постројка.

Главни објекти на една насипна брана со приказ на местото за вградување на опремата се прикажани на слика 2.6.

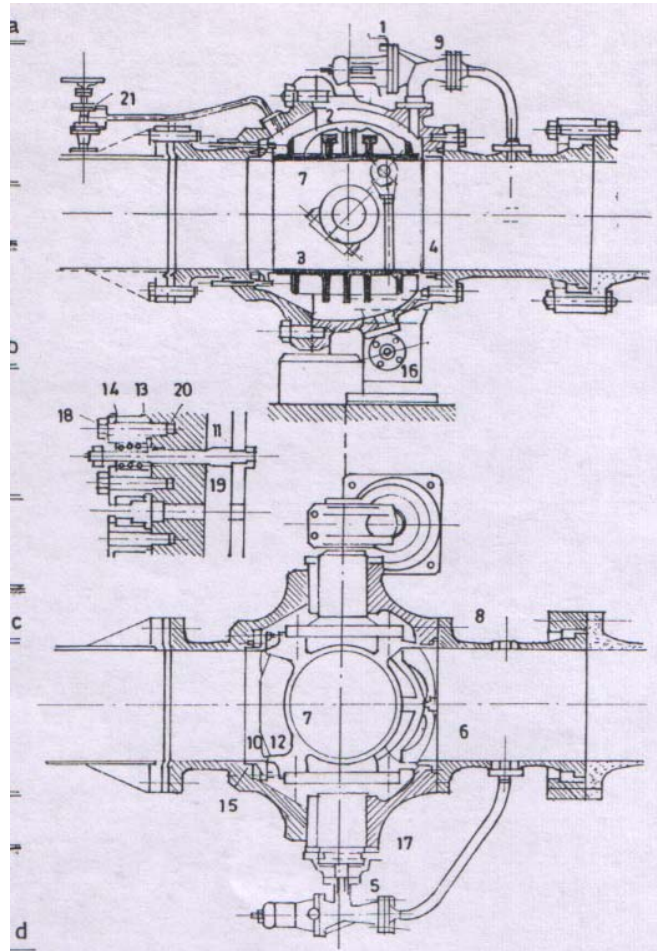
На слика 2.7 и 2.8 се прикажани неколку видови на затворачи кои најчесто се применуваат во пракса.



Слика 2.5 а и б - Скица на иглест затворач (а) и клизен затворач (б)



(c)



(d)

- 1-куќиште, 2- плоча за затворање,
- 3-подвижно тело, 4-заптивен прстен,
- 5-вентил за растеретување,
- 6-прстен помеѓу 3 и 2,
- 7-цевка на подвижното тело,
- 8- спојна цевка,
- 9-вентил за полнење на спиралата на турб,
- 15-заптивен прстен, 16-вентил за дренажа.

Пеперуткаст затворач со 4 типа на погон 1

(b и d затворањето е со тег)

a-електромеханички погон,

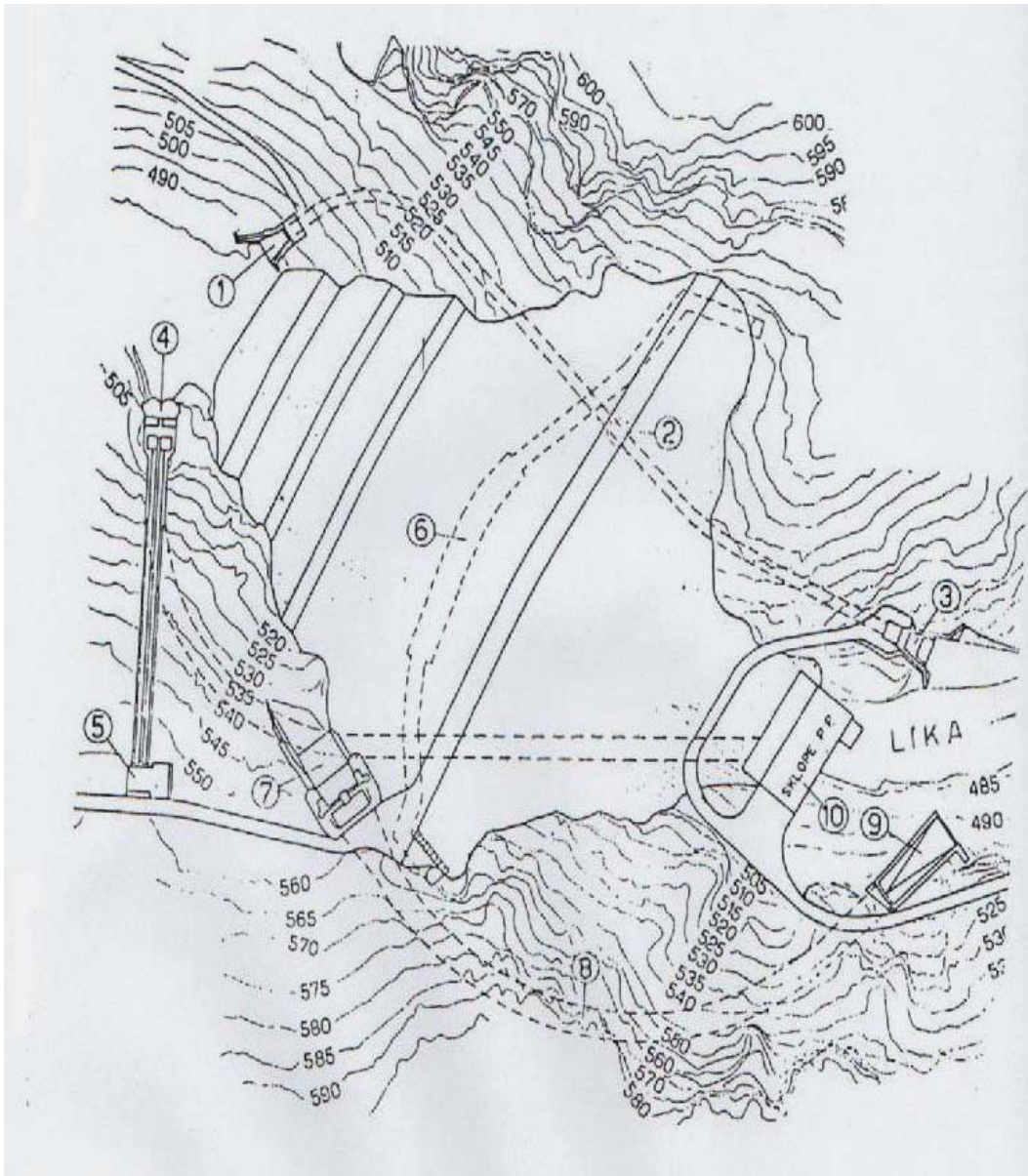
б- погон со тег и сервомотор,

ц-погон со маслен сервомотор,

d-погон со противтег (преку јаже)

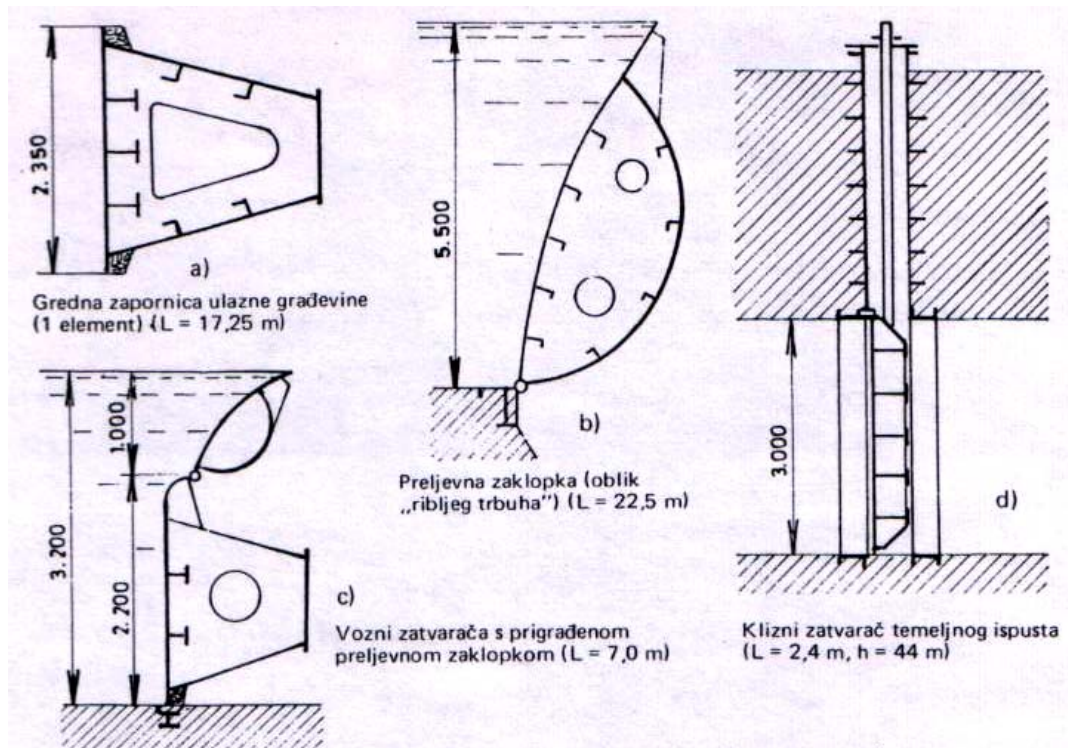
и сервомотор

Слика 2.5 c и d - Скица на пеперуткаст (c) и топчест затворач (d)

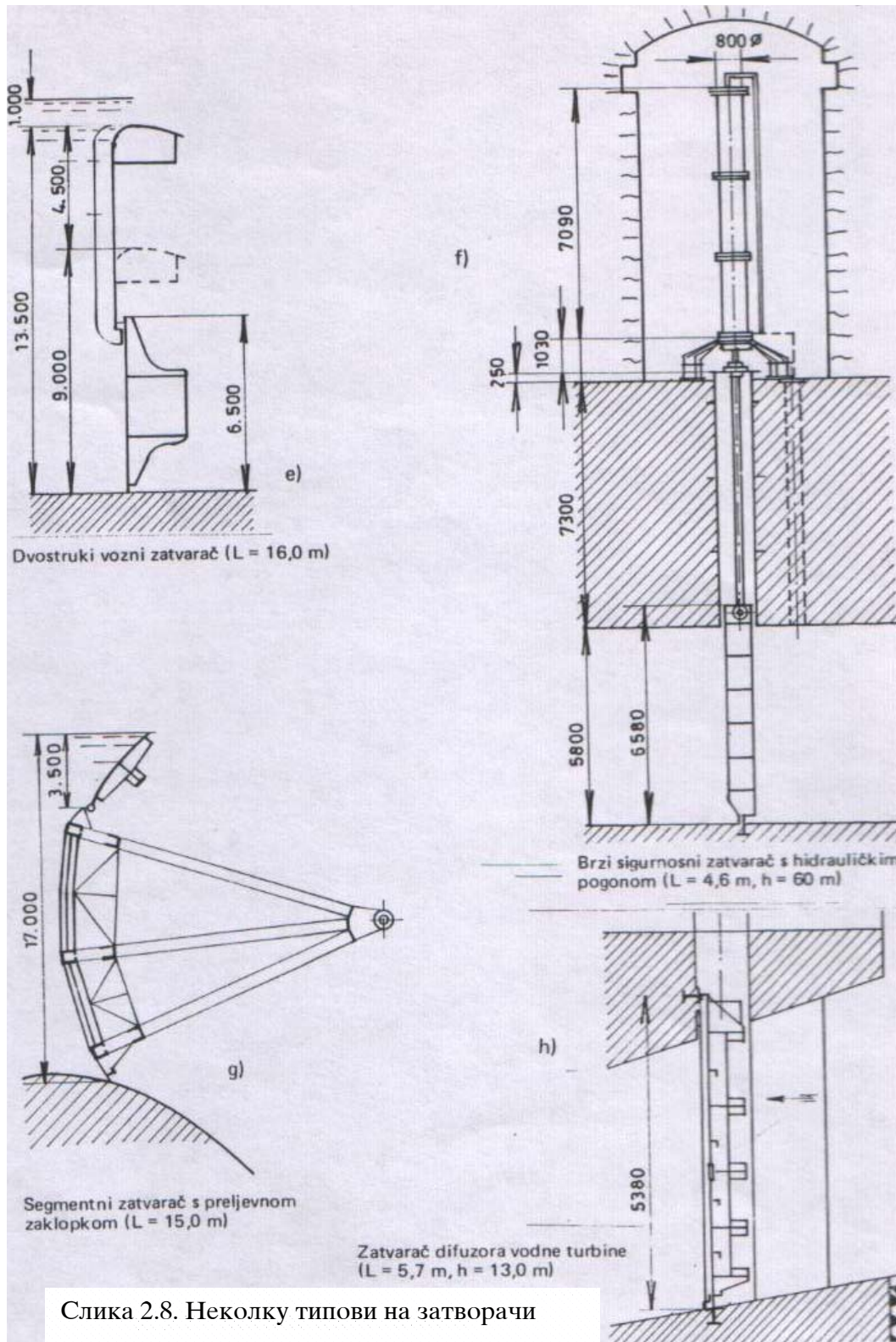


Слика 2.6 Насипна земјена брана со главни објекти и вградена опрема

1-влезна градба на темелен испуст, 2-помошен затворац на темелниот испуст, 3-регулациски затворац на темелниот испуст, 4-влезна градба на доводниот тунел за машинската хала, 5-затворацница со погонски механизам, 6-контролна галерија, 7-влезна градба за прелив, 8-тунел за прелив, 9-влезна градба за прелив, 10-машинска хала.



Слика 2.7 - Неколку типови на затвораџи



Слика 2.8. Неколку типови на затворачи

2.3 ОПРЕМА ЗА ВОДНА КОМОРА

Опремата за водна комора се состои од доведен тунел, како и од некои главни и помошни кружни профили во просторот на водната комора. Доколку водната комора се користи за 2 етапи на изградба, на пр. за 2 доводни тунела помеѓу двата тунела, на спојот до заедничките комори се вградуваат таблести затворачи.

Доколку комората е споена со надворешната површина на теренот, потребно е влезот да се опреми со решетки за заштита од продор на непосакувани предмети во системот на водните комори, односно во доводниот тунел и притисниот цевковод.

2.4 ОПРЕМА ЗА ЗАТВОРАЧКА КОМОРА

Затворачката комора или комората на затворамот мора да се опреми со пеперуткасти сигурносни затворачи за заштита во случај на хаварија на притисниот цевковод. Диспозиција на опремата и деталните карактеристики на затворачите зависат од хидрауличните и останатите барања, види слика 2.9

Поголот на затворачите обично е со масло под притисок за сигурно затворање, во случај на пречекорување на брзината на водата во цевководот, се реализира со изведба на ексцентрично поставена осовина на затворамот и механички (со полуга со тег) со тенденција на затворање.

Барањата за конструкцијата на сигурносниот затвораќач се поостри во однос на обичните пеперуткасти затворачи. Посебно е важен доверлив механизам за затворање во услови, кои што се со обзир на влагата и останато, многу тешки. Исто така, многу е важна и изведбата на проточниот индикатор како и крајните контакти за сигнализација на положбата на затворачите кои влегуваат како еден од условите за старт на турбината.

2.5 НАСОКИ ЗА ИЗБОР И ДИМЕНЗИОНИРАЊЕ НА ОПРЕМАТА И ПРОЦЕНА НА ТЕЖИНАТА

При изборот на опрема за хидроенергетски објекти треба во прв ред да се внимава на:

- a) хидрауличните барања и
- b) економичната на конструкцијата.

Изборот на еден од типовите на затворачи за конкретни услови е сложен проблем и не може да се даде некое правило за тој избор, туку треба од случај до случај да се направат низа од техничко-економски анализи и да се донесе одлука.

Видовите на затворачи кои што се прикажани воглавно ги задоволува потребите и функциите на браната и останатите објекти на хидроенергетската постројка. Меѓутоа, напредокот во технологијата на материјалите, првенствено лимот, овозможува низа нови економични решенија.

Основа за димензионирање се: хидрауличен притисок и условите за стационарната состојба како и условите за разни погонски прилики, потоа едностран притисок, отворање при изедначен притисоци и при полн притисок од едната страна на затварачот.

Кај пеперуткастите затворачи обично пресметката е со отворање при изедначени притисоци така што со by-pass водниот притисок се изедначува од двете страни. Кај другите видови затворачи, посебно кај сигурносните или оние на темелниот испуст, мора да се обезбеди отворање при полн едностран притисок.

За таблестите затворачи важи: (слика 2.10)

- сила на притисокот на водата изнесува:

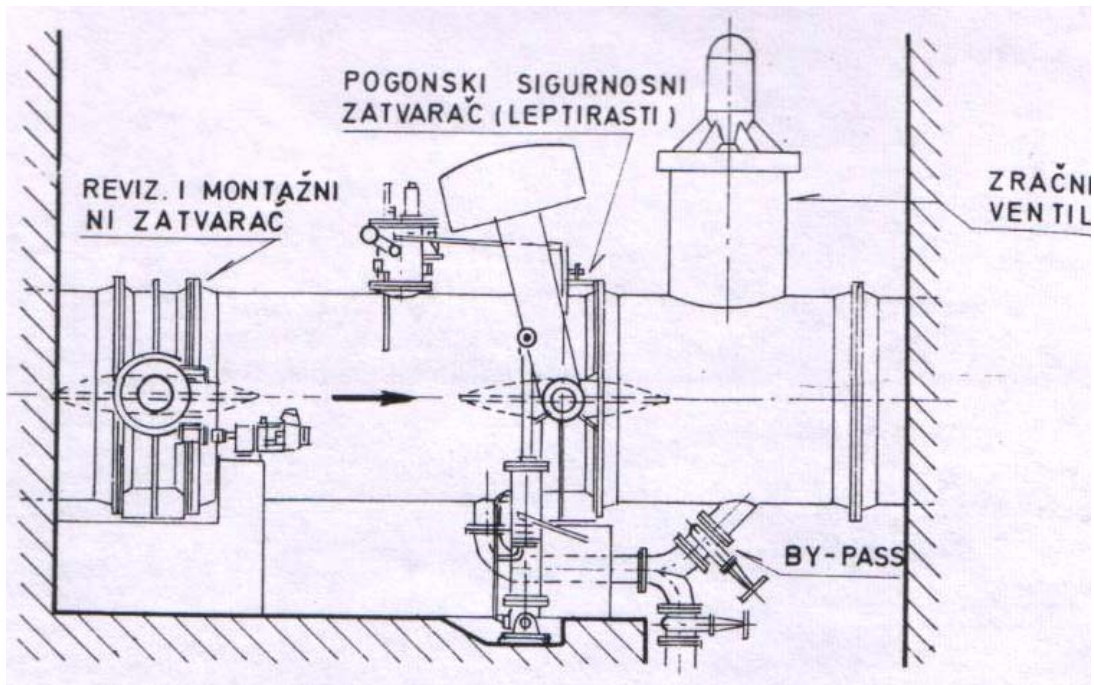
$$F = \rho \cdot g \cdot h \cdot A \text{ (N)}$$

каде што:

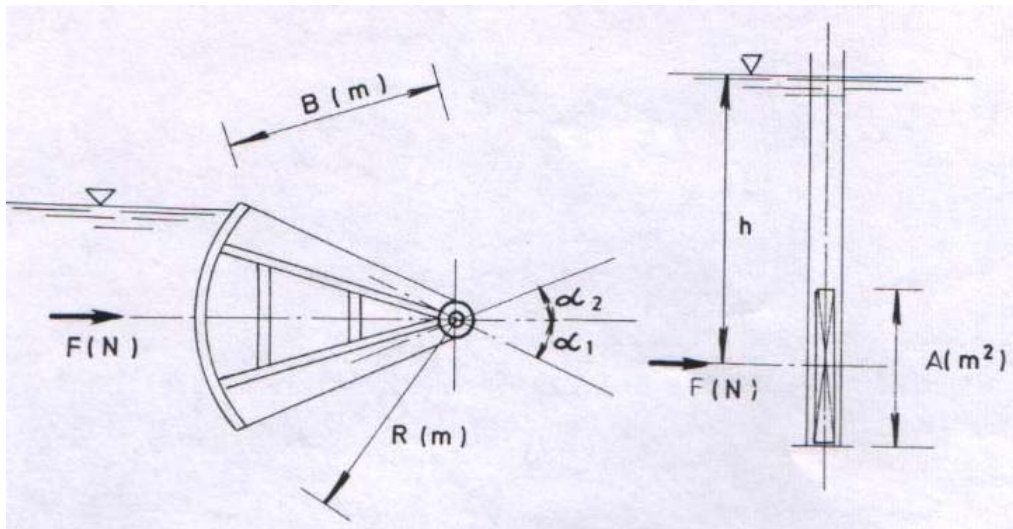
ρ - густина (kg / m^3) вода,

h (m) - разлика на висината на нивоата на водата и оската на затварачот,

A (m^2) - површина на затварачот.



Слика 2.9 Пресек низ засунска комора на високопритисна
хидроелектрана



Слика. 2.10 При димензионирање на затворац

За сегментен затворац важи:

- сила на притисокот на водата меродавна за димензионирање изнесува:

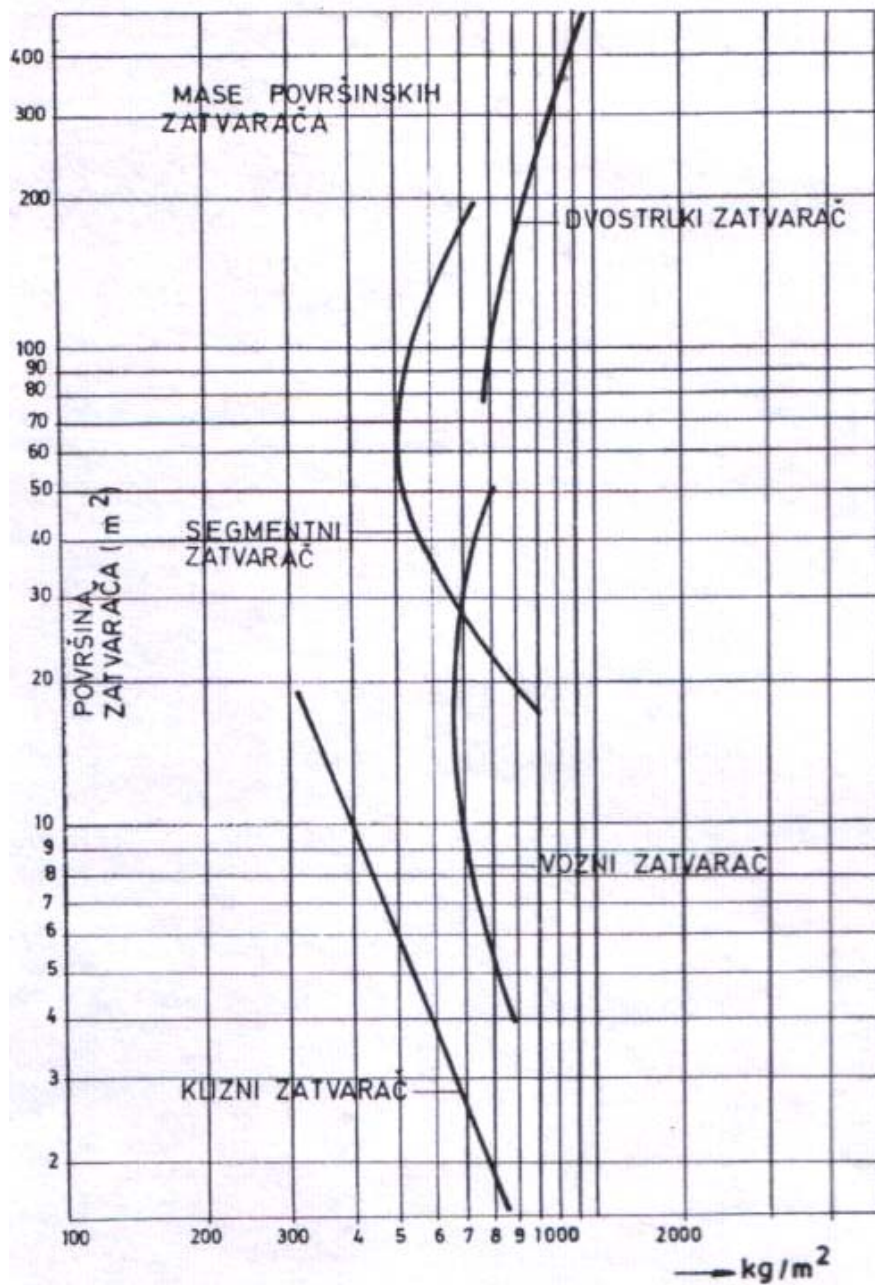
$$F = \rho \cdot q \cdot R^2 \cdot B(a_1 + a_2) \cdot \sin a_1 - (\cos a_2 - \cos a_1) (N)$$

(Види слика 2.10). Влечната сила изнесува:

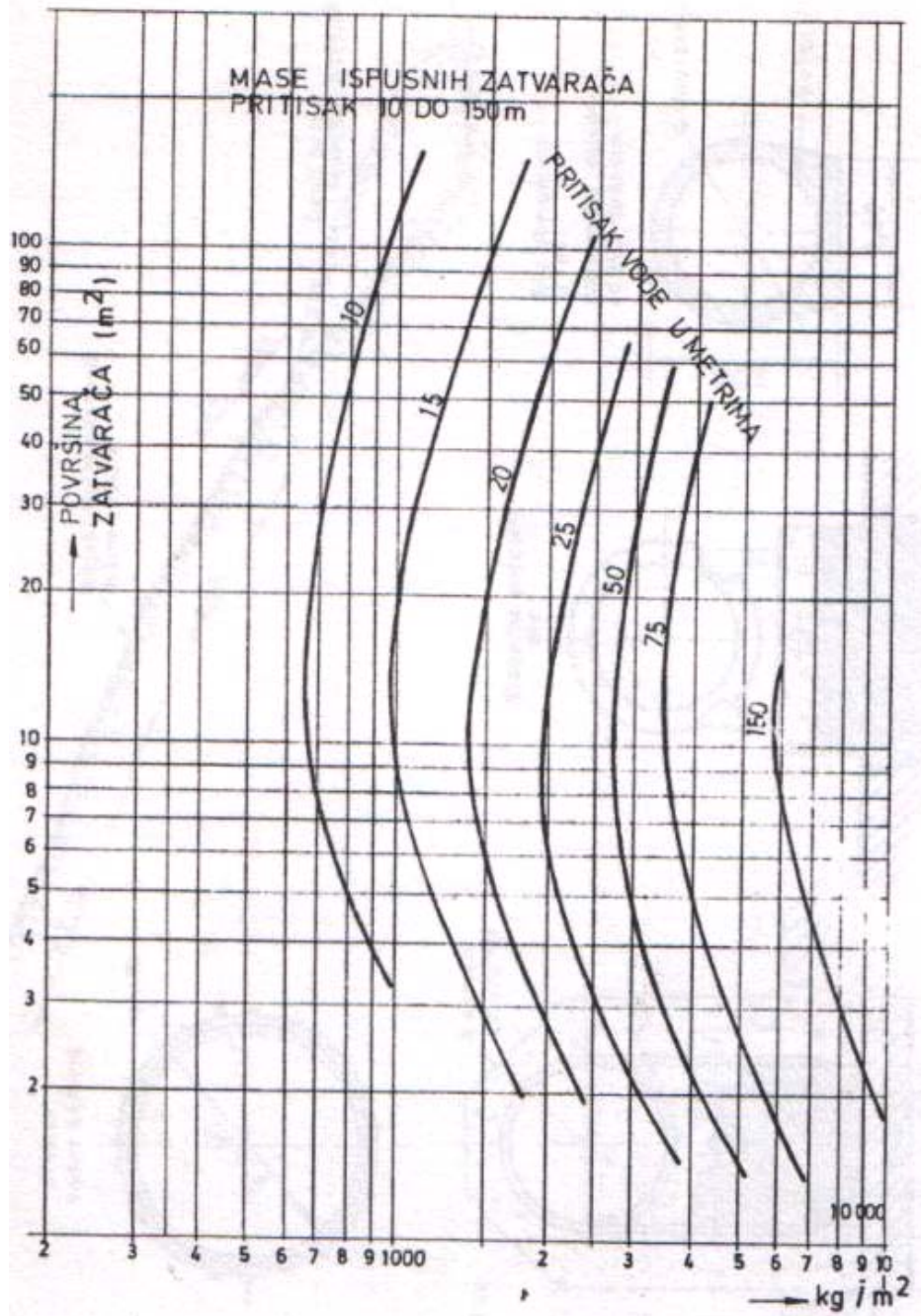
$$F_v = (0,75 \div 1,5) \cdot G \quad (10^4 N)$$

каде што: G - маса на затвараџот ($10^4 N$) ($= t$)

Врз база на изведените статистички податоци за затвораџи на слика 2.11 и 2.12 се преставени номограми за приближно определување на масата на разни видови на затвораџи.



Слика 2.11 Маса на површински затвораџ



Слика 2.12 Маса на испуспен затвораџ

3. ПРИТИСНИ ЦЕВКОВОДИ

3.1. ВИДОВИ НА ПРИТИСНИ ЦЕВКОВОДИ

Со оглед на денешните технолошки можности како што се теренските, т.е. геолошките и топографските прилики, денес се изведуваат следните видови на притисни цевководи:

- a) отворено поставени;
- b) слободно поставени во ров,
- c) поставени во длабнатини на површината на земјата и затрупани со земја, односно со материјалот добиен од ископот,
- d) вбетонирани во ров, карпи.

Притисните цевководи завршуваат со разделени цевководи кои што се изведуваат претежно како под b) и d).

Цевководите под a) и b) можат да се изведат во т.н. парцијални или затворени изведби, според тоа дали за превземање на должинските растегнувања се вградуваат експанциони парчиња цевки или не.

Истата поделба важи и за разделните цевководи.

Кај цевководите вбетонирани во карпа, ова може да се користи за делумно превземање на внатрешната сила.

a) Отворено поставениите цевководи се највообичаен начин на изведба, кај кои оската на цевководот најмногу се приближуваат на профилот на патеката и притисната линија. За да се одржат јасни и чисти статички односи и за да се следат тековите на дејствување на внатрешните и надворешните сили, цевководот се анкерисува по делници, а посебно во точките во кои се менува насоката на оската на цевководот. Исто така, мора да се опреми со дилатациони спојки со кои се совладуваат температурните влијанија и должинските сили.

Местото на анкерисување каде што се превземаат значајните сили се одбира според можностите на теренот каде што е можна цврста врска со тлото. Оваа врска се зајакнува со потребна конструкција од армиран бетон и цементни инекции.

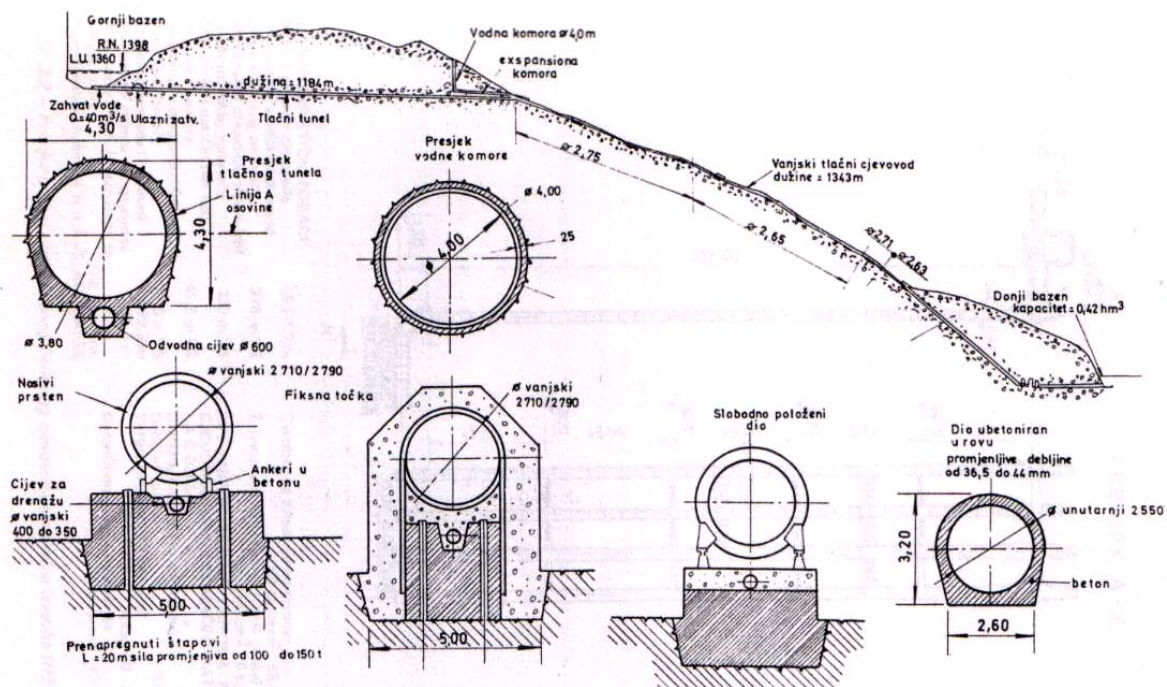
Кај "парцијалните" изведби т.е. анкерисување на повеќе делници со превземање на силите, секоја цевка мора на горниот крај цврсто да се врзе за тлото, а долниот дел од цевката мора да се остави слободен во лежиштето. Овој начин е со нешто поскапа изведба поради градежните работи (масивни блокови со сидра), но го скратуваат времето потребно за монтажа.

Слободно поставените цевководи, со помали должини и поместувања, можат економично да се изведат и без дилатационите додатоци во т.н. "затворена" изведба. Во тој случај цврстите (фиксни) точки во поглед на силата меѓусебно се поврзуваат со самите цевководи. Должинските сили ги превземаат притисните цевководи и ги пренесуваат на анкерот. Димензионирањето на цевководот и цврстите точки треба да се сметаат како статички неопрделен случај.

Масата на поедини делници помеѓу фиксните точки се пренесува на посебни лежишта кои што треба да се постават на правилни растојанија, зависно од дијаметарот и дебелината на карпата.

b) Цевководи слободно поставени во ров се применуваат денес само во посебни случаи поради високите градежни трошоци за изведба. Тоа значи дека овој начин на изведба доаѓа во предвид таму каде што постојат неповолни геолошки прилики, каде не е дозволено оптоварување на карпите или каде што не е можно надворешно поставување поради тешките прилики на тлото и околината или при некои други прилики.

Кратките делници на притисните цевководи во оваа изведба (b) можат да се земат во предвид, ако со оглед на диспозицијата на објектот е потребен пристап до на пр. засунските комори, до затвораците или сл. Во поглед на лежиштата и фиксните точки важи вооглавно она што е кажано под а).



Слика 3.1 Пример на отворен челичен притисен цевковод (La Coche)

с) Цевководи постојани во длабнајини на површината на земјата (закопани цевководи) и поклојени со материјалот добиен од искојот, денес исто така ретко се применува поради високите градежни трошоци, особено при големи дијаметри.

Зависно од надморската висина и климатските услови, надслојот изнесува 80-120 cm.

Цевките кај овие изведби треба да се постават во внимателно припремен ров, обложен со фин гранулациски материјал, потоа со погруб и на крај со хумус. После затрупувањето на цевководот може да се врши анкерисување по целата должина. Често е потребно да се подготви и бетонирани заштита на подлогата, а фиксни точки при поголема промена на насоката на оската.

Затрупаните цевководи одговараат на затворен начин на градба. Поради влијанието на дното и корозијата од земјата која може да содржи и киселини, потребна е антикорозивна заштита.

д) *Цевководи вбейонирани во карѝа* денес се изведуваат во многу случаи од повеќе причини. Кај овие изведби се постигнува најголема заштита од надворешните влијанија, карпите се користат за пренос на внатрешните сили, а можно е и скратување на должината на цевководите од претходно обликуваната праволиниска патека, независно од надворешниот профил на теренот.

Модерната технологија на ископот која овозможува директен ископ во полн потребен профил, се намалува времето за градежни работи. Со примена на посебни методи на бетонирање на цевките и со соодветна техника на заварување, можно е да се постигне добра врска помеѓу цевките, т.е. челик и бетон, а со тоа и со карпите.

Оваа изведба и тоа како бара геолошко сондирање на површината на земјата за пробни ископи (каверни). После бетонирањето се врши инектирање со бетонско млеко.

Димензионирањето на дебелината на цевките на внатрешниот притисок мора во секој случај да биде така спроведено да сигурноста на таквиот цевковод не биде помала од онаа кај слободно поставениот цевковод.

Челичната цевка и бетонската облога мора да ги задоволуваат барањата на надворешниот притисок. Поради сигурноста се пресметува со надворешен притисок кој што е еднаков на внатрешниот статистички притисок.

Денес постојат прилично проверени методи на пресметување за димензионирање и изведба, како и можности за моделски испитувања. Постигнатите искуства многу се користат со цел економична изведба во секој посебен случај.

3.2. ЕКОНОМСКИ ПРЕЧНИК НА ЦЕВКОВОДОТ ПОД ПРИТИСОК

Откако е решена општата концепција на хидроелектраната (или пумпна хидроелектрана или пумпни станици) и е дефиниран инсталираниот проток, се врши избор на видот на цевководот. За таа цел потребни се опширни техничко-економски анализи, од кои една најважна е: избор на економичен пречник.

Хидростатскиот притисок е ист во секоја точка на должинскиот профил на различни нивоа (висини) на горната вода и геодетската висина на точките.

Погонскиот притисок во цевководот под притисок е еднаков на статичкиот притисок (p_{st}) зголемен за динамичкиот притисок (p_{din}) кој се појавува при разни погонски маневрирања и создава осцилации на нивото на водата во водната комора. Според тоа:

$$P_p = P_{st} + P_{din} \quad (\text{Pa}) \quad (3.1)$$

Со оглед на зададениот инсталиран проток можно е да се изберат повеќе пречници. Инвестиционите трошоци, а според тоа и годишните трошоци растат со зголемувањето на пречникот, додека годишните трошоци на загубите на енергијата опаѓаат со пораст на пречникот.

Загубите на енергијата се состојат претежно од загубите од триење. За да се определи економичниот пречник на цевководот под притисок, се земаат следните ознаки:

$s(m)$ - дебелина на ѕидовите на цевководот;

$p(\text{Pa} = \text{N} / \text{m}^2)$ - погонски притисок на водата во цевководот;

$D(m)$ - внатрешен пречник на цевководот;

$\sigma_d(\text{Pa} = \text{N} / \text{m}^2)$ - дозволено напрегање на челикот на цевководот;

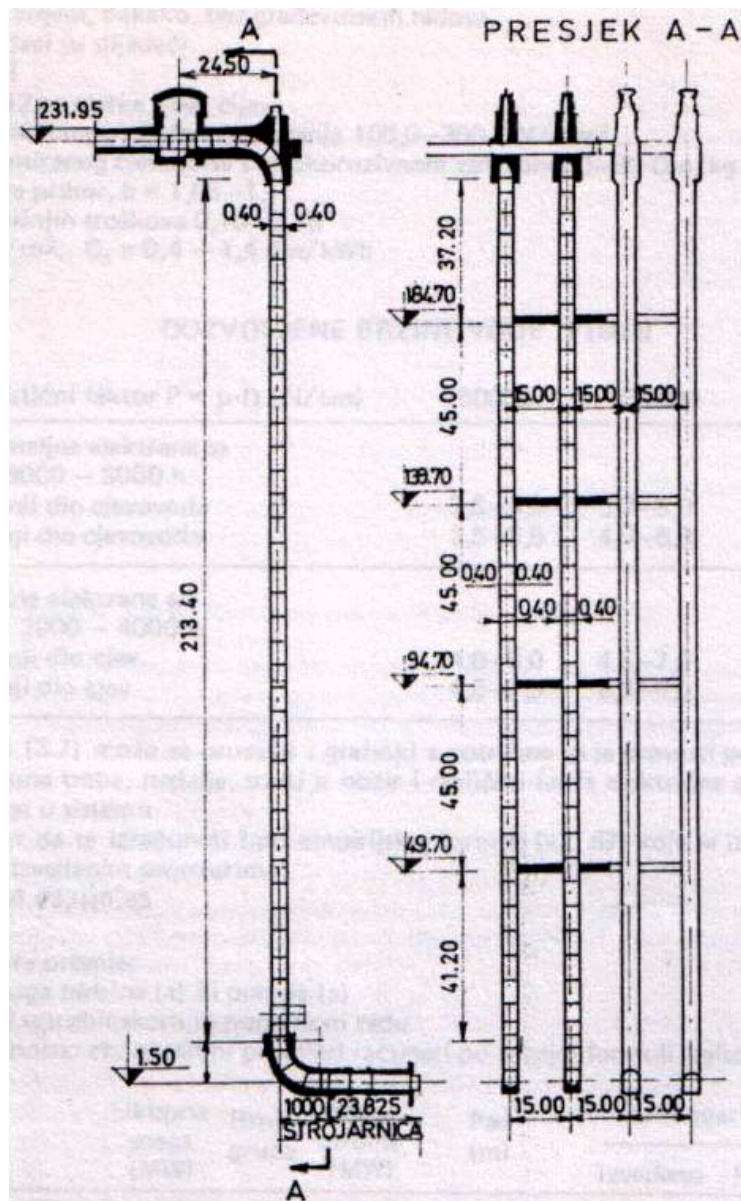
$\rho_c(\text{kg} / \text{m}^3)$ - густина на масата на челикот на цевководот;

$\rho(\text{kg} / \text{m}^3)$ - густина на водата;

$J(\text{din} / \text{m})$ - инвестициски трошоци по должина на цевководот;

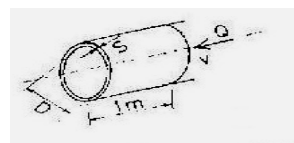
κ -квота на капитални годишни трошоци(релативен или процентуален износ);

$h(m / m)$ - загуби на висината на падот во цевководот (Darcy);



Слика 3.2 Пример на во ров вбетониран челичен цевковод во вертикална изведба

$$h = \lambda \cdot \frac{1}{D} \cdot \frac{v^2}{2g}$$



каде се: λ - коефициент на триење;

v (m/s) - брзина на водата во цевководот (просечна)

$$v = Q_m / A = 4Q_m / \pi \cdot D^2 \text{ (m/s)}$$

g (m/s²) - сила на тежа, $g = 9,81 \text{ m/s}^2$

c (din/kg) - цена на монтираниот цевковод;

C_s (din/kWh) - цена на електричната енергија, т.е.

изгубена снага x време = енергија (kWh);

Q_m (m^3/s) - меродавен проток, проток при номинално оптоварување;

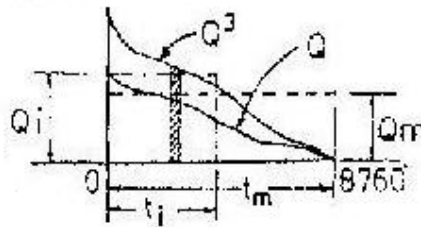
со обзир на кривата на траење на работната вода,

постои односот:

$$Q_m^3 = \frac{\Sigma(Q^3 \cdot t)}{t_m}$$

каде што се:

t_m (h) - време на употреба на меродавниот проток или годишен број на погонски часови сведен на меродавниот проток;



$b > 1$ - додаток за прибор за глатки цевки (спојници, прирабници и др.);

T_1 (Din/god) - годишни инвестициски трошоци (капитал) на изградба;

T_2 (Din/god) - годишни трошоци на загубите поради загубите на моќност и енергија при триењето;

η - степен на дејствување на системот (1/1)

Ако дебелината на ѕидовите на цевководот се пресмета по котловските формули $s = D \cdot p / 2 \cdot \sigma_d$, инвестициониот трошок за изградба по метар должина на цевководот изнесува:

$$J = D \cdot \pi \cdot s \cdot b \cdot \rho_c \cdot c = \pi \cdot \rho_c \cdot \frac{D^2 \cdot p}{2 \cdot \sigma_d} \cdot b \text{ (din/m)} \quad (3.2)$$

Годишните трошоци на изградба изнесуваат:

$$T_1 = k \cdot J = k \cdot \pi \cdot \rho_c \cdot c \cdot b \cdot \frac{D^2 \cdot p}{2 \cdot \sigma_d} \text{ (din/god)} \quad (3.3)$$

Загубите од триење се:

$$h = \frac{\lambda}{D} \cdot \frac{v^2}{2g} = \frac{\lambda}{D \cdot 2g} \cdot \left(\frac{4 \cdot Q_m}{\pi \cdot D^2} \right)^2 \quad (3.4)$$

$$h = 8 \cdot \lambda \cdot Q_m^2 / D^5 \cdot \pi^2 \cdot g = 0,0826 \cdot \lambda \cdot \frac{Q_m^2}{D^5} \text{ (m/m)}$$

Годишните трошоци на загубите изнесуваат:

$$T_2 = 8 \cdot Q_m \cdot h \cdot \eta \cdot t_m \cdot c_s = 0,66 \cdot \eta \cdot \lambda \cdot t_m \cdot c_s \cdot \frac{Q_m^3}{D^5} \text{ (din/god)} \quad (3.5)$$

Вкупните експлоатациски годишни трошоци:

$$T = T_1 + T_2,$$

а законот за минималните трошоци е:

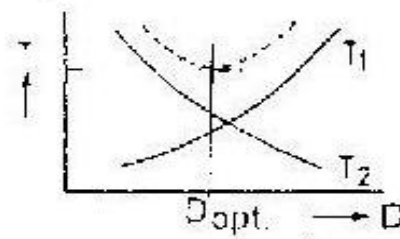
$$\frac{dT}{dD} = \frac{d(T_1 + T_2)}{dD} = 0 \quad (3.6)$$

Бидејќи е $T_1 = K_1 \cdot D^2$, а $T_2 = K_2 / D^5$,

следува:

$$D_{opt} = \sqrt[3]{5K_2 / 2K_1}, \text{ или}$$

$$D_{opt} = \sqrt[3]{\frac{1,05 \cdot Q_m^3 \cdot \lambda \cdot \sigma_d \cdot C_s \cdot t_m \cdot \eta}{k \cdot \rho_c \cdot c \cdot P \cdot b}} \quad (m) \quad (3.7)$$



Со овој пречник може да се пресмета и оптималната брзина на водата v (m/s) со изедначување на континуитетот.

Релацијата (3.7) важи, секако без градежните работи.

Податоците добиени од искуство се:

$$\eta = 0,77 - 0,83;$$

$$\lambda = 0,008 - 0,12 \text{ за мазни нови цевки};$$

$$\sigma_d - \text{дозволеното тангенцијално напрегање } 100 - 300 \text{ N/mm}^2;$$

$$c - \text{цена на монтиран цевковод со антикорозивна заштита } 30-80 \text{ (Din/kg)}$$

$$b - \text{додаток за прибор, } b = 1,05 - 1,1;$$

$$k - \text{квота на годишни трошоци } 0,10 - 0,16;$$

$$\rho_c - 8000 \text{ kg/m}^3; C_s = 0,4 - 1,4 \text{ din/kWh}$$

Дозволени брзини на водата v (m/s)

Карактеристичен фактор $P = \rho D$ (N/cm)	50000	150000	250000
За темелни електрани со $t_m = 6000-8000$ h			
-горен дел на цевковод	2.5-4.0	3.0-5.0	4.0-6.0
-долен дел на цевковод	3.5-5.0	4.0-6.0	5.0-7.0
За вршни електрани со $t_m = 2000-4000$ h			
-горен дел на цевковод	4.0-5.0	4.5-7.0	5.0-8.0
-долен дел на цевковод	4.5-7.0	6.0-8.0	7.0-10.0

Пресметката по изразот (3.7) може да се спроведе и графички, а потребно е да се спроведе по делници. Кај точните пресметки потребно е, понатаму, да се земат во предвид и различните тарифи на електричната енергија според цената на гарантираната моќност во системот.

Економскиот пречник треба да се пресмета и по емпириска формула која извонредно се совпаѓа со реалните изведени пречници:

$$D_{opt} = 0,72 \cdot p^{0,43} / H^{0,65} \quad (3.7a)$$

каде се:

D_{opt} (m) - оптимален пречник;

P (kW) - номинална моќност на турбината или пумпата;

H (m) - номинален пад во турбинската или пумпната работа;

Така на пример, изведни пречници односно економски пречници пресметани по горната формула изгледаат вака:

Постројки/ год. на изградба	Вкупна моќност (MW)	Број на група	Моќност на турбините (MW)	Пад (m)	Пречник на цевка (изведено)	Пречник на цевка (релација 3.7a)
Alacantara (Spain) 1975	915	4	242	96.9	7.50	7.56
Bratsk (SSSR) 1965	4500	20	220	100.0	7.00	7.10
Churchil Falls (Canada) 1974	5000	11	476	313.0	4.60	4.72
Estreito (Brazil) 1969	1050	6	167	60.3	8.20	8.75
Itaipu (Brazil- Paraguay) 1983-1988	12600	18	717	118.4	10.50	10.55

3.3. ХИДРАУЛИЧНИ ОДНОСИ И ЗАКОНИ НА ДИМЕНЗИОНИРАЊЕ

3.2.1. Еквивалентен цевковод

За анализа и дефинирање на динамичките појави во системот водна комора - притисен цевковод - хидраулична постројка, се користи поимот еквивалентен цевковод за потребата од брзи пресметки на основните хидраулични односи и хидродинамички параметри.

Вкупната должината на притисните цевководи L (m) се состои од n нееднакви делови (делници) кои ги карактеризираат следните параметри:

- должина l_i (m); $\sum l_i = L$;
- внатрешен пречник D_i (m) ;
- дебелина на сидовите s_i (m) ;
- површина на пресекот A_i (m²) ;
- најголем проток во работен режим Q_0 (m³/s) при пад H_0 (m) во турбинската или напор H_0 (m) во пумпна работа, при потполно отворен вентил;
- брзина на водата v_{oi} (m/s) за соодветен Q_0 ;
- брзина на ширење на бранот на притисокот (при нагло затворање) за слободно поставени притисни цевководи;

$$a_i = \frac{1420}{\sqrt{1 + \frac{D_i}{s_i \cdot 100}}} \quad (m/s) \quad (3.8)$$

Брзината на ширење на бранот на притисокот за челичен цевковод во тунел со бетонска облога:

$$a_i = \sqrt{\frac{1}{\rho}} / \sqrt{\frac{1}{k} + \frac{D_i}{E_c \cdot s_i} (1 - \lambda)} \quad (3.8a)$$

каде што се:

$\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$ - густина на вода;

$k = 2,11 \cdot 10^9 \text{ daN/m}^2$ - модул на еластичност на водата;

D_i (m) - внатрешен пречник на челичната цевка;

D_v (m) - надворешен пречник на челична цевка; $D_i = D_v - s_i \cdot 2$;

D_b (m) - надворешен пречник на бетонската облога;

s_i (m) - дебелина на челичните сидови;

$E_c = 2,0 \cdot 10^{10}$ da N/m^2 - Youngov модул на еластичност на челикот;

$E_B = 2,9 \cdot 10^9$ da N/m^2 - Youngov модул на еластичност на бетонот;

$E_S = 1,0 \cdot 10^9$ da N/m^2 , за Youngov модул;

$E_S = 0,3 \cdot 10^9$ da N/m^2 , еластичност за сидовите;

$m = 6$ - Poisson-ов коефициент на сидот;

$$\lambda = (D_v^2 / 4 \cdot E_C \cdot s_i) / \frac{D_v^2}{4 \cdot E_C \cdot s_i} + \frac{D_b^2 - D_v^2}{4E_B \cdot D_b} + \frac{m+1}{2 \cdot m \cdot E_S} \cdot D_v \quad (3.8б)$$

За армиран бетонски тунел (без челични цевки) важи:

$$a_i = \sqrt{\frac{k}{\rho}} / \sqrt{1 + \frac{k}{E_b} \cdot \frac{D_i}{1 + (t-1) \cdot a}} \quad (3.8ц)$$

каде се:

D_i - внатрешен пречник на тунелот;

$t = E_C / E_B$;

$a = F / S$ - коефициент на армирање, F (m^2) површина на арматурната облога, S (m) дебелина на бетонската облога;

Вредноста на a_i во пракса варира од 700 и 1300 m/s .

Реалниот цевковод, кој се состои од делови на горните карактеристики, за потребните анализи и пресметки може да се надомести со "еквивалентен цевковод" со иста должина и константен пречник со следните параметри:

- еквивалентна брзина v_0 (m/s):

$$v_0 = \left[Q_0 \frac{l_i \cdot v_{oi}}{l_i \cdot A_i} \right]^{1/2} \quad (3.9)$$

- еквивалентна брзина на ширење на бранот a (m/s);

$$a = \frac{L}{\sum \frac{l_i}{a_i}} \quad (3.10)$$

- еквивалентен дијаметар D_0 (m):

$$D_0 = \sqrt{\frac{4Q_0}{\pi \cdot v_0}} \quad (3.11)$$

При пресметката на динамичките преодни случаи (затворања и отворања на спроводните апарати, нагли испади при полн терет и.т.н.) на сите групи споени на еквивалентниот цевковод, се започнува од следните услови:

- а) Протокот во цевководот е еднаков на збирот од протокот на посебните турбини.
- б) Хидрауличната моќност на целиот систем е еднаква на збирот на моќноста на посебните групи.
- в) Изразот GD^2 за системот е еднаков на збирот на GD^2 на посебните групи.
- д) Маневрите со спроводниот апарат треба да ги имаат истите услови и карактеристики за сите турбини.

3.3.2. Случаи при нагли промени на режимот на работа во погон

Проблемите од хидрауличниот удар не се предмет на ова разгледување па само се потсетува и упатува на темелните испитувања и практични резултати од книгата на J. Parmakian, *Waterhammer Analysis*.

Ќе бидат дадени некои од методите за брзо определување на основните параметри и тоа зголемување на притисокот и брзината на вртење во хидроенергетската постројка, конвенционалните и пупните, во случаи на испад на група од мрежата во турбинската или пумпната работа.

3.3.2.1. Спорни линеарни промени на режимот на работата

Ако со T_c (s) се означат најкраткото време на затворање на спроводниот апарат (дистрибутерот) од 100 до 0, а со T_a (s) најкраткото време на отворање на дистрибутерот од 0 до 100, тогаш сите можни линеарни промени на режимот на работа (маневри) на дистрибутерот можат да се дефинираат како "спори", и тоа ако е исполнет условот:

$$\frac{2L}{a} < T_c, T_a$$

Во најкритичните случаи при затворање со доволна апроксимација може да се определи најголемиот директен пораст на притисокот ΔH во проценти од динамичкиот притисок H_0 (m) на крајот на долниот дел на цевководот, од изразот (MISCHAUD):

$$\frac{\Delta H}{H_0} \% = \frac{2 \cdot l \cdot v_0}{g \cdot H_0 \cdot T_c} \cdot 100 = \frac{2 \cdot t_c}{T_c} \cdot 100 \quad (3.12)$$

За останатите секции на цевководот може да се земе дека најголемата вредност ΔH ја намалува линеарната должина на цевководот, додека не се изедначи со пиезометарскиот притисок.

При *отворање* може да се земе дека е во најнеповолен (критичен) случај на директно *намалување на притисокот* - ΔH во проценти од динамичкиот притисок H_0 (m) на крајот на долниот дел од цевководот зададено со изразот:

$$-\frac{\Delta H}{H_0} (\%) = -\frac{2 \cdot L \cdot v_0}{g \cdot H_0 \cdot T_a} \cdot 100 = -\frac{2 \cdot t_c}{T_a} \cdot 100 \quad (3.12a)$$

За останатите секции во првото приближување може да се земе линеарното намалување како при затворањето. Каде што:

ΔH (m) - најголем директен пораст на притисокот на почетокот на долниот дел на цевководот;

H_0 (m) - динамички пад односно напор во режимот;

L (m) - вкупна должина на притисниот цевковод;

v_0 (m/s) - најголема брзина на водата во цевководот при пад H_0 (m) во работен режим;

T_c (s) - најкратко тотално време на затворање на дистрибутерот од 100 до 0;

T_a (s) - исто при отварање од 0 до 100;

$t_c = L \cdot v_0 / g \cdot H_0$ (s) - карактеристично време на цевководот (време на влез во погонот);

a (m/s) - брзина на ширење на бранот на притисокот (релац. 3.8)

3.3.2.2. Нагли линеарни промени на работен режим

Ако е $\frac{2L}{a} < T_c, T_a$, тогаш сите можни линеарни промени на режимот на работа на дистрибутерот можат да се дефинираат како "нагли".

Во најкритичните случаи на отворање и затворање, со соодветен пораст или намалување на притисокот, $\pm \Delta H$ во проценти од динамичкиот притисок H_0 (m), на долниот дел на цевководот може да се определи со изразот (ALLIEVI):

$$\pm \Delta H / H_0 (\%) = \pm (a \cdot v_0 / g \cdot H_0) \cdot 100 \quad (3.12б)$$

каде $\pm \Delta H$ е најголема вредност на порастот или намалувањето на притисокот на почетокот на долниот дел на цевководот, а останатите ознаки се исти со претходниот израз. (3.12a)

Времињата T_c и T_a можат да се изразат како:

$$\begin{aligned} T_c &= \frac{1}{K_1} \cdot \frac{2L}{a} \\ T_a &= \frac{1}{K_2} \cdot \frac{2L}{a} \end{aligned} \quad (3.12\text{ц})$$

каде K_1 и K_2 се броеви поголеми од 1 ($K_1, K_2 > 1$).

Најголемите вредности на зголемување или намалување на притисокот настапуваат почнувајќи од долниот дел на цевководот, на раздалеченост:

$$L_1 = L(K_1 - 1)/K_1, \text{ за зголемување на притисокот;}$$

$$L_2 = L(K_2 - 1)/K_2, \text{ за намалување на притисокот.}$$

На растојанија $L - L_1, L - L_2$ може да се земе во прво приближување, фактот дека промените на притисокот линеарно опаѓаат се додека не се изедначат со пиезометарската линија.

3.3.2.3. Нагло затварање на млазнициџе на Пелџон џурбина

Ако на притисниот цевковод со n Пелтон турбини и секоја со i млазници дојде до затварање на $n \cdot i$ млазници, настанува критичен пораст на притисокот во сите делници на притисниот цевковод во износ од:

$$\Delta H = K \cdot \frac{a \cdot v_0}{g \cdot n \cdot i} \text{ (m)} \quad (3.12\text{д})$$

каде $K=1,75$, коефициент од изразот Allievi; останатите ознаки од изразот 3.12, како претходните.

3.3.2.4. Испад на џроизводниџе џруџи од мрежаџа

За Пелтон турбините како и за Францис турбините опремени со "спореден испуст" (регулатори на проток) нема посебни проблеми бидејќи во случај на испад веднаш го затвора доводот на вода со отклонувач на млазот кај Пелтон турбината, а споредниот испуст кај Францис турбината го превзема полниот проток.

Споредниот испуст обично се вградува на турбинската спирала, а може да се вгради и на притисниот цевковод, паралелно на турбината: во двата случаи системот со масло под притисок за турбинска регулација и погон на сервомоторот на споредениот испуст мора да биде заеднички, бидејќи секое нагло затварање на спроводниот апарат автоматски доведува до отворање на регулаторот на притисокот.

Услови за потреба на вградување на споредениот испуст:

Ако е:

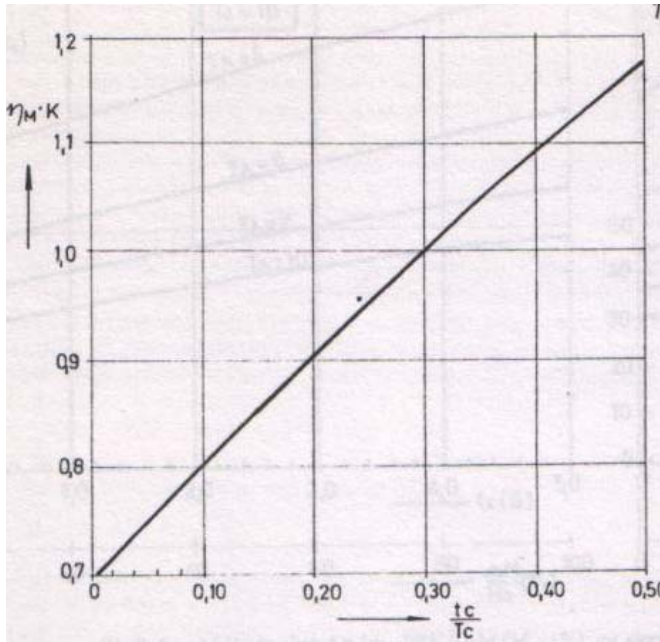
$C < 0,1$ - непотребен зафат;

$0,1 < C < 0,2$ - потребно зголемување GD^2 (до 20%)

$0,2 < C$ - потребно вградување на споредениор испуст

каде што :

$$C = \frac{L \cdot v_0}{g \cdot H_0 \cdot T_c} = \frac{t_c}{T_c}$$



$$\eta_{MK} = 0,7[1 + 1,5 \frac{t_c}{T_c} - 0,25(\frac{t_c}{T_c})^2]$$

η_{MK} -среден к.п.д. на турб. за време на затворање 100→0

$$t_c = \frac{LV_0}{gH_0} \text{ каракт. време на притисен}$$

цевковод

L (m)-должина на цевовод

V_0 (m/s)-брзина на водата во цевководот во режим

H_0 (m)-пад т.е напор за времетраење на режимот

T_c (с)-време на затворање на дистрибуторот на турбината

к-бездименз. параметар

Слика 3.3 Вредности за $\eta_M K$ во функција од t_c / T_c

$$\frac{\Delta H}{H_0} = \frac{2t_c}{T_c}$$

$$\frac{\Delta n}{n_0} = \sqrt{1 + \frac{\eta_M K \cdot T_c}{T_A}} - 1$$

ΔH -пораст на притисокот (m)

n_0 -број на вртежи во режим

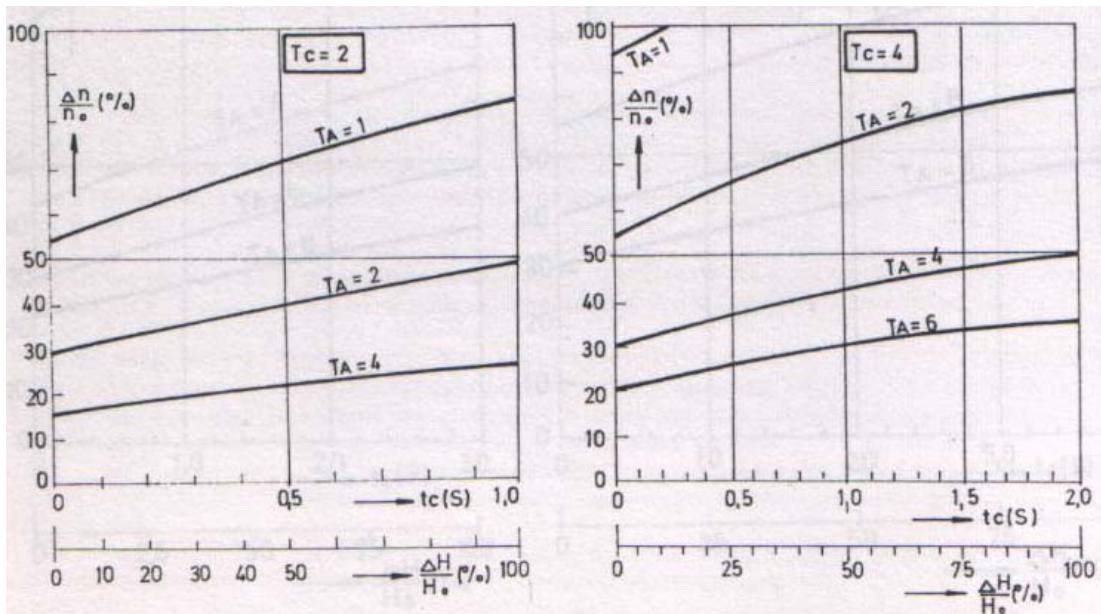
Δn -пораст на брзината (min^{-1})

T_A -време на залет на група (s)

GD^2 -замајна маса на произволна група

P_0 -хидраулична моќност во режим (kW)

$$T_A = \frac{GD^2 - n_0^2}{0,37 \cdot P_0} \cdot 10^{-6} \text{ (s)}$$



Слика 3.4 Вредности $\Delta n/n_0$ (%) и $\Delta H/H_0$ (%) за различни износи на t_c и T_A

3.3.2.5 Францис шурбина без сѝореден исѝусѝ

При испад на производните групи кај полно оптоварување од електроенергетската мрежа, спроводниот апарат веднаш преминува во маневар на потполно затворање. Во тој случај настанува пораст на притисокот $\Delta H/H_0$ (%) и зголемување на брзината на групата за $\Delta n/n_0$ (%) кои може да се пресмета со доволна апроксимација со помош на изразите:

$$\frac{\Delta H}{H_0} = \frac{2t_c}{T_c} \cdot 100 (\%) \quad (3.12)$$

при услов дека е $T_c > \frac{2L}{a}$, и

$$\frac{\Delta n}{n_0} = \sqrt{1 + \frac{\eta_m \cdot K \cdot T_c}{T_A}} - 1 (\%) \quad (3.13)$$

$$\eta_m \cdot K = 0,7 \cdot \left[1 + 1,5 \frac{t_c}{T_c} - 0,25 \cdot \left(\frac{t_c}{T_c} \right)^2 \right] \quad (3.14)$$

Во реалциите означуваат:

GD^2 (kgm^2) - замајна маса на производната група (момент на инерција);

P_0 (kW) - хидраулична моќност во режимот;

n_0 (min^{-1}) - број на завртувања на групата;

$$T_A = \frac{GD^2 \cdot n_0^2}{0,37 \cdot P_0} \cdot 10^{-6} \text{ (s)} - \text{ време на забрзување на групата;}$$

$\Delta n \text{ (min}^{-1}\text{)}$ - најголем пораст на брзината на вртење на групата на крајот на маневарот на затворање;

η_m - среден корисен степен на дејствување на турбината. За време на преодните појави на целосно затворање на спроводниот апарат, може да се земе $\eta_m = 0,70$;

K - бездимензионален параметер;

$a \text{ (m/s)}$ - брзина на ширење на бранот на притисокот.

Во дијаграмот 3.3. се дадени вредностите за η_m . K во функција од $t_c / T_c = 0,5$. Вредностите поголеми од 0,5 не се користат во пракса.

На слика 3.4. се дадени вредностите $\Delta n / n_0$ и $\Delta H / H_0$ во функција од t_c и T_A , при што се дадени практични вредности за времето на затворање $T_c = 2, 4, 6, 8, 10, 12 \text{ sek}$.

Со помош на релациите (3.12), (3.13), (3.14) може да се пресмета во дадени ситуации порастот на брзината ($\Delta n / n_0$) и порастот на притисокот ($\Delta H / H_0$).

Времето на затворање на спроводниот апарат (дистрибутерот) на турбината може приближно да се определи со помош на изразот:

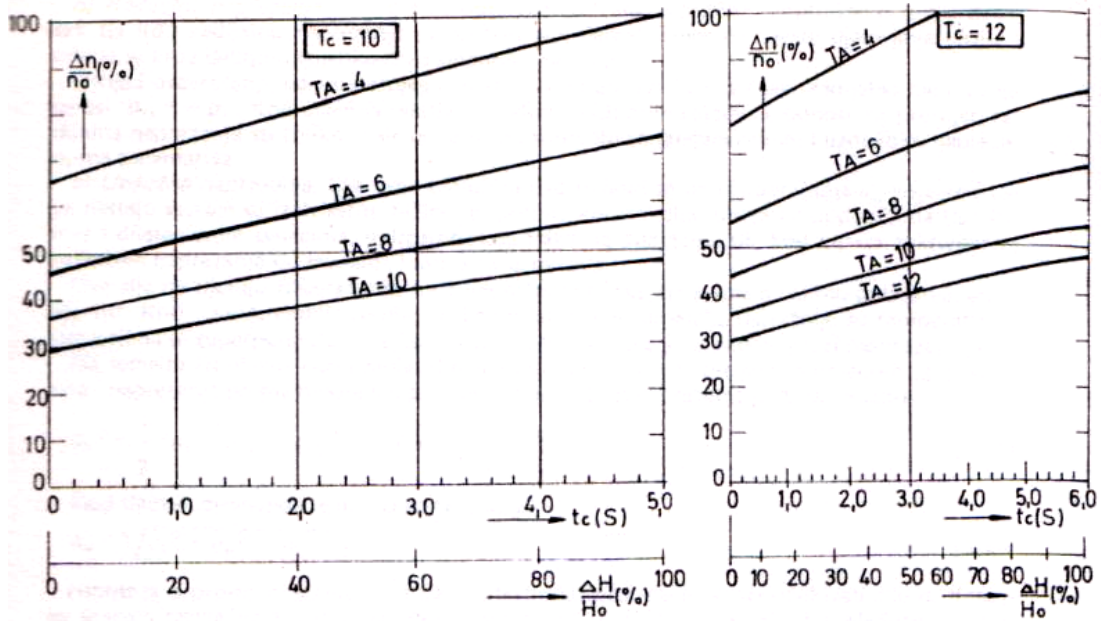
$$T_c = \frac{\Delta n}{n} \left[GD^2 \cdot 10^{-3} \cdot n_0^2 \cdot \left(1 + 0,5 \frac{\Delta n}{n_0}\right) \right] \cdot [182 \cdot P_0]^{-1} \text{ (s)} \quad (3.14a)$$

Максимално дозволеното зголемување на брзината на вртење $\Delta n / n_0 \leq 0,45$.

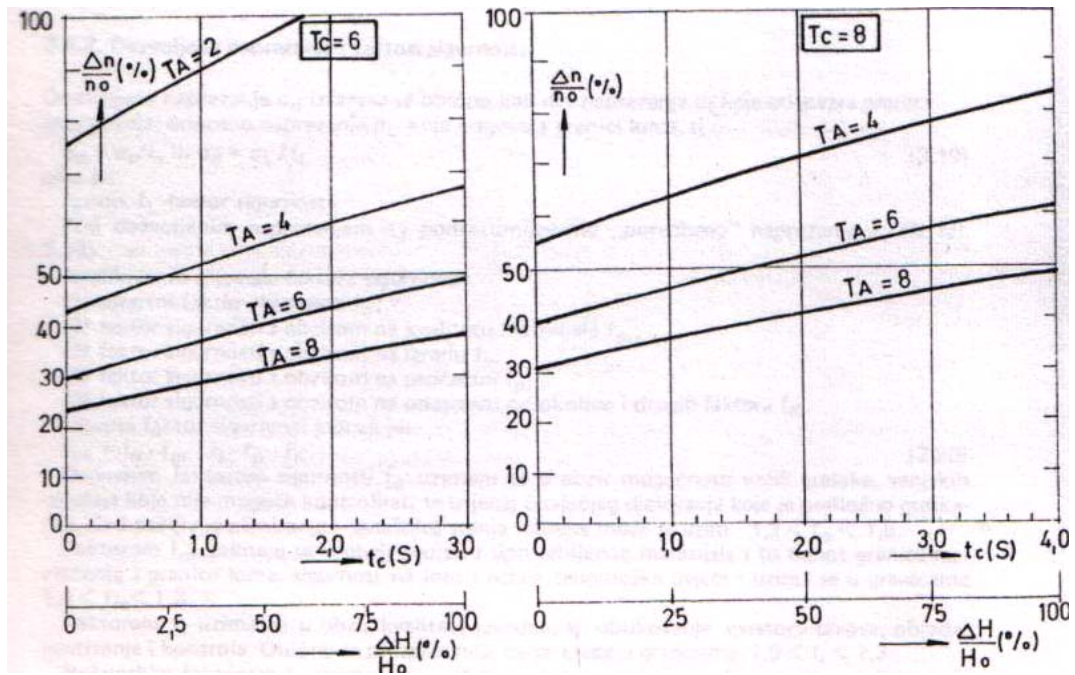
Време на затворање на регулаторот на притисокот обично изнесува $T_R = 30 - 60 \text{ (s)}$. Доколку е дозволен поголем пораст на притисокот, времето на затворање на регулаторот на притисокот може да се намали. При услов турбината да е опремена со регулатор на притисок со време на затворање $T_R \text{ (s)}$, карактеристичното време на цевководот t_c преминува во изразот:

$$t'_c = \frac{L \cdot v_0}{g \cdot H_0 \cdot T_R} \text{ (1/1)} \quad (3.14б)$$

кое може да се нарече "карактеристика на цевководот".



Слика 3.4 Вредности $\Delta n/n_0$ и $\Delta H/H_0$ (%) за разни износи на t_c и T_A



Слика 3.4 Вредности за $\Delta n/n_0$ и $\Delta H/H_0$ (%) за разни износи на t_c и T_A

Во тој случај порастот на притисокот може да се определи од релацијата:

$$\frac{\Delta H}{H_0} = \frac{t'_c}{2} \cdot \sqrt{(t'_c)^2 + 4 + t'_c} \quad (1/1) \quad (3.14ц)$$

Хидраулички потребна замајна маса (Морозов):

$$GD^2 = 182 \cdot \frac{P_0 \cdot T_0}{n_0^2 (\Delta n / n_0)} (tm^2) \quad (3.14д)$$

Минимална вредност GD^2_{MIN} :

$$GD^2_{MIN} = 448 \cdot \frac{P_0}{n_0^2} \cdot k (tm^2) \quad (3.14е)$$

каде :

$k = 6-7$, за Францис и Каплан;

$k = 2-5$, за Пелтон турбини.

3.4. НАСОКИ ЗА ДИМЕНЗИОНИРАЊЕ И ПРОЦЕНКА НА ТЕЖИНАТА

3.4.1 Сили и напрегања

Главни сили кои дејствуваат на притисните цевководи потекнуваат од: внатрешниот притисок, тежината и температурата.

Најнеповолните услови треба да се посматраат комплексно, за секое карактеристично место во целиот состав. Силите кои дејствуваат на притисниот цевковод може да се класифицираат во следните групи:

(1) Сили кои постојано дејствуваат, а причина за тоа е:

- внатрешниот притисок вклучително притисните удари при маневар;
- сопствена тежина и тежината на водната маса;
- температурните промени;
- притисок од земјата.

(2) Пролазни сили, кои се јавуваат поради:

- полнење и празнење;
- подпритисок во погонските маневри (пумпни хидроелектрани);
- ветар и оптоварување од снегот.

(3) Посебни сили, кои се појавуваат при:

- притисни проби во фабриките или после монтажа;
- дефект на сигурносните уреди;
- потрес,
- одрон на замјата, снежни лавини и.т.н.

При наведените сили се јавуваат следните напрегања:

- a) тангенцијални напрегања (прстенести напрегања);
- b) радијални напрегања;
- c) должински напрегања

a) *Тангенцијални напрегања.* За димензионирање на цевките на оптоварување од внатрешниот притисок важи котловската формула од каде за тангенцијалното напрегање се добива:

$$\sigma_t = p_i \cdot \frac{r_m}{s} \quad (3.15)$$

додека за цевки со големи дебелини на сидовите пресмета треба да се изведе со релацијата на Ламе:

$$\sigma_t = p_i \frac{r_a^2 + r_i^2}{r_a^2 - r_i^2} \quad (3.16)$$

каде:

σ_t - тангенцијално напрегање ($p_a = N \cdot m^2$);

p_i - внатрешен притисок ($p_a = N / m^2$);

r_a, r_i - надворешен и внатрешен пречник (m);

$r_m = r_i + s/2$ - среден радиус (m);

s - дебелина на сидовите (m).

b) *Радијални напрегања.* Според оптоварувањето (надворешниот притисок, внатрешниот притисок, притисокот на земјата и.т.н.), радијалното напрегање σ_r го постигнува својот најголем износ на местото на дејствување на товарот и од таму низ дебелината на сидовите брзо се намалуваат на нула.

При оптоварувањето од внатрешниот притисок, за внатрешните влакна на цевката, радијалното напрегање изнесува $\sigma_{ri} = -p_i$. Кај цевки со релативно мала дебелина на сидовите во однос на пречникот, радијалните напрегања се толку мали да во споредба со тангенцијалните и должински напрегања се занемарливи.

c) *Должински напрегања.* Силите кои дејствуваат во должинска насока и напрегањата σ_u кои притоа настануваат се состојат од: сопствената тежина, попречната контракција, триење на подножјата (лежиштата) и дилатационите подметнувачи, хидростатичкиот притисок на дилатација, силите кај местата на закривување, должинските напрегања од свиткување и температурни сили.

Овие сили не дејствуваат истовремено на целиот обод, туку се зависни од начинот на поставување, градбата и.т.н. При "затворена" изведба, т.е. без дилатациони додатоци најважни се температурните сили кои се суперпонираат и силите од загревање при заварување во завршната фаза на монтажата.

На база на трите главни напрегања, димензионирањето може да се спроведе со примена на "споредбено" напрегање според хипотезата од промената на состојбата. Ова напрегање е дадено со изразот:

$$\sigma_v^2 = \frac{1}{2}(\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_u)^2 + (\sigma_u - \sigma_t)^2 \quad (3.17)$$

Кај притисните цевководи $\sigma_r = 0$, па се добива:

$$\sigma_v = \sqrt{\sigma_t^2 + \sigma_u^2 - \sigma_t \cdot \sigma_u} \quad (3.18)$$

Хипотезата за промена на состојбата кажува дека пластична деформација може да се очекува ако σ_v ја постигне границата на развлекување на материјалот, додека за сигурноста од оштетување не говори ништо. Меѓутоа, за соодветен челик оваа хипотеза може да се примени со доволно приближување на реалните односи.

3.4.2. Дозволен напрегања и фактори на сигурност

Дозволеното напрегање σ_d обично се изразува како дел од напрегањето σ_s кое одговара на границата на развлекување, односно напрегање σ_L кое одговара на границите на оштетување т.е:

$$\sigma_d = \sigma_s / f_s \text{ или } \sigma_d = \sigma_L / f_L \quad (3.19)$$

каде што:

f_s односно f_L - фактор на сигурност;

Под дозволено напрегање σ_d се подразбира "споредбено" напрегање σ_v (релација 3.18).

Се разликуваат следните видови на фактори на сигурност:

- (1) основен фактор на сигурност f_0 ;
- (2) фактор на сигурност со обзир на квалитетот на материјалот f_m ;
- (3) фактор на сигурност со обзир на изработката f_i ;
- (4) фактор на сигурност со обзир на пресметката f_p ;

(5) фактор на сигурност со обзир на опасноста од околината и другите фактори f_k .

Вкупниот фактор на сигурност е еднаков на:

$$f_{uk} = f_0 \cdot f_m \cdot f_i \cdot f_p \cdot f_k \quad (3.20)$$

Со основниот фактор на сигурност f_0 се земаат во предвид можностите за поголеми грешки, надворешните влијанија кои не е можно да се контролираат потоа човечкото влијание кое е подложно на грешки. При внимателно планирање и денешната состојба на техниката може да се земе $1,2 < f_0 < 1,5$.

Со факторот f_m се земаат во предвид својствата на употребениот материјал и тоа односот на границата на развлекување и границата на оштетување, сигурноста од оштетување и останатите технолошки услови и се зема во граници $1,0 < f_m < 1,3$.

Со факторот f_i се зема во предвид квалитетот на изведбата, т.е. обликување, цврстината на спојките, обработката, испитување и контрола. Обично се претпоставува дека се движи во граници $1,0 < f_i < 1,3$.

Со пресметковниот фактор f_p се земаат во предвид грешките на влезните податоци за пресметка, грешки во пресметката и.т.н. Овој фактор се зема $1,0 < f_p < 1,5$.

Факторот на опасност од околината зема во предвид разни степени на опасност за цевковод кои се различни зависно од тоа дали цевководот е вбетониран, слободно поставен, во пештера, и.т.н. и се зема во граници $1,0 < f_k < 1,5$.

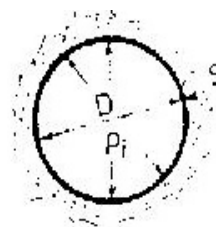
3.4.3. Статистички пресметки

За мазни цевки дадени се изрази за сите видови напрегања (релации 3.15 до 3.18).

Истото важи за:

- пресметка на надворешен притисок; и
- пресметка на темелите (лежиштата) и цврстите точки.

За вбетонирани челични цевки условите се



нешто поинакви. Се работи за три конструктивни елементи: челични лимови, бетонски слој и карпи па условите се слични на цевките со три слоја. Овде е битно влијанието на бетонот и карпите, чие учество во преносот на силата го растеретува челичниот лим на притисните цевки.

Пресметковно вбетонираната цевка може во однос на слободно поставената цевка да се пресмета земајќи го факторот a , па се добива:

$$\sigma_i = a \cdot \frac{p_i \cdot D}{2 \cdot S}, \quad a \leq 1,0 \quad (3.21)$$

при што факторот a содржи се што е непознато и познато.

Предвидениот оквир на ова поглавје на дозволува понатамошно анализирање на проблемите.

Секако треба да се нагласи едно правило за димензионирање на вбетонираниот цевковод.

Додека полнојо отоварување од внатрешниот притисок теоретски може да го превземе самата челична цевка, значи без учество на бетон и карпи, дозволениот тангенцијално напрегање смее да достигне, во лимови, 80-90 % граница на развлекување (во граничен случај и до 100 %).

3.4.4. Проценка на масата

При определување на основните параметри на хидроенергетските постројки како и при проценка на масата на посебни делови од опремата, во пракса често е неопходно да се определи редот на големините на трошоците за опремата со толеранција од $\pm 5\% \div 10\%$. Овие проценки се неопходни во првите фази на проектот за хидроенергетските постројки, на пр. при определување на големините за изградба на хидроелектраната, кога е потребно да се определат инвестиционите трошоци како функција на инсталираниот проток т.е.

$$B_H = f(Q_i)$$

(види слика 1.13. поглавје 1)

За таа цел се користат и статички податоци за масата, добиени од низа на конкретни случаи.

На слика 3.5 се прикажани масите на притисните цевководи за прелиминарни оцени на трошоците. Овие маси се добиени врз база на статичките податоци.

4.7. СИСТЕМИ ЗА РЕГУЛАЦИЈА НА ВОДНИ ТУРБИНИ - ЕЛЕКТРИЧНИ ГЕНЕРАТОРИ

Основни принципи на регулација на производните групи

Во системите во кои се бара автоматска регулација на излезните големини (регулирани големини) потребно е тие да бидат што поблиску до бараната големина (споредбена големина) и покрај влијанието кое дејствува спротивно т.е. во услови на пореметување.

Ова барање може да се реализира со соодветен избор и димензионирање на регулациските кругови.

Износот на бараната (споредбена) големина (C_y), види слика 4.50-а, се споредува во суматорот (M) со онаа големина што ја дава органот (A), а кој всушност го пренесува износот на регулираната величина (V). Разликата помеѓу тие две величини се нарекува поставена големина (ϵ) и таа дејствува на органот за регулација (R) кој ја дава регулациската (поставена) големина (X). Оваа големина дејствува на регулацискиот систем или регулациската патека (S) се додека регулираната големина не се приближи на бараната (поставена) големина (C_y), во тој момент поставената големина (ϵ) на регулација добива вредност нула.

Влезниот сигналот на споредбанета (бараната) големина има позитивен предзнак поради што промената на регулираната големина (Y) има исто значење како и причината кој што ја предизвикала.

Негативниот сигнал на регулираната големина кој доаѓа преку мерниот член (A) е потребен бидејќи секоја промена на регулираната големина (Y) произведува акција од корекцијата во инверзна смисла.

Органите за регулација (R), регулациската патека или систем (S) прават директен ланец (или ланец на управување). Органот (A) детектор на регулираните големини и суматорот (M) прават ланец на реакција или повратна врска.

Најважни критериуми за добра регулација се:

а) прецизност и поголема доверба во постојаниот (перманентниот) режим,

б) стабилност и брзина на одзив во преоден режим.

Овие два критериуми се всушност контрадикторни и затоа е потребно истражување и оптимизација на системот за регулација.

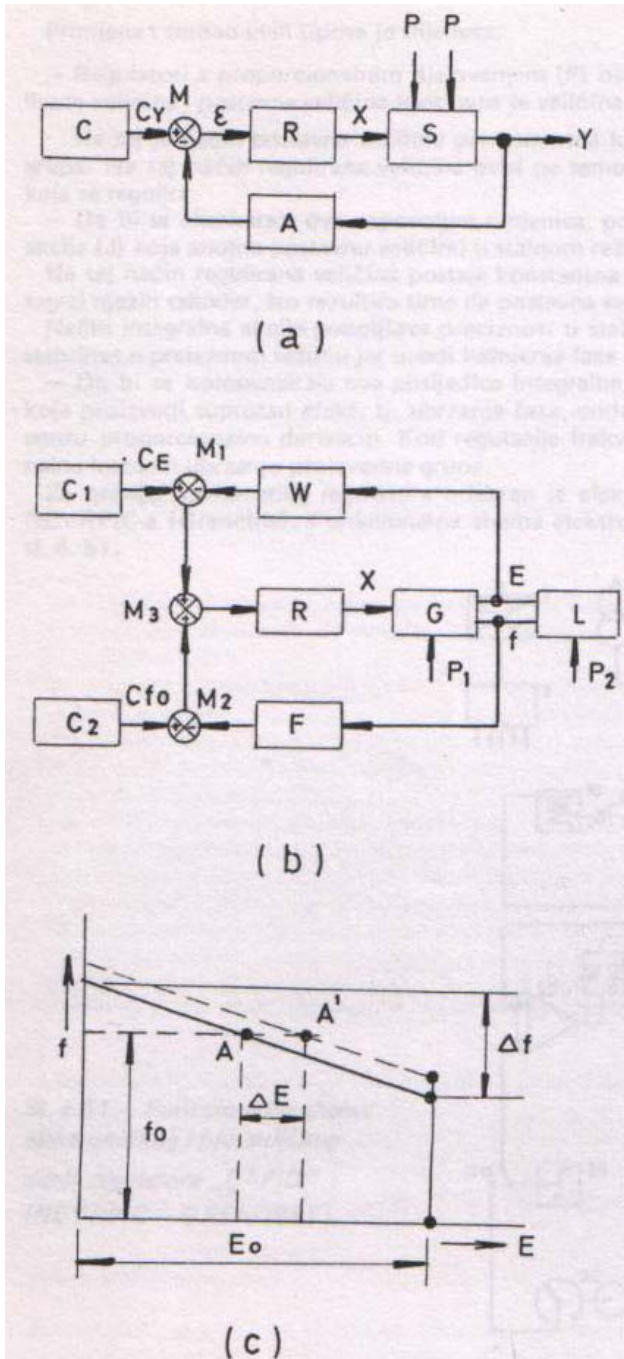
Денес се применуваат исклучиво системи за регулација со електрични компоненти од многу причини. Старите механички регулатори му припаѓаат на минатото.

Во понатамошното излагање ќе се разгледаат накратко принципите на дејствување на современите електрични системи.

Кај современите регулатори сите електрични елементи сместени се во еден ормар кој го прави "мозокот" на системот, каде се централизирани сите информации и од кој поаѓаат сите команди. Овој ормар е просторно одвоен од другите делови на системот за регулација.

Системот за регулација на производна група се состои од следните компоненти:

- регулатор,
- мерни органи кои даваат сигнали на повратната врска,
- органи кои ги извршуваат налозите од регулаторот (сервомоторите кои ги регулираат уредите за довод на вода во турбината).



c- споредбена (барана) големина
 Cy-износ на споредбената големина
 M-суматор (мерна големина)
 R-орган за регулација
 X- поставна (регулациска) големина
 S-регулациска патека (систем)
 P-големини на пореметување
 Y-регулирана големина
 A-мерен орган (член) на регулираната големина
 ε -повратна големина

C₁-подесувач на снага (споредбена големина)
 C_E-износ на споредбена големина (снага)
 C₂-подесувач на фреквенцијата
 C₁₀-износ на подесената фреквен.
 M₁
 M₂ суматори (мерни големина)
 M₃
 R-регулациски орган на турбината
 X-регулирана големина (насока на регул. сервомотор во однос према органот за довод на вода)
 G-производна група (турб.-ген.)
 E-снага на производната група (регулирана големина)
 f-фреквенција на групата (регулирана големина)
 W-орган за мерење на снагата на групата
 F-орган за мерење на фреквенција
 P₁-промени на пореметувањето на нето падот
 P₂-промени на пореметувањето на оптоварувањето
 L-постројка (електрична мрежа)
 fo-називна фреквенција
 Δf-поставување на изменета фреквенција за соодветна промена на снагата до Eo
 Eo-називна снага
 ΔE-промена на снагата при fo=const.
 m=(Δf/fo)-траен статизам

Слика 4.50 Принцип на автоматска регулација (a);
 принцип на автоматска регулација на фреквенција и снага на производна група (b);
 карактеристика на фреквенцијата-снагата во регулациски кругови на регулација во постојан (перманентен) режим (c).

Турбинскиот регулатор може да има повеќе регулациски кругови. Од кои најважни се следните:

- регулациски круг за фреквенција (или брзина на вртење на групата),
- регулациски круг на снагата.

Регулаторот може да добие наредби кои потекнуваат од електроенергетската мрежа или од системот за регулација на нивото на горна вода на електраната, поради што за овие случаи потребни се дополнителни регулациски кругови.

Најчести случаи се тие кога е потребна регулација на фреквенцијата и снагата и во понатамошното излагање ќе бидат разгледувани основните функции на таквиот систем, принципиелна шема е дадена на слика 4.50-b.

-За време додека производната група не е приклучена на мрежа, електричната снага еднаква е на нула, активен е само регулацискиот круг за регулација на фреквенцијата.

-Кога производната група е поврзана на мрежа со снага значително поголема од снагата на групата, фреквенцијата е диктирана од мрежата. Регулацискиот круг на снагата во системот на групата за регулација овозможува регулација на снагата која ја дава производната група. Фреквенцијата и снагата се урамнотежени и суматорот M_3 има сигнал нула, види слика 4.50-b.

Односот на снагата и фреквенцијата во перманентен режим прикажан е на слика 4.50-c. Како што се гледа перманентниот статизам (статика) на фреквенција на снагата дефиниран е со изразот:

$$m=(\Delta f/f_0) \quad (4.60)$$

Кога постојаната статика (перманентен статизам) е послаба, уделот на групата во регулацијата на фреквенцијата е поголем. Варијацијата на снагата кај константната фреквенција, види A и A' во слика 4.50-c, зависи од наклонот на линијата $f=\varphi(E)$.

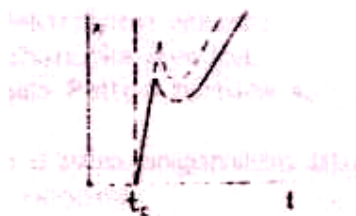
-На секоја електрана влијае глобален статизам кој е резултанта од статизмите на сите производни групи од енергетскиот систем и со нив цврсто се поврзани вкупната снага и фреквенција. Во случај да фреквенцијата не е еднаква на нејзината називна вредност, сумата од снаги кои се барани (подесени) не е еднаква на снагата на енергетскиот систем. Доколку во тој систем една група има постојан статизам многу мал или нула, регулацискиот круг на снагите веднаш реагира и таа група ги превзема сите промени на снага во енергетскиот систем до граница на својот капацитет, т.е. снага.

Во погон се практикува да еден централен регулатор дава сигнал како функција од фреквенција, снага и енергија и тој се воведува во секој регулатор од производната група.

Пример на современ електричен регулатор

Современите електрични регулатори работат на принцип P.I.D. т.е. регулатори со пропорционално интегрално диференцијално управување.

Карактеристика на овој регулатор е скок на зададената големина x и нејзин повторен пад. Понатамошната промена на големината x одговара на неговото пропорционално дејство, а понатамошната константна промена на зададената големина одговара со негово интегрално дејство.



Примената на овие типови на регулатори е следна:

- Регулаторите со пропорционално дејство (P) оставаруваат пропорционалност помеѓу регулираните големини и зададените големини (зададена големина е на пример фреквенцијата).

На тој начин зададената големина е константна како функција од снагата која ја дава производната група. Регулираната големина на тој начин зависи не само од зададената големина, туку и од големината која се регулира.

- За да се елиминира овој неповолен факт, потребна е интервенција од една интегрална акција (J) која ја анулира зададената големина во постојан режим на работа.

На тој начин регулираната големина станува константна во постојан (континуиран) режим, нејзиниот интеграл исто така, како резултат на што зададената големина добива износ нула.

Интегралната акција ја подобрува прецизноста во константниот режим, но дејствува неповолно на стабилност во преодните режими бидејќи воведува фазно доцнење (функција).

- За да се компензира оваа последица од интегралната акција, се воведува диференцијална акција (D) која произведува спротивен ефект, т.е. забрзување на фазата, додавјќи на регулираната големина една компонента на пропорционален диференцијал. При регулација на фреквенцијата, диференцијалната акција е пропорционална на аголот забрзување на производната група.

За пример на современ регулатор одбран е електричен регулатор "RAPID" производ NEYRPIC Grenoble. Функционалната шема на електричниот и хидрауличниот дел на регулаторот даден е на слика 4.51.

Карактеристиките на овој регулатор се следните:

- Не е потребен пилот-генератор (од главната оска или слично). Приклучувањето може да се изведе на главната батерија на истонасочен напон со електраната, а фреквенцијата може да се земе од напонскиот трансформатор на генераторски напон. Приклучувањето на регулаторот е независно од фреквенцијата на производната група.

- Струјните кругови за мерење на фреквенцијата се неосетливи на поголеми хармонички членови и нивото на напонот. Напон од 0,2 V кај 220V е доволен и може да се одбие од реманентниот магнетизам на роторот ако синхронниот генератор не е побуден.

- Во регенераторот се вклучени кругови за синхронизација на фреквенцијата.

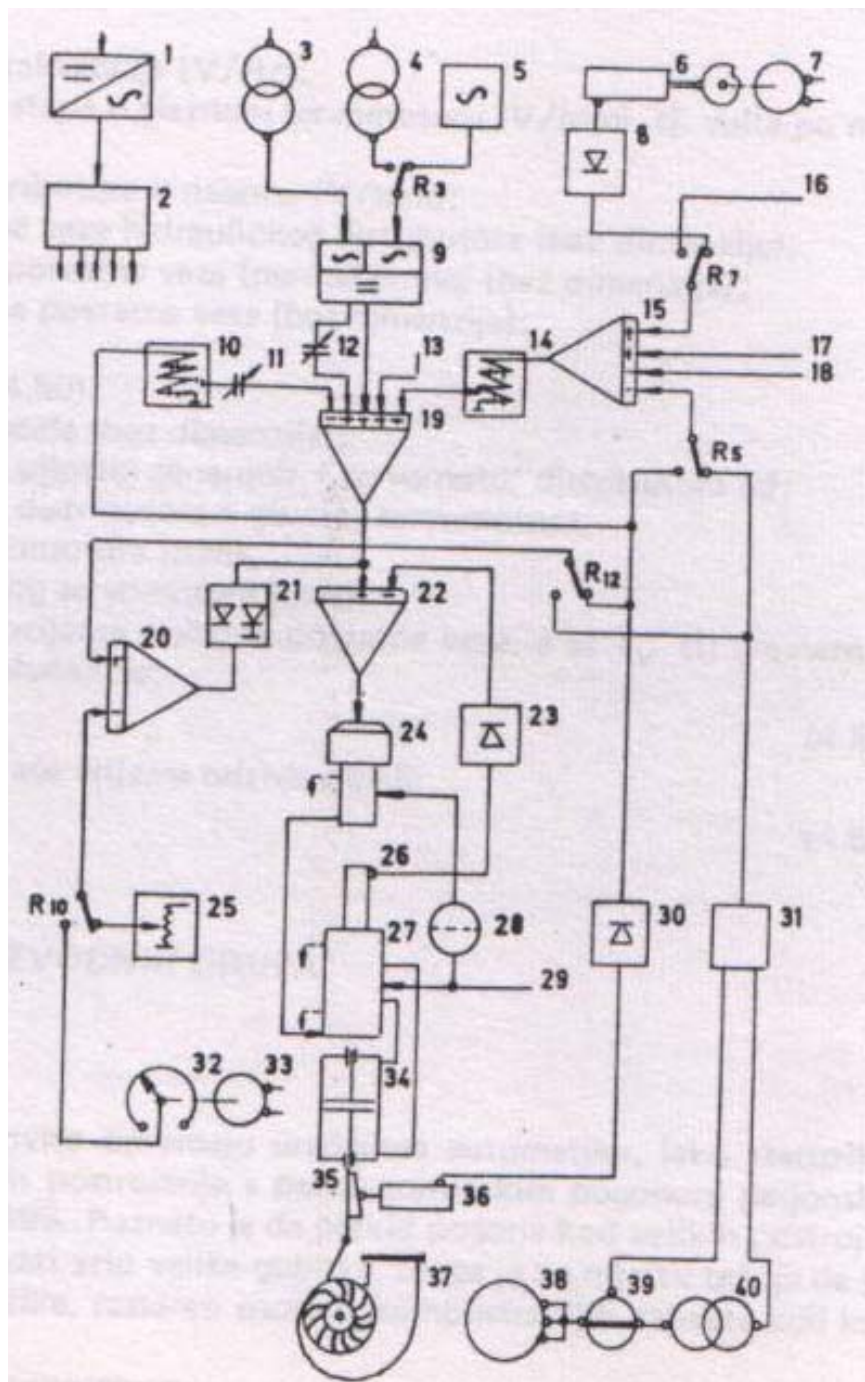
- Релејните комбинации вградени во регулаторот се користат во синцирот или низа од исклучување на група и со различни оперативни барања.

- Сите механички преноси на повратните информации (врски) се заменуваат со електрични врски.

- Ограничувачот на отворите и снагата е електричен, а множна е и механичка изведба.

- Системот за управување на лопатките кај турбината Каплан и иглата кај турбината Пелтон се електрични и вградени во ормарот на регулаторот.

- Користењето на регулаторот е многу едноставно применливо во сите погонски ситуации при што параметрите за регулација можат да се модифицираат за време на погонот.



Слика 4.51 Функционалната шема на електричниот и хидрауличниот дел на регулаторот RAPID

Легенда:

- 1-Конвертор =/~(статички)
- 2-Развод на напон
- 3-Мерен напонски трансформатор приклучен на напон на генераторот (група)
- 4- Мерен напонски трансформатор приклучен на надворешна мрежа
- 5-Кварцен еталон на фреквенција
- 6-Вариометар на снага-фреквенција
- 7-Редуктор

- 8-Конвертор и давач
- 9- Мерен уред на фреквенција и конвертор
- 10-Регулирање на преоден статизам
- 11-Регулирање на времето T_t на затегнување на повратната врска на преодниот статизам
- 12- Регулирање на времето T_v ($T_v=2T_v'$ акцелерометриско време) на акцелерометарот; T_v' е временска константа на диференцијалното дејствување на акцелерометарот.
- 13-Надворешен налог (диспечер)
- 14-Регулација на постојан статизам
- 15-Суматор
- 16-Програми
- 17-Приклучок за далечинско регулирање
- 18-Надворешен налог
- 19-Главен суматор
- 20-Компаратор-граничник
- 21-Граничник на кругот
- 22-Влез на сигналот за снага
- 23-Конвертор
- 24-Извршен орган
- 25-Поларизација на празен од
- 26-Вариометар на повратната врска со хидрауличен дистрибутор
- 27-Хидрауличен дистрибутер
- 28-Филтер за масло
- 29-Приклучок на доводот за масло
- 30-Конвертор-давач
- 31-Ватметрички давач (трансмитер)
- 32-Потенциометар на компаративни (барани) големини на ограничувањето на отварање на турбината
- 33-Редуктор
- 34-Главен сервомотор на спроводен апарат (дистрибутор) на турбината
- 35-Конусен пренос на движење на оската на главниот сервомотор
- 36-Вариометар на повратната врска на сервомоторот
- 37-Водна турбина
- 38-Синхрон генератор
- 39-Струен трансформатор на изводите на генераторот
- 40-Напонски трансформатор на изводите на генераторот
- R_3 -Релеј за синхронизација
- R_5 -Избор на повратна врска на снага и отвор
- R_7 -Програм или регулација на фреквенцијата
- R_{10} -Контрола при спој на 32
- R_{12} -Внатрешен избор на ограничување на отворот или снагата

Една од основните големини која го карактеризира турбинскиот регулатор е односот на патот (поместувањето) на стапот на главниот сервомотор на регулација $\Delta Y/Y_0$ спрема статизмот, т.е. односот $m=\Delta f/f_0$. Тој однос се дефинира како:

$$F_{(p)} = \frac{\Delta Y / Y_0}{\Delta f / f_0} \quad 4.61$$

Може да се изрази со следните големини:

- перманентен статизам:

$$m = (b \cdot Y_0) \cdot A_{st} / (a \cdot f_0) \quad 4.62$$

- среден статизам:

$$\sigma = (b \cdot Y_0) \cdot A_d / (a \cdot f_0) \quad 4.63$$

Овие големини се бездимензии.

Други големини со кои може да се изрази се:

- временска константа на дејствување на пилотскиот генератор + сервомоторот на доводниот апарат (дистрибутор):

$$\tau_1 = t_{i1} / (b' \cdot A_s \cdot G \cdot g_o) \quad (\text{s}) \quad 4.64$$

- временска константа на дејствување на дистрибуторот + главниот сервомотор:

$$\tau_2 = t_{i2} / (b' \cdot A_s / b \cdot A_{st}) \quad (\text{s}) \quad 4.65$$

каде се:

a - осетливост на кругот за мерење на фреквенцијата (V/Hz);

b - осетливост на давачот на положба на стапот во главниот сервомотор (V/mm), т.е. волта по милиметар должина;

b' - фактор на конверзија на поместување на дистрибутиорорт во напонот (V/mm);

As - коефициент на пригушување на повратната врска на хидрауличниот дистрибутер (без димензија);

Ast - коефициент на пригушување на константната повратна врска (перманентна) (без димензија);

Ad - коефициент на пригушување на средната повратна врска (без димензија);

f_o - називна фреквенција (Hz);

Δf - разлика на фреквенцијата (види слика 4.50);

G - ток на напонот на електронскиот засилувач појачало (бездимензионално);

T_{i1} - време на интеграција на дејство на пилотскиот генератор + сервомоторот на дистрибуторот (s);

T_{i2} - време на интеграција на дејство на дистрибуторот + главниот сервомотор;

Y_o - вкупниот пат на стапот на главниот сервомотор (mm);

ΔY - поместување (дел од патот) на стапот на главниот сервомотор (mm).

Ако со T_v (s) се означи слободното време на средноата повратна врска, а со T_{v'} (s) временската константа на кругот на акцелераторот, во тој случај ќе биде:

$$T_v = 2 \cdot T_{v'} \quad (\text{s}) \quad 4.66$$

акцелерометриско време, а за најкратко време на одзивот се добива:

$$\Theta = (\tau_1 \cdot T_r) / (\tau_1 + T_r) \quad 4.67$$

9.5. СИСТЕМ ЗА ЛАДЕЊЕ И ДРЕНАЖЕН СИСТЕМ

Системот за ладење ги опфаќа инсталациите за ладење на генераторот и турбината како и за трансформаторот доколку ладењето е со вода. Најголеми потрошувачи на вода за ладење се ладилниците на генераторот, потоа носечките и водечките лежишта на производната група (т.е. генератор и турбина) како и во мала мера лабиринтните прстени на турбината. Во принцип се разликуваат три типа на разладен систем:

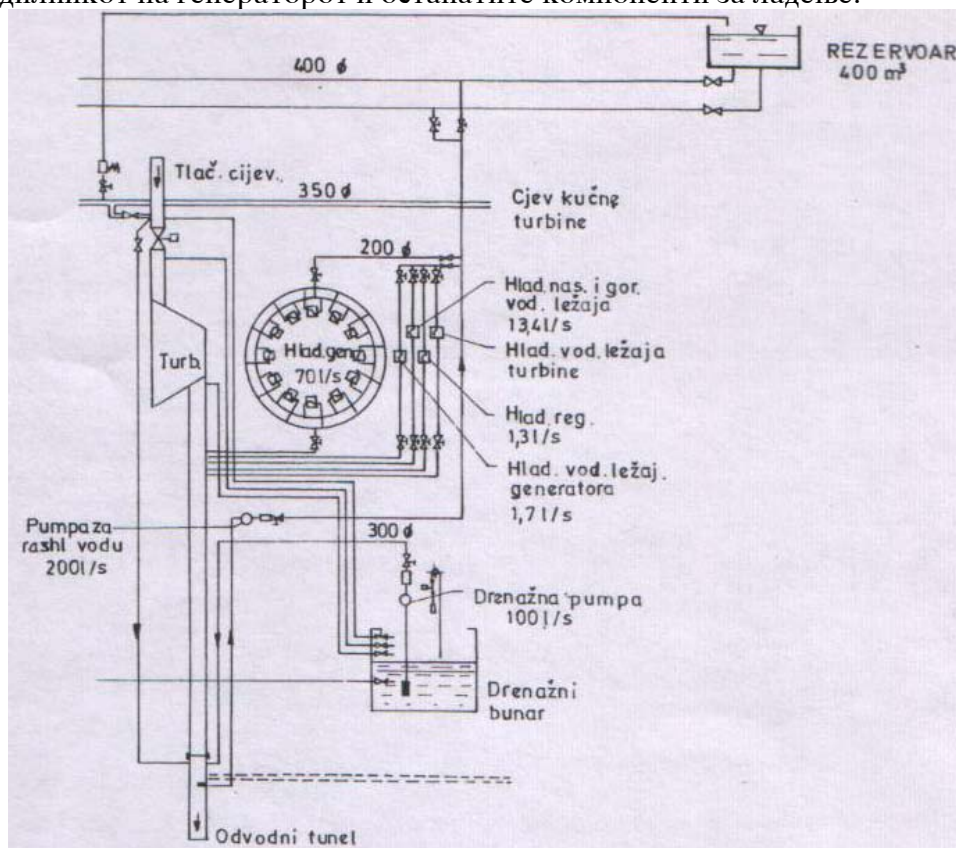
- систем кај проточните, односно нископритисните електрани кај кои како систем за ладење може да се примени гравитациското течење (струење), односно проток без примена на пумпен агрегат,

- систем кај среднопритисни електрани кај кои може да дојде во предвид комбиниран систем и примена на пумпен агрегат во комбинација со гравитациски систем,

- систем кај високопритисни електрани каде се користат пумпни агрегати за да се добие потребната количина на вода за ладење во собирниот систем на цевководот од каде се напојуваат уредите за ладење. Овој систем на цевковод е поврзан со посебен резервоар со вода за ладење при што волуменот на резервоарот мора да се димензионира така да во случај на испад на пумпата од работа да овозможи снабдување со вода за ладење најмалку 1/4 - 1/2 часа.

Постојат неколку други можности на решение на системот со вода за ладење, нивната примена зависи од условите за секој поединечен случај кај конкретна хидроелектрана.

Проточните електрани се сретнуваат со проблем од многу загадена вода поради што неопходни се посебни уреди за прочистување на водата пред влез во ладилникот на генераторот и останатите компоненти за ладење.



Слика 9.5 Систем за ладење и дренажен систем со еден агрегат (ХЕ Сплит)

Пример на систем за ладење на високопритисна хидроелектрана прикажан е на слика 9.5.

Треба да се нагласи дека кај сите системи за ладење неопходно е потребно да се предвидат посебни филтери за прочистување на водата за ладење. Инсталацијата треба да биде така концепирана да овозможи чистење на еден од филтрите за време на погон.

Димензионирањето на системот за ладење треба да се изведе по следниот редослед:

- да се определи потрошувачката на вода за ладење на генераторот, трансформаторот, турбината и на сите лежишта на производната група како и на останатите потрошувачи на вода за ладење според барањата од производителите на опрема, водејќи сметка за дозволените притисоци во ладилниците,

- да се димензионира пумпата за ладење така да обезбеди потребна резерва како во набавката така и во манометарскиот притисок, односно, напор,

- да се определат сите хидраулични загуби во системот за да се обезбедат потребните притисоци и протоци и да се определи потребната манометарска висина на подигање.

Дренажниот систем ја опфаќа инсталацијата за дренажа на процедурната вода во машинската зграда, од празнењето на дифузорот, како и евентуално инсталацијата за празнење на цевководот на електраната.

Дренажниот систем може да биде така концепиран да се изведе еден заеднички бунар со потопни пумпи за целата машинска зграда т.е. за сите производни групи или за секоја производна група се изведува посебен дренажен бунар со соодветни пумпи.

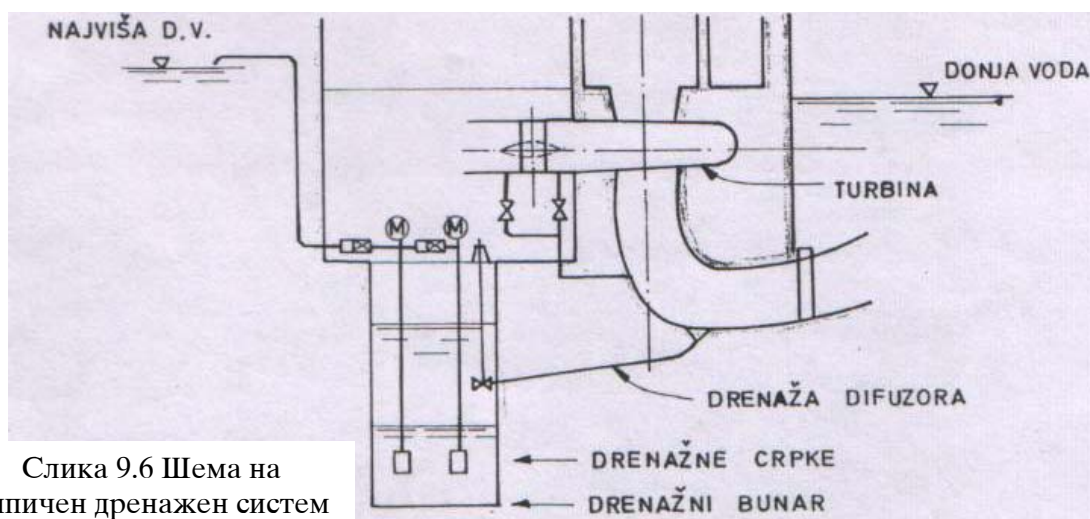
Во тој случај корисно е сите бунари да се поврзат со цевковод за да еден бунар, односно пумпа се користи како резерва за другата производна група.

Дренажните пумпи треба да се димензионираат спрема количеството на процедурната вода и потребните напори кои зависат од котата на вградување и долната вода во различни работни режими на електраната.

Ако дренажниот бунар се користи за празнење на цевководот, се вградуваат посебни пумпи чија набавка зависи од бараното или избраното време на празнење.

Шема на типичен дренажен систем на една производна група е дадена на слика 9.6.

Дренажните уреди треба да се автоматизирани т.е. пумпите да работат автоматски во зависност од нивото на вода во бунарот.



Слика 9.6 Шема на типичен дренажен систем

1.7. ГОЛЕМИНА НА ИЗГРАДБА НА ХИДРОЕЛЕКТРАНА

Под големина на изградба на хидроелектрана се подразбира најголемата моќност на сите инсталирани постројки без резерва или најголемата потрошувачка на вода за сите постројки (m^3/s). Правилно избраната големина на изградба е од најголема важност, со оглед на нејзиното влијание на рационално и економично искористување на водната снага.

Познато е дека со големината на изградбата расте, по одреден закон, годишното производство на енергија, но истовремено растат и инвестициските трошоци. Бидејќи двата фактора имаат спротивно влијание на големината на изградбата, треба да се најде такво компромисно решение кое што при дадени услови ќе биде економски најповолно.

ИЗБОР И ПРИКАЗ НА КРИТЕРИУМИТЕ

Од неколку разни критериуми, кои што се помалку или повеќе познати, треба да се одберат следните:

1. Минимална производна цена на енергијата;
2. Минимални трошоци за експлоатација со хидроелектраната и дополнителна термоелектрана;
3. Максимална вредност на прирастот на производството која што може да се постигне со продавање на енергијата.

1. Минимална производна цена на енергијата

Овој критериум се базира на веќе познат фактор, дека инвестициските трошоци и годишните експлоатациони трошоци за производство на електраната се зависни од инсталираната моќност, односно од најголемата потрошувачка на вода. Значи, треба да се определат инвестициските трошоци, годишните трошоци и производството за разни големини на изградбата во разни подрачја во кои што се очекува минимална производна цена. Ако со B_H се означат инвестициите, а со W_k корисното производство, тогаш нивниот однос:

$$B_H/W_k = C, \quad (1.10)$$

го дава т.н. инвестицискиот количник. Инвестицискиот количник C е функција на големината на изградбата $Q_1 (m^3/s)$, т.е. $C = f(Q_1)$, така што кај некои вредности Q_1 , C очигледно ќе биде минимален. Тоа значи дека со одредена

големина на изградбата и производната цена ќе биде минимална. (Корисната енергија W_k е добиена така што е земено дека може да се искористи околу 90 % од физичкото производство W_H). За да се добијат вредностите за C , треба да се определат трошоците за изградба и енергија, односно за корисно производство.

2. Минимум трошоци за експлоатација на хидроелектраната и дополнителна термоелектрана

За потполно покривање на побарувањето на потрошувачите потребно е освен нова хидроелектрана, да се изгради и дополнителна термоелектрана. Ако со A_H се означат годишните трошоци за новата хидроелектрана, а со A_T годишните трошоци за термоелектраната, економски најповолно решение ќе се постигне кога вкупните годишни трошоци ќе бидат минимални, т.е. кога ќе биде минимално:

$$A = A_H + A_T = x_H + y_H P_{Hi} + (x_T + y_T P_{Ti} + z W_T) \quad (1.11)$$

каде што се:

x_H и x_T - постојани годишни трошоци;

y_H и y_T - променливи трошоци на електраните, односно прирастот на годишните трошоци по единица моќност;

P_{Hi} и P_{Ti} - инсталирана моќност на електраната;

W_T - производство на термоелектраната;

z - специфични погонски трошоци (гориво и мазиво).

Може да се покаже дека е:

$$A = f(W_H + W_T) \quad (1.12)$$

Каде што W_H и W_T претставуваат годишно произведено количество на енергија во хидроелектраните и термоелектраните. Како што е $W_T = W - W_H$ каде што W е вкупно произведена енергија, потребна за покривање на барањата на корисниците, така што условот за минимални трошоци гласи:

$$\frac{dA}{dW_H} = 0. \quad (1.13)$$

Со примена на изразите 1.11, 1.12 и 1.13 со пократок извод може да се добие релацијата:

$$\frac{dW_H}{dP_{Hi}} = \frac{y_H - m y_T}{z} = g \quad (1.14)$$

Овде со "m" е означен односот на минималната моќност на хидроелектраната и инсталираната моќност на хидроелектраната т.е,

$$m = P_H / P_{Hi} \quad (1.15)$$

Колку е помал овој однос, инсталираната моќност на термоелектраната ќе биде поголема, бидејќи таа мора во периодите со најмалку вода да биде толкава, така што, вкупната моќност на двете електрани да ја покрие потребната снага на мрежата.

Вредностите y_H и y_T го означуваат прирастот на годишните трошоци на новата хидроелектрана и дополнителната термоелектрана. Ако со ΔB_H , односно ΔB_T се означат прирастот на инвестициската цена во зависност од инсталираната моќност, а со p_H , односно p_T , годишниот произведен трошок во % од инвестираниот капитал, прирастот на годишните трошоци ќе изнесува:

$$\begin{aligned} y_H &= \Delta B_H \cdot P_H \\ y_T &= \Delta B_T \cdot P_T \end{aligned} \quad (1.16)$$

Вредностите p_H и p_T варираат според каматите и начинот на отписот. Вообичаено е:

$$P_H = P + P_0 + P_u + P_r$$

каде е:

- p- камата
- p₀- годишен отпис
- p_u- процентуален трошок за одржување
- p_r- процентуален трошок за услугата, управата и тн.

Ако релацијата 1.14 се прикаже графички, се добива дијаграм во кој што се добиваат две криви. Најпрво тоа е кривата dW_H / dP_{Hi} како функција на големината на изградбата која што ја определува оваа деривација за разни интервали Q_i . Оваа крива опаѓа со порастот на Q_i , а ја претставува левата страна на равенката 1.14. Другата крива се добива ако се прикаже десната страна од равенката 1.14 за разни големини на изградба. Во пресечната точка на двете кривите лежи оптималната големина на изградба. Дека оваа точка зависи од вредноста z , може да се прикаже со криви за разни вредности на z . Можноста на производство на хидроелектраната и дополнителната термоелектрана може да се испитаат и табеларно-графички. Затоа е потребно

познавање на дијаграмот на оптоварување на мрежата. Ако е зададено идното корисничко подрачје во кое што треба да се изгради нова хидроелектрана, тоа ќе може да се покрие со постоечките електрани и новата хидроелектрана. Ако се исклучи оној корисник кој што може да го покријат постоечките извори на енергија, останува оној корисник кој треба да го покрие новата хидроелектрана. Бидејќи оваа хидроелектрана нема да биде во состојба целосно да ги исполни потребите на мрежата, поради карактерот на расположливите количества на вода, на неа ќе и биде потребна термичка дополна. Оваа термичка поддршка може да ја изврши една дополнителна термоелектрана или повеќе термоелектрани кои што можат да се радуцираат во една. Ако W е вкупната годишна потреба од енергија, тогаш делот W_H го покрива хидроелектраната, а W_T термоелектраната, бидејќи:

$$W = W_H + W_T \quad (GWh) \quad (1.18)$$

Бидејќи е позната работната вода на хидроелектраната односно дијаграмот на оптоварувањето на мрежата, може, пресметувајќи со средни декадни или средни месечни оптоварувања, да се определи по декади енергијата која ја произведуваат хидроелектраните и термоелектраните како и отпадната енергија. За таа потреба може да се конструира дијаграм на оптоварување на мрежата така да може да се определи и средното месечно или декадно оптоварување. На тој начин може да се определи вредноста W_H и W_T од изразот 1.18, а од дијаграмот и моќноста на дополнителната термоелектрана P_T која мора да биде:

$$P_{Ti} = P_M - P_{H \min} \quad (MW) \quad (1.19)$$

каде што P_M е потребна моќност на мрежата, а $P_{H \min}$ минимална снага на хидроелектраната. На основа на познатите вредности P_{Ti} , а со проценет износ на специфичната потрошувачка ΔB_T (din/kW) по инсталиран kW, се добива изразот за инвестиционите трошоци за термоелектраната:

$$B_T = P_{Ti} \cdot \Delta B_T \quad (mil.din.) \quad (1.20)$$

односно постојани годишни трошоци:

$$D = B_T \cdot p_T \quad (1.21)$$

За да се определи постојаниот трошок на енергија на дополнителната термоелектрана се користи изразот:

$$x_T = \frac{D}{W_T} = \frac{B_T \cdot p_T}{W_T} = \frac{P_{Ti} \cdot \Delta B_T \cdot p_T}{W_T} \text{ (din / kWh)} \quad (1.22)$$

Специфичната потрошувачка на термичка енергија ќе изнесува:

$$C_T = X_T + z \text{ (din / kWh)} \quad (1.23)$$

Ако сега од познатата инвестициска сума за хидроелектраната B_H се определат годишните трошоци за хидроенергија, т.е.:

$$A_H = B_H \cdot p_H \text{ (mil.din)} \quad (1.24)$$

годишните трошоци за дополнителната термоенергија по изразот 1.23:

$$A_T = C_T \cdot W_T \text{ (mil.din)} \quad (1.25)$$

Така вкупните годишни трошоци за производство на потребната енергија во системот (по изразот 1.18) изнесува:

$$A = A_H + A_T \text{ (mil.din)} \quad (1.26)$$

Делејќи го изразот 1.26 со 1.18 се добива цената за мешаната енергија, т.е. на хидроелектраната и на дополнителната термоелектрана:

$$C_M = \frac{A}{W} = \frac{A_H + A_T}{W_H + W_T} \text{ (din / kWh)} \quad (1.27)$$

Кај некои определени глемини за изградба Q_i оваа цена ќе биде минимална. Тоа е оптимална големина на изградба $Q_{i \text{ opt.}}$. Според тоа, оваа пресметка треба да се изведе за неколку големина на изградба, при тоа земајќи го секогаш истиот корисник чии што потреби треба да се покријат со новата хидроелектрана и дополнителната термоелектрана.

3. Максимална вредносии на прирасиоии на произвоисивоиио која шиио може да се иосииигне со иродажба на енергијаииа

Со големината на изградбата на хидроелектраната треба да се оди толку далеку се додека прирастот на цената на произведената енергија не вреди толку колку што може да се постигне со продажбата. Под оваа граница нема смисла да се оди, бидејќи во тој случај се добива помало годишно производство, каде што навистина kWh ќе има помала цена, но во тој случај ќе биде и помала годишната добивка. Според тоа електрана треба да се изгради со таква големина да производната цена сеуште може да биде толкава колку што се, сметајќи на губитоците при преносот, може да се постигне на пазарот. Овој критериум е особено приспособен во случај на извоз на енергија кога се познати или зададени продажните цени.

Значи треба за разни големина на изградба да се определи прирастот на инвестицијата ΔB и прирастот на производството ΔW , па со одредена квота на годишни трошоци k ќе се определи прирастот на цената по изразот:

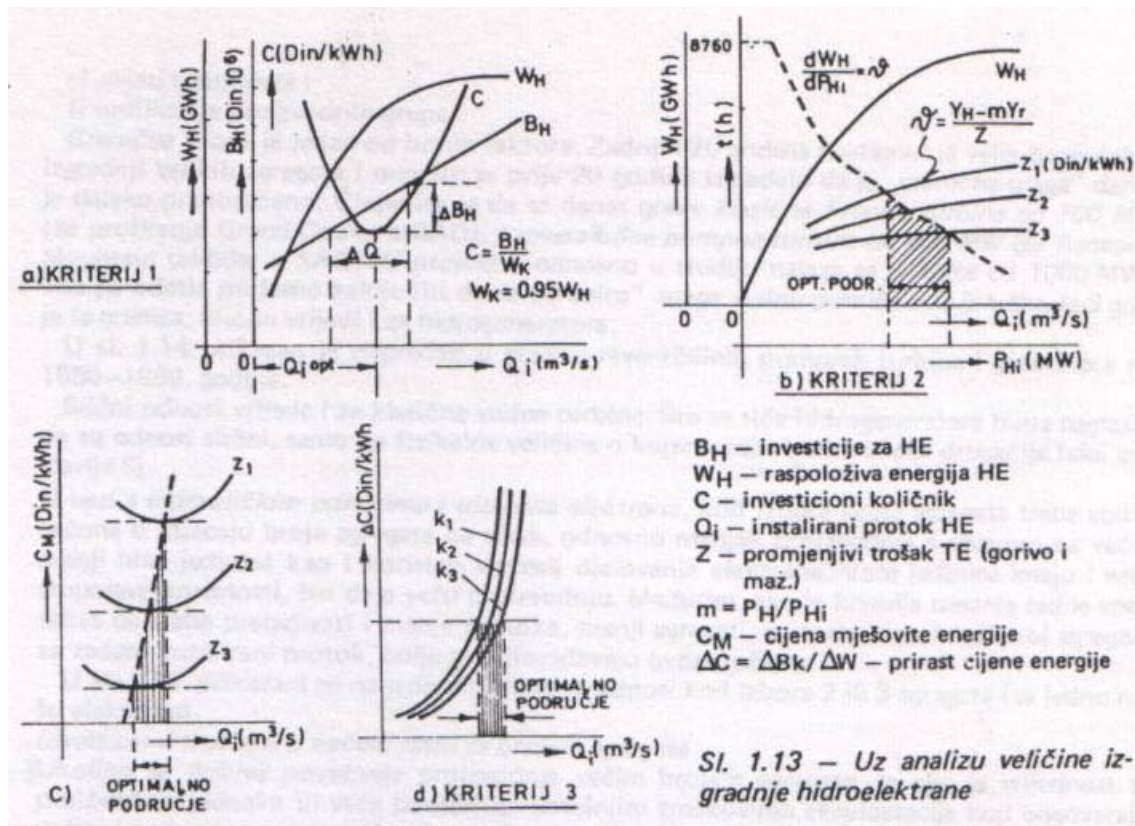
$$\Delta C = \Delta B \cdot k / \Delta W \text{ (din/kWh)} \quad (1.28)$$

Таму каде што правецот кој што ја означува вредноста на продажната цена која што може да се постигне се сече со кривата ΔC лежи оптималната големина на изградба (слика 1.13).

Посиојати уште многу разни методи за избор на економски големина на изградба, меѓутоа понајмошне анализа не е предвидено во ова излагање.

За економичноста на пумпно-акумулационите хидроелектрани може да се применат и следните критериуми (E. Indri, ENEL, Roma*):

1. $C_p = \frac{R - E \cdot k}{P_s} = C_T \text{ (\$/kW)}$
2. $V = E \cdot k + P_s \cdot C_i \text{ (\$)}$
3. $V = R$



B_H - инвестиција за HE; W_H - расположлива енергија на HE; C - инвестициски количник; Q_i - инсталиран проток на HE; Z - променлив трошок на TE (гориво и мазут); $m = P_H / P_{Hi}$; C_M - цена на мешана енергија; $\Delta C = \Delta B_k / \Delta W$ - пораст на цената на енергијата

Слика 1.13 При анализа на големините на изградба на хидроелектрана

C_p (\$/kW) – годишен единичен трошок на инсталирана моќност на пумпна хидроелектрана (annual unit cost of the capacity PHE)

C_T (\$/kW) – годишен единичен трошок на инсталирана моќност на соодветна термоелектрана (the annual unit cost of the fuel-fired reference installation)

R (\$) – вкупни сегашни, годишни трошоци на хидроелектраната, пумпни (the total annual running cost of the hydro-electric station)

E (kWh) – просечна енергија која може да биде произведена во годината (the average energy that can be produced per year, net of any energy that may be required for pumping water)

k (\$/kWh) - сегашни трошоци на гориво по произведени kWh во ТЕ (the cost of the fuel consumed in order to generate one kWh)

P_s (kW) - гарантиран капацитет (firm capacity) т.е. расположив капацитет во девет од десет случаеви

V (\$) - гранични вредности на годишно производство на пумпна хидроелектрана (the limiting value of annual production of a hydro- electric generating station).

1.8. БРОЈ И ГОЛЕМИНА НА АГРЕГАТИТЕ

На бројот и големината на агрегатите (производни групи) влијаат повеќе фактори кои што во извесна смисла го условуваат изборот на бројот и големината на агрегатите. Тоа се:

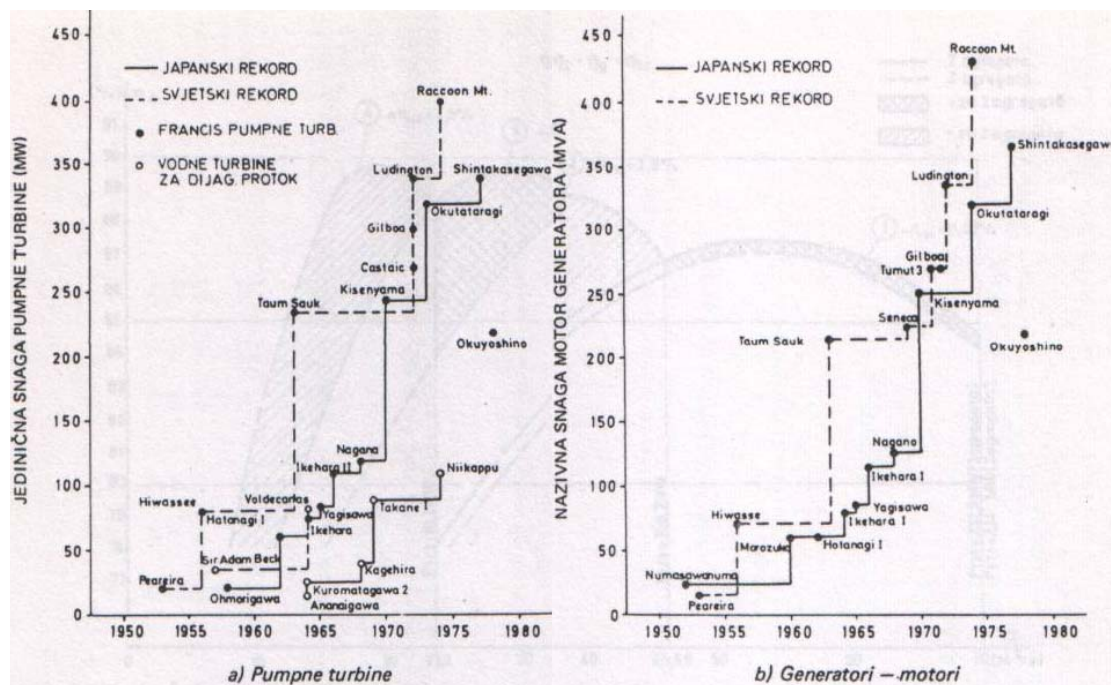
- a) гранична моќност со обзир на технолошките можности на изработка;
- b) хидраулични односи на искористување на водната снага и улога на електраните во системот;
- c) условите на електроенергетската мрежа со вклучени производни групи;
- d) потребна резервна моќност во системот;
- e) условите за транспорт;
- f) унификација на производните групи.

Граничната моќност е еден од важните фактори. Последните 20 години е постигнат голем напредок во изградба на големи агрегати, и она што пред 20 години изгледало "гранична моќност", денес е многу надминато. Факт е дека денес се градат класични Францис турбини од 700 MW, а и реверзибилните

јумјни јурбини од 400 MW. Во проектите, односно во студиите се наоѓаат и единици од 1000 MW и повеќе, така што, може да се заклучи дека границата на моќноста постојано се менува и дека е тешко да се определи каде е таа граница. Слично важи е и за хидрогенераторите.

На слика 1.14 прикажан е напредокот во градбата на реверзибилните пумпни турбини и генератори од 1950-1980 година.

Слични односи важат и за класичните водни турбини. Што се однесува за хидрогенераторите треба да се нагласи дека односите се слични, само физичките величини од кои зависи конструкцијата се различни.



Слика 1.14 Напредок во изградба на пумпна турбина и мотор-генератор

Во врска со хидрауличниите односи и улогата на електричните, кај изборот на бројот на агрегати треба да се води сметка за влијанието на бројот на агрегатите на вишокот или недостатокот на производство со обзир на поголем или помал број единици како и корисниот степен на дејствување на електраната. Поголемите единици имаат и поголем степен на корисност, што дава поголемо производство. Меѓутоа, ако кривата на траење на работната вода е таква да треба да работи и на мали протоци, мали агрегати, односно со тоа и поголем број на агрегати за зададен инсталиран проток, подобро се прилагодуваат на овој режим.

На слика 1.14 прикажани се на еден пример односите кон избор на 2 или 3 агрегати.

Инвестиционите трошоци растат соодветно со зголемување на бројот на агрегати.

Доколку се добива зголемување на производството со поголем број на агрегати, и ако вредноста на тоа производство е еднаква или поголема од зголемените годишни експлоатациски трошоци кои што одговараат на поголеми инвестиции, оправдано е да се земе поголем број на агрегати. Се претпоставува дека поголем број на агрегати дава поголемо производство што не се случува секогаш (слика 1.15).

Ако со ΔJ (дин) се обележи заштедата на инвестициите за градежни работи и опрема, тогаш годишната заштеда е:

$$\Delta T = \Delta J \cdot k \text{ (din / god)}$$

каде:

k - квота на годишни трошоци (%);

Ако ΔW е зголемување или намалување на годишното производство (kWh / god), добиено со зголемување односно со намалување на бројот агрегатите, тогаш вредноста на зголеменото или намаленото производство изнесува:

$$\Delta C = \Delta W \cdot c \text{ (din / god)}$$

каде што:

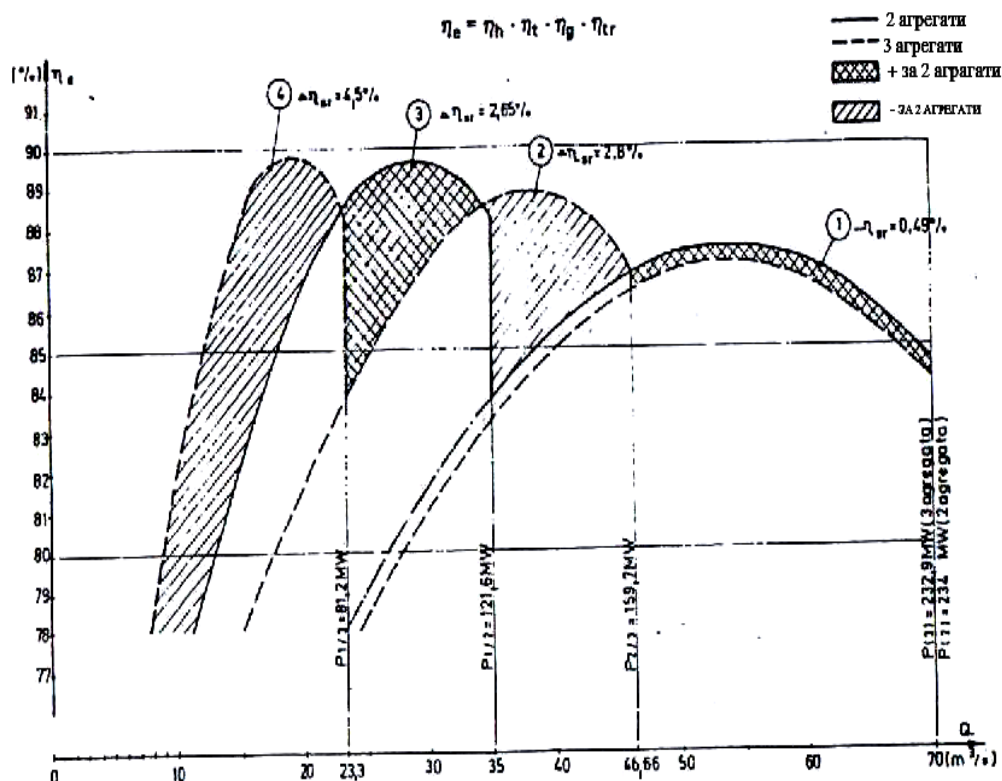
$$c - \text{цена за } kWh \text{ (din / kWh)}$$

доколку е на пример:

$$\Delta C \geq \Delta T, \quad (1.29)$$

оправдано е да се оди на помал број агрегати доколку е задоволена горната релација.

Инсталирана снага (P_i) или проток (Q_i) може да се подели на 2, 3 или повеќе агрегати. Од гледна точка на инвестициските трошоци јасно е дека треба да се тежи кон помал број на агрегати. На ова може да влијаат барањата на мрежата за ограничувањето на моќноста на еден агрегат, доколку се работи за помала мрежа која на пример кај реверзбилните пумпни агрегати не е во можност да ги поднесе ударите на стартот на пумпниот погон.



Слика 1.15 Степени на корисност на електрана со 2 и 3 агрегати

Од друга страна, кај хидроенергетските постројки на мали мрежи со помал број електрани, односно производни групи, потребата од резервна моќност поинаку се третира отколку во поголемите системи, каде испадот од на пример 200 MW не претставува проблем.

На големината на агрегатот при изградбата на низа електрани на еден водоток, може да влијае и тежнењето кон унификација на производниите групи. Тоа значи голема заштеда на проектите, конструкцијата на постројката и изградбата, бидејќи дел од електраните може да се изградат со иста производна група.

Барањата за транспорт можат понекогаш да бидат значајни при изборот на големината на агрегатот. Ако се ограничени транспортните патишта со оглед на габаритните и транспортните тежини, тоа секако треба да се земе во обзир. Кај големите агрегати во тој случај се оди на решение со спирали со повеќе делови кои се заваруваат на градилиштето, а генераторите се транспортираат во повеќе делови (триделни статори) и роторот се монтира исто така на терен.

1.9. ОСНОВНИ ПОИМИ, ПОТРОШУВАЧКА И ПРОИЗВОДСТВО НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

Електрична енергија треба да се произведе во времето кога е потребно, бидејќи не е можно да се акумулира и троши кога се има потреба од неа. Во тоа е големата разлика помеѓу електричната енергија и другите видови на енергија.

Поради тоа за проектирање и погон на електраната неопходно е да се познава природата на користење на електричната енергија, во поглед на време, интензитетот на потреба и т.н., како електраните би можеле со добра економичност да произведат потребно количество на електрична енергија. Меѓу основните поими спаѓаат факторите на потрошувачка и факторите на производство.

1.9.1. Фактори на потрошување

Ако се набљудува конзументното (корисничкото) подрачје со мрежата на кое се приклучени разни потрошувачи, како домаќинства, администрации, индустрија и др., со разни потрошувачи на електрична енергија (печки, топлински апарати, мотори и др.), може да се согледа дека секој потрошувач различно троши енергија. Неговата потрошувачка во текот на денот е променлива и користи електрична енергија само во дел од денот или целиот ден. Потрошувачот таа моќност ја побарува, односно со таа моќност P ја оптоварува мрежата, односно електраната па кривата $P=f(t)$ се нарекува *крива на оптоварување или линија на побарување*.

Најголемото оптоварување, односно побарување на потрошувачите е обично помала од неговата приклучна моќност P бидејќи сите апарати на дотичниот потрошувач не се приклучени истовремено. Ако се сумираат кривите на оптоварување на потрошувачите од ист карактер, се добива *крива на оптоварување на збир од потрошувачи*.

Ако се соберат кривите на оптоварување на сите постоечки групи на некое корисничко подрачје, се добива *крива на побарување или оптоварување на мрежата*.

Дефиниција на фактори на потрошувачка:

1. *Приклучна моќност (connected load)* - Приклучна моќност на некој систем или дел од системот еднаква е на збирот на номинални моќности на сите потрошувачи приклучени на системот или дел од системот. Се означува со P (kW).

2. *Побарување (demand)* - побарување на некои инсталации или системи е моментална моќност или терет кој го оптоварува изворот на енергија низ одреден период на времето. Се означува со P_{po} (kW).
3. *Максимална побарувачка или вршно оптоварување (maximum demand or peak load)* - Максимална потрошувачка или вршно оптоварување на некои инсталации или системи е најголемо оптоварување кое ќе се појави во текот на денот. Се обележува со P_m (кВ).
4. *Фактор на побарувачка (demand factor)* - Фактор на побарувачка на некој систем или дел од системот е коефициент на максималната побарувачка на системот или дел од системот и вкупната приклучна моќност т.е.:

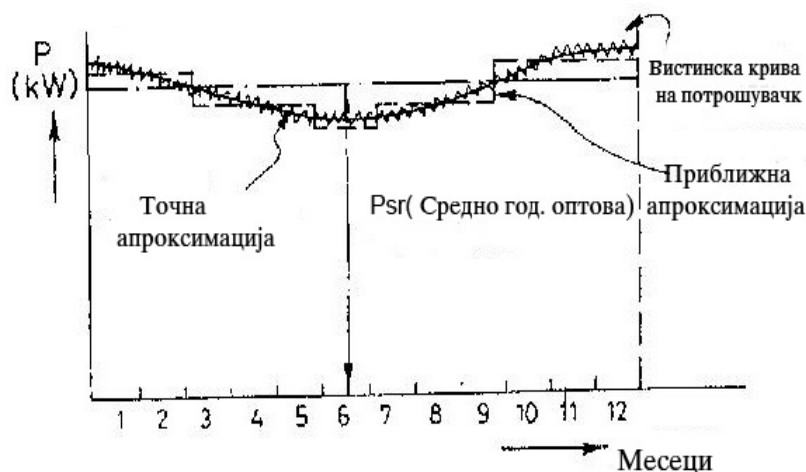
$$f_p = \frac{P_m}{P} \text{ или } f_p = \frac{P_m}{P} \cdot 100 (\%) \quad (1.30)$$

Овој фактор уште се нарекува и фактор на истовременост. Секогаш е помал од 1 или од 100 %.

5. *Фактор на оптоварување (load factor)* - Факторот на оптоварување е коефициент на просечната снага (P_{sr}) и максималното побарување, односно вршното оптоварување (P_m). Во секој случај треба да биде дефиниран период во кој е посматрана просечната моќност (оптоварување) и максимална побарувачка; математички изразено тоа е:

$$f_m = \frac{P_{sr}}{P_m} \text{ или } f_m = \frac{P_{sr}}{P_m} \cdot 100 (\%) \quad (1.31)$$

Секогаш е помал од 1 или 100 % (види слика 1.16).



Слика 1.16 Крива на годишна потрошувачка

6. *Фактор на разновидност* (diversity factor) - Факторот на разновидност на некој систем или дел од системот е коефициент на збирот на вршните оптоварувања на делови од системот или дел од системот и вршното оптоварување на целиот систем или дел од системот, т.е.:

$$f_d = \frac{P_{m1} + P_{m2} + \dots}{P_m} \quad (1.32)$$

каде што: P_{m1}, P_{m2}, \dots - вршни оптоварувања на делови од системот;

Секогаш се поголеми од 1 или 100 %.

Кривата на побарување од оптоварувањето во текот на еден ден се нарекуваат *дневни*, а се разликуваат *неделни*, *месечни* и *годишни* криви на побарувачка.

Неколку фактори на оптоварување на карактеристични потрошувачи се дадени во табела 3.

Табела 3 - Фактори на оптеретување на карактеристични потрошувачи

Вид на потрошувачка	Дневен фактор на оптоварување			Неделен фактор на оптоварување			Годишен фактор на оптоварување fm (g) (%)
	зима	лето	просек fm (d) (%)	зима	лето	просек fm (t) (%)	
1 расвета	35	32	33	30	27	28	23
2 индустрија			56			48	46
3 трамвај	52	52	52	50	50	50	35
4 меѓу.град. желез.	62	59	60	60	57	58	47
5 расвета и индуст.	49	71	64	45	65	59	40
6 расвета, индуст., меѓугр.жел. и трам.	58	72	67	53	65	61	45
7 голем систем			50				

Кривата на дневното оптоварување, односно побарување се менува секој ден. Ако овие криви од сите денови во годината се спојат во една крива, се добива кривата на годишно оптоварување. Заради едноставност се земаат средните дневни оптоварувања и се нанесуваат по хронолошки ред.

Кривата на годишното побарување (потрошувачи, група на потрошувачи или мрежа) има облик кој е сличен на синусоида бидејќи летното оптоварување е помало од зимното.

За практични пресметки оваа крива често се поедноставува со правец, како што е прикажано на слика 1. 16..

Годишната потрошувачка на енергија W поделена со бројот на часови во годината го дава средното оптоварување:

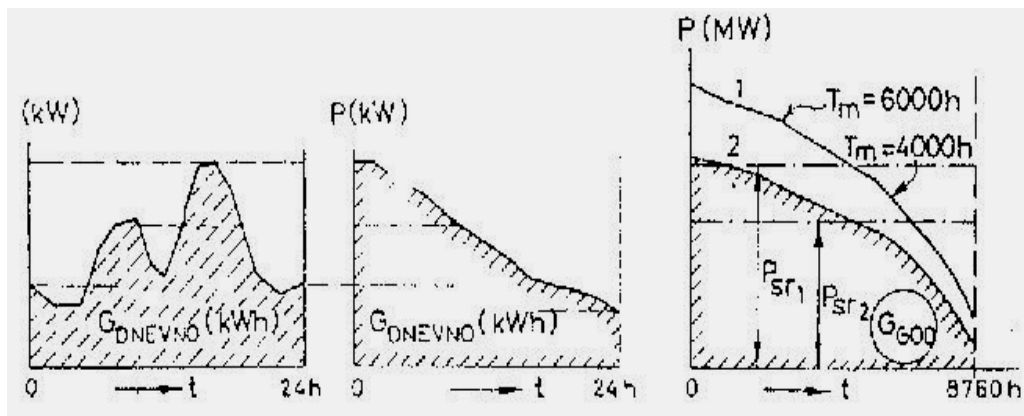
$$P_{sr} = \frac{W}{8760} \text{ (kW)} \quad (1.33)$$

Годишната потрошувачка може да се изрази и со производот од најголемото оптоварување во годината P_m и некое време T_m :

$$W = P_m \cdot T_m \text{ (kWh)} \quad (1.34)$$

Времето T_m е време низ кое при максималното оптоварување (P_m) потрошувачот или мрежата би потрошил ист број (kWh) како при нормално променливо оптоварување низ цела година. T_m е *време на траење на максималното оптоварување*.

Во пракса често се употребува и т.н. *крива на траење на оптоварувањето*, односно побарување. Таа крива се добива ако оптоварувањата кои се променливи се нанесат по големина, без оглед на времето. Ако така се подредат дневните или годишните оптоварувања се добива *крива на траење на дневно, односно годишно оптоварување*.



Слика 1.17 - Крива на траење на оптоварување (побарувачка)

Од кривата на траење може да се определи траењето на секое оптоварување во текот на еден ден или во текот на годината. Површината под кривата на дневното оптоварување е еднаква на површината под кривата на траење на дневното оптоварување и ја дава дневната потрошувачка на електрична енергија (во kWh). Истото важи и за кривата на годишното оптоварување.

1.9.2. Фактори на производство

Поради загубите во мрежата и тоа загубите на моќноста (kW) и загубите на работата (kWh), електраната мора да и даде на мрежата и поголема моќност и поголема работа од онаа која одговара на потрошувачката на мрежата. Загубите на моќноста во водовите се приближно пропорционални на падот на напонот, а загубите на работата се пресметуваат од податоците на мрежата. Загубите на работата изнесуваат 10 - 30 % од годишната потрошувачка на мрежата, а загубите на моќноста 10 -15 %.

Според тоа, најголемото годишно оптоварување на електраната N_m ќе биде еднакво на најголемото оптоварување на мрежата P_{mm} на кое треба да се додат загубите на моќноста во мрежата и моќноста која електраната ја троши за сопствената потрошувачка. Бидејќи електраната мора да има извесна резерва на моќност поради евентуални дефекти, или вонредни оптоварувања, електраните се градат за поголема моќност, од онаа која е горе наведена, се градат за моќност N_i , наречена *инсталирана моќност на електраната*.

Според тоа:

$$N_i = N_e + N_{vl} (kW) \quad (1.35)$$

$$N_e = P_{mm} + \Delta P_m (kW) \quad (1.36)$$

каде што:

N_i - инсталирана моќност на електраната

N_e - најголемо можно оптоварување на електраната

N_{vl} - сопствена потрошувачка на електраната

P_{mm} - максимална побарувачка или вршно оптоварување на мрежата

ΔP_m - загуби на моќноста во мрежниот систем (водови и трансформатори)

Дефиниција на факториите на производство:

1. *Фактор на искористување* (plant utilization factor) - факторот на искористување на електраната е коефициент на максималното оптоварување на генераторот (N_m) и неговата номинална моќност (N_i), т. е.:

$$f_i = \frac{N_m}{N_i} \quad (1.37)$$

Факторот на искористување на електраната се дефинира како однос на средното оптоварување на електраната (N_{sr}) и максималното можно оптоварување на електраната (N_e), т.е.:

$$f_i = \frac{N_{sr}}{N_e} \quad (1.38)$$

каде што $N_e < N_i$, т.е. најголемото можно оптоварување на електраната е обично помало од инсталираната моќност. Може да биде и $N_e = N_i$ или $N_e > N_i$ бидејќи често е можно и краткотрајно преоптоварување на постројките преку номиналната инсталирана снага.

Ако со W се обележи годишното производство на електраната, тогаш средното годишно оптоварување ќе биде:

$$N_{sr} = \frac{W}{8760} \text{ (kW)} \quad (1.39)$$

па следува:

$$f_i = \frac{W}{N_e \cdot 8760} \quad (1.40)$$

2. *Фактор на оптоварување на електраната* (plant load factor) - Овој фактор е однос помеѓу средното (N_{sr}) и максималното оптоварување на електраната (N_m), т.е.:

$$f_0 = \frac{N_{sr}}{N_m} = \frac{W}{N_m \cdot 8760} \quad (1.41)$$

Тоа воедно е и однос помеѓу стварното и можното производство. Секогаш е помал од 1.

3. *Фактор на резерва на електраната* (plant reserve factor) - Овој фактор е коефициент на инсталираната моќност (N_i) и максималното оптоварување (N_m) т.е.:

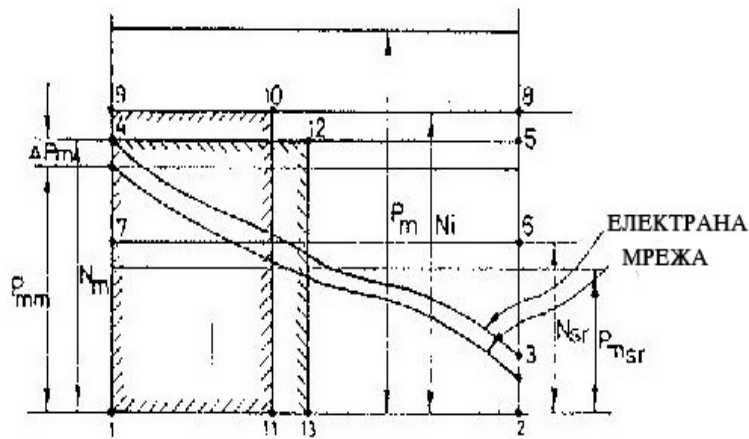
$$f_r = \frac{N_i}{N_m} \quad (1.42)$$

Кривата на траење на годишното оптоварување на електраната е претставено со кривата Е, слика 1.18. Средното годишно оптоварување на електраната (N_{sr}) претставено е со правец, а изразено со релацијата (9).

Реалното производство на електраната претставено е на слика 1.18. со површината (1,2,3,4), а можното производство со површината (1,2,5,4).

Времето за кое би се постигнало исто реално годишно производство (W) кога електраната би работела со најголемо оптоварување (N_m) се нарекува време на траење (или употреба) на најголемото годишно оптоварување T_m ; тоа е дадено со изразот:

$$T_m = \frac{W}{N_m} \text{ (h/god)} \quad (1.43)$$



Слика 1.18 Крива на траење на годишното оптоварување на електрана

Она време за кое би се постигнало исто реално годишно производство кога електраната би работела со инсталирана моќност (N_i), наречено е време на употреба на инсталирана моќност $T_i = W / N_i$ (h/god).

Годишното производство на електраната може да се изрази на основа на релацијата (10) и (14) и оваа последната:

$$W = N_{sr} \cdot 8760 = N_m \cdot T_m = N_i \cdot T_i \quad (1.44)$$

Според тоа површините (1,2,3,4), (1,13,12,4) и (1,11,10,9) мораат да бидат еднакви бидејќи сите три го даваат реалното годишно производство на електраната.

Кривата на траење на годишното оптоварување (Е, слика 1.18) е крива од особена важност. Површината под неа го даваат реалното годишно производство на електраната, а од неа може да се определи траењето на поедини оптоварувања, иако не се познати кривите на дневните оптоварувања.

Кривите на траење на годишното оптоварување може освен тоа приближно и математички да се изразат, ако е само познато најголемото и најмалото оптоварување на електраната како и времето на траење на најголемото годишно оптоварување T_m . Со помош на кривите на траење може понатаму да се определи поделбата на оптоварувањето помеѓу две и повеќе електрани како и годишните загуби во водовите и постројките.

Времето T_m се движи во граници дадени во табелата 4.

Табела 4-Време на траење на максимално годишно оптеретување на електрана

	T_m (h/god)
Електрана за мали градови	1200-2500
Електрана за големи градови	2000-3500
Електрана за големи индустриски подрачја	3000-4000
Електрани за електрохемиска и сл. индустрии	6000-8000

2. ХИДРОМЕХАНИЧКА ОПРЕМА

2.1. ОПРЕМА НА ВЛЕЗНА ГРАДБА

Опремата на влезната градба зависи од типот на градбата. Кај речните и каналските хидроелектрани влезната градба е опремена со:

- а) влезна решетка со уред за чистење;
- б) гредни сопирачи;

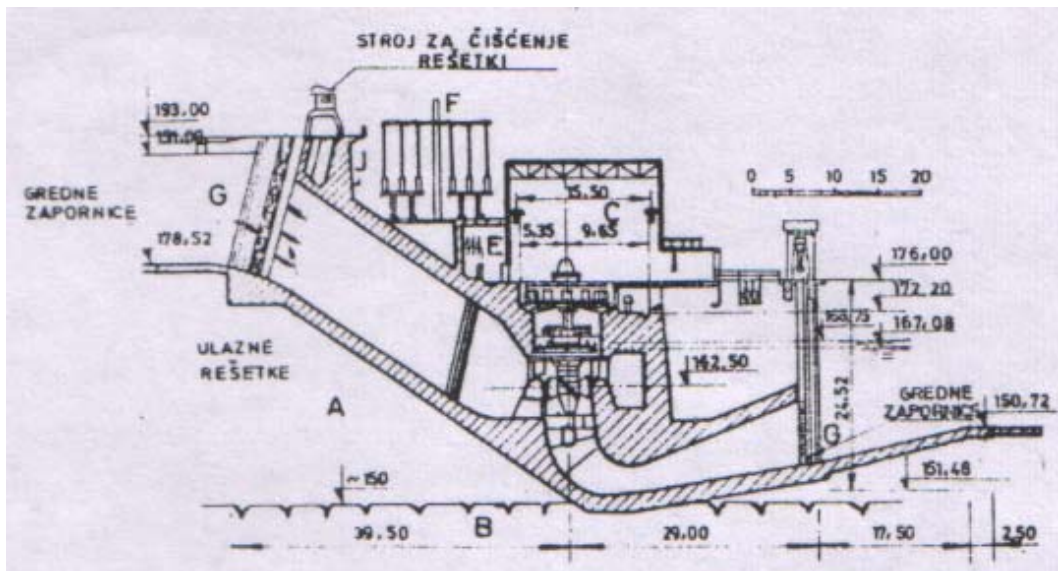
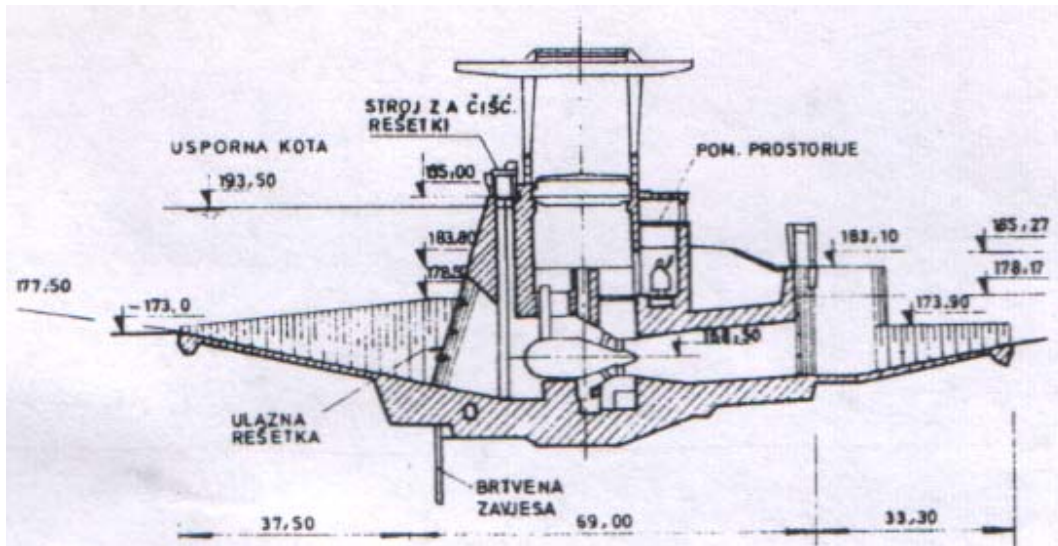
чии димензии се зависни од номиналните протоци на производните групи. Бидејќи се работи за големи инсталирани протоци (неколку стотини m^3/s и повеќе), димензиите се големи, но притисоците на водниот столб се мали.

Решетките се изведуваат од профилно железо со раздалеченост зависно од чистината на водата и статичките барања. Гредните сопирачи се изведуваат од заварени челични лимови и профили во повеќеделна конструкција поради полесна монтажа и полесна манипулација кај затварањето.

Пример на ваква изведба преставен е на слика 2.1.

Кај среднопритисните и високопритисните хидроелектрани, каде што се работи за значително помали протоци, димензиите на влезната градба се во хидрауличен поглед значително помали, заради што и влезните решетки се со многу помали димензии. Наместо гредни сопирачи како орган за затворање се користат *таблестити затворачи* со хидрауличен погон. За погон обично се користи масло под притисок кое го доведуваат група од пумпа-мотор со потребна помошна опрема.

Таблеститите затворачи се изведуваат со челична заварена конструкција чии димензии зависат од хидрауличните барања (габарити и форма). Таблестите затворачи обично се изведуваат како подвижни затворачи со тркалца во водилки за спуштање и подигнување на посебни рамки од водната страна. Сервомоторот е обично сместен или слободно или во посебна куќичка во која се наоѓа и останата помошна опрема.



Слика 2.1 - Влезни решетки

2.2. ОПРЕМА НА БРАНА И ПРЕГРАДА

2.2.1. Прелив на браната

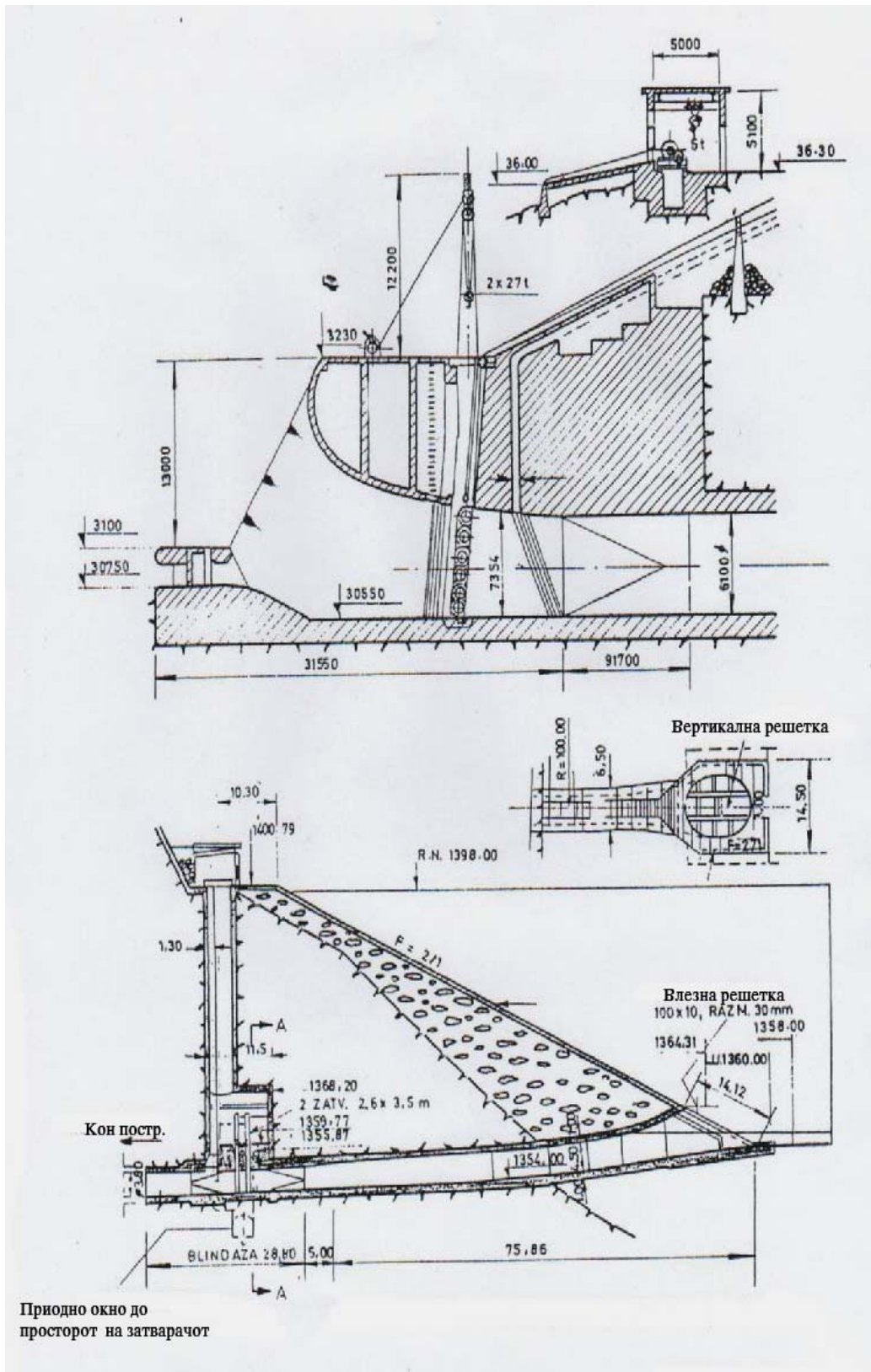
Опремата на преливот е зависна првенствено од типот на браната и количеството на водата која треба да се пропушти.

Кај речните и каналските електрани најмногу се користат *сегментни затворачи со преливен дел*, при што за фина регулација на нивото се користи преливниот дел, а за пропуштање поголеми количества на вода се користат сегментни затворачи. Овие затворачи се поекономично решение во однос на другите видови на затворачи, со обзир на неговата тежина, понатаму и цената како и тоа што имаат едноставен погон (слика 2.3).

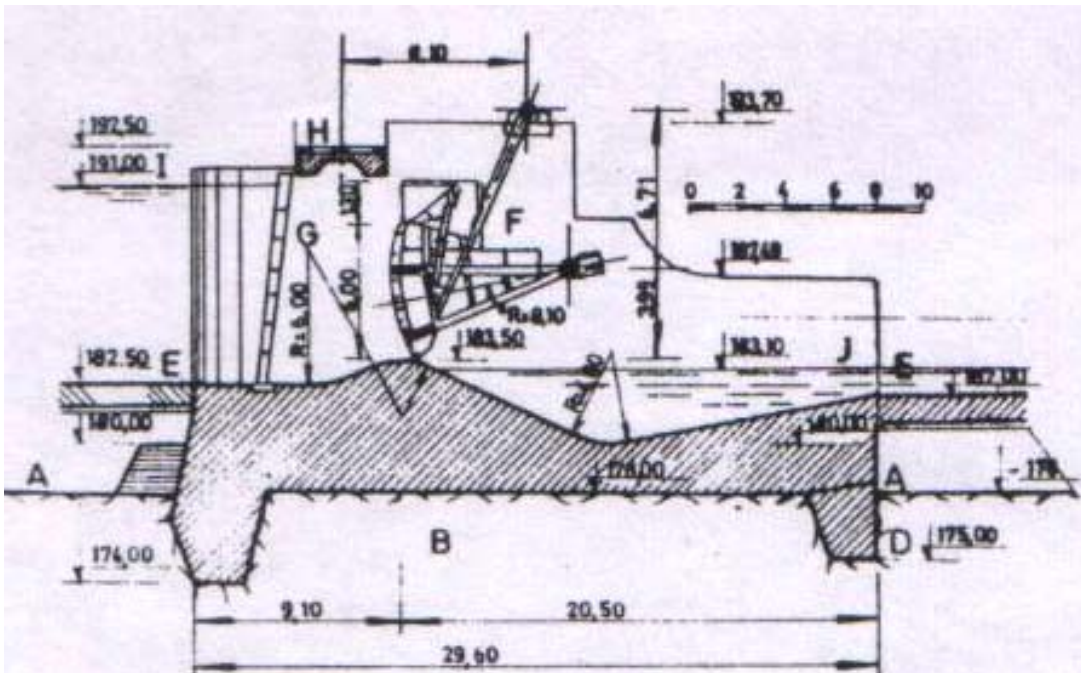
За погон се користат сервомотори со масло под притисок или пак електромоторен погон.

Кај бетонските брани за прелив се користи и преливен затворач со хидрауличен погон.

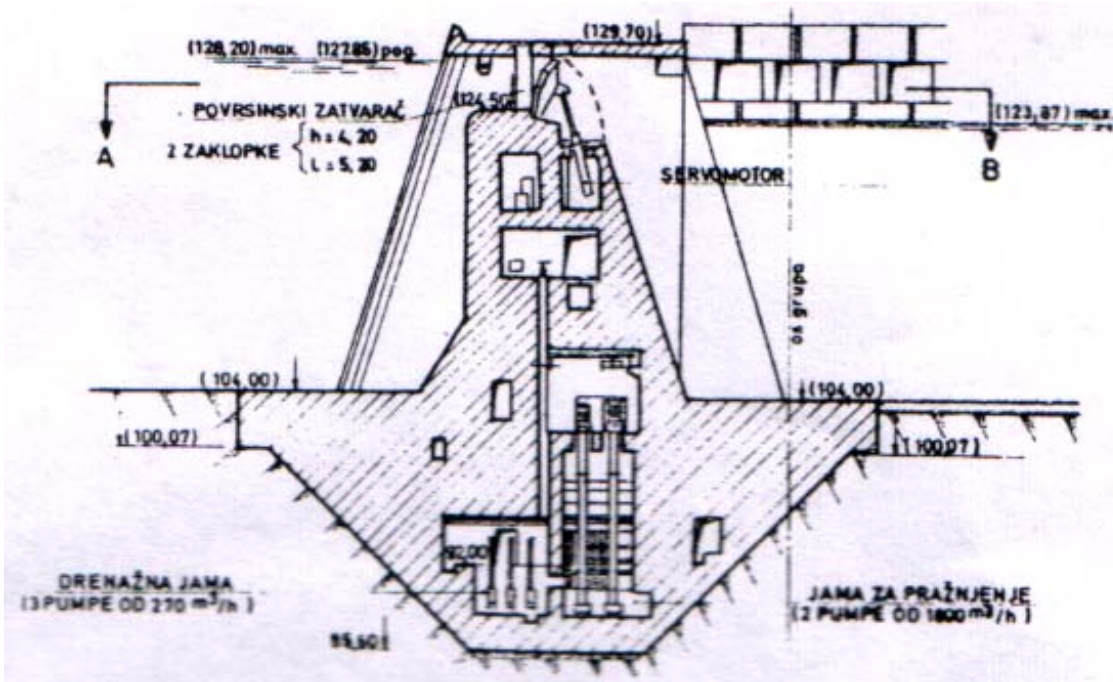
Кај насипните прегради, преливот се решава со посебен тунел, а опремата на влезот може да биде многу различна, зависно од хидрауличните и градежните барања. Често се користат *преливен затворач со класична форма* или кружна преливна градба. Доколку преливот се решава со површинска бетонска градба, влезниот дел е опремен со сегментни затворачи.



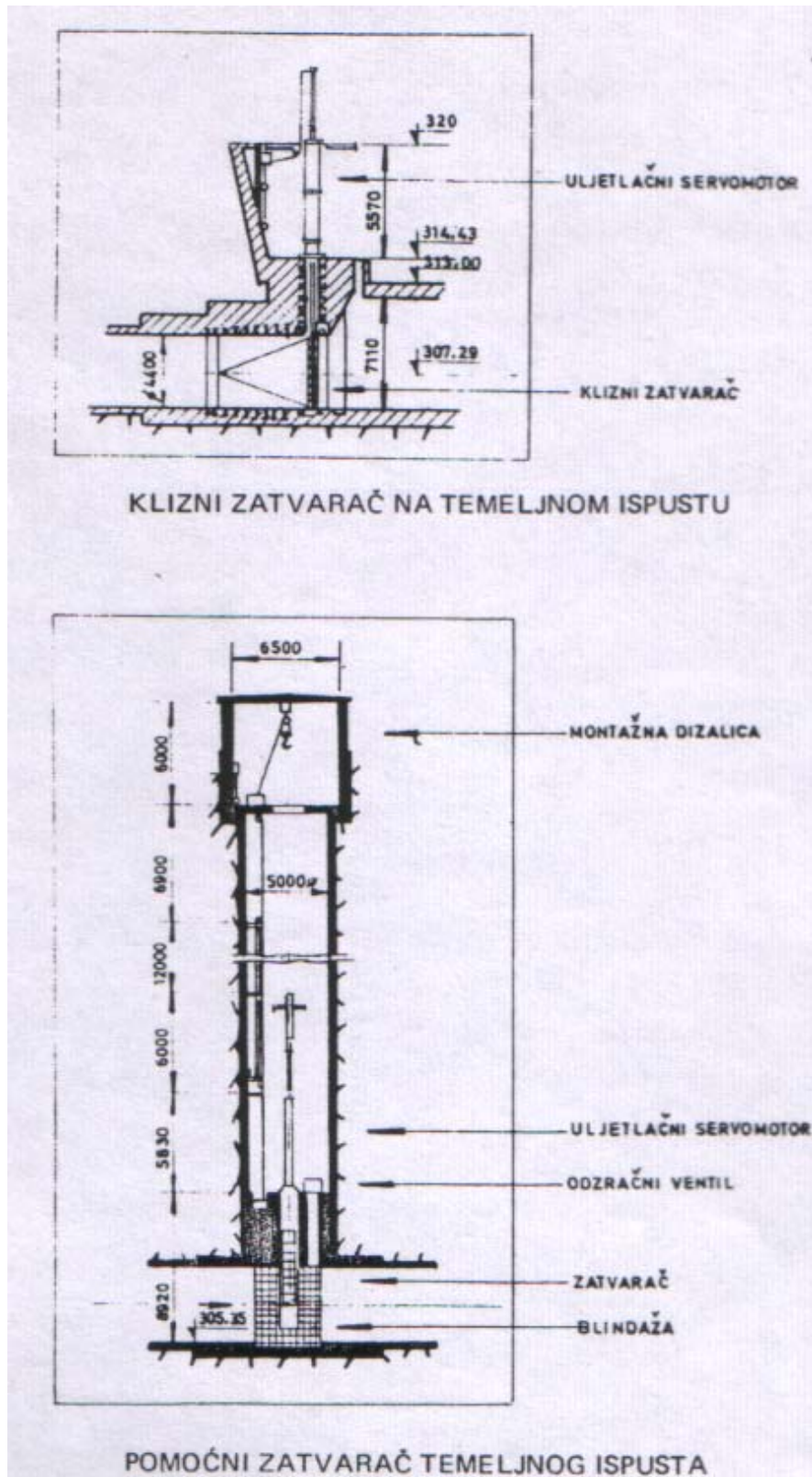
Слика 2.2 - Опрема на влезните уреди



Пресек низ проточниот дел на браната: А-шљунак, В-варовник, С-набиена гина, D-дрен, Е-армирано-бетонска плоча, F-сегментен затвораи со регулатор, G- табласти затвораи, H-мост, I-нормален водостој, J-минимален низводен водостој



Слика 2.3 Сегментен затвораи со преливен дел и површински преливен дел



Слика 2.4 - Клизен затворач и помошен затворач на темелен испуст

2.2.2 Темелен испуст на браната

Кај речните и каналските електрани со бетонски брани, кои најмногу се применуваат, *сегменити затворачи* се користат за постигнување на успор, а и како органи за испуштање на водата при празнење на успорот или акумулацијата, т.е. како темелен испуст, (сл. 2.3)

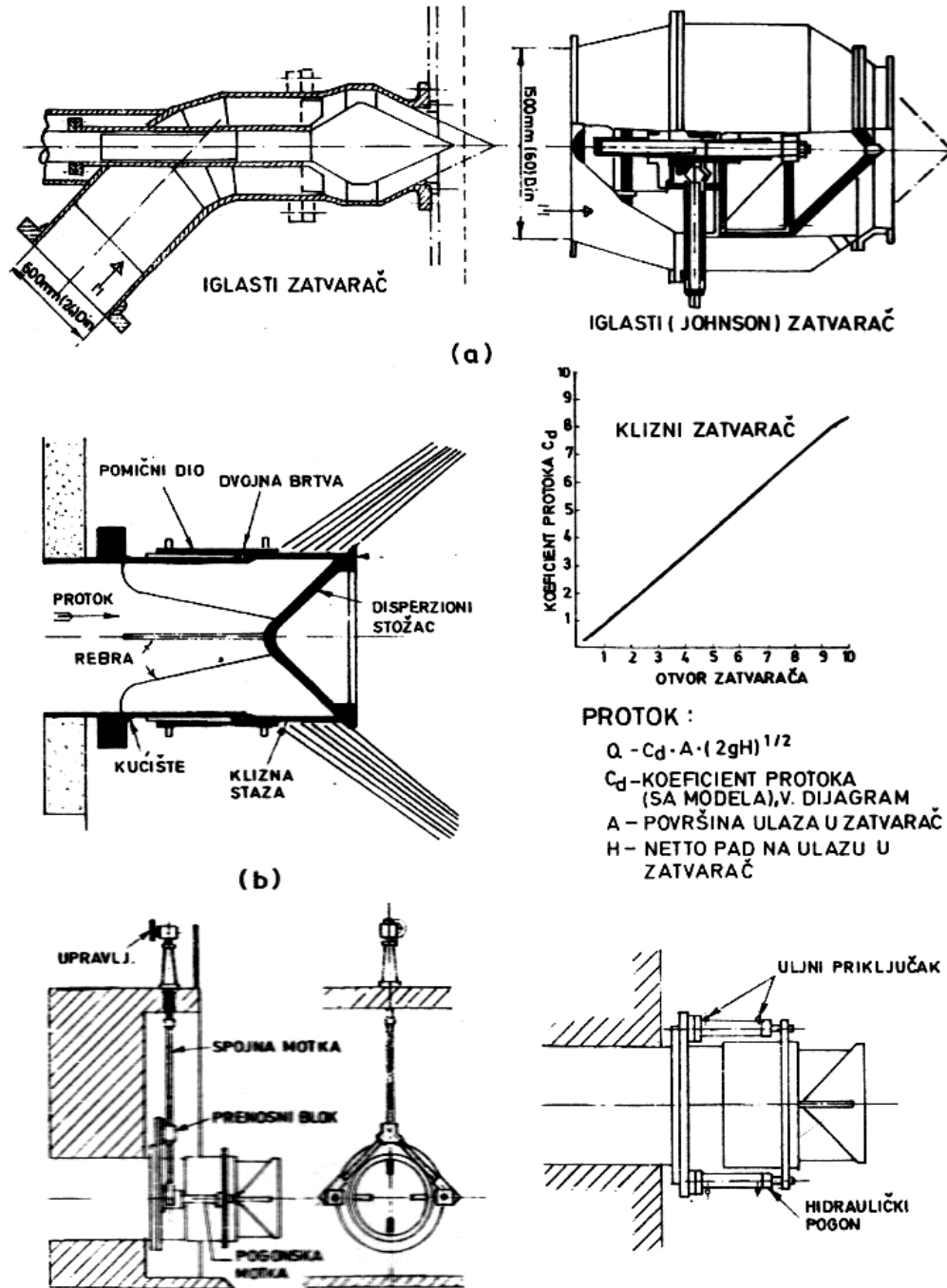
Кај акумулациските хидроелектрани, со насипни земјени (камени) брани, темелниот испуст се изведува и како посебен тунел. На влезот во тунелот се вградува *сегменит затворач* во комбинација со преливна клапна. За решенија со опрема на излезот од тунелот се користи *клизен таблест затворач*. Тој мора да биде така димензиониран да при полн притисок и најголем успор сигурно се отвора. Се изведува од челични заварени профили, а погонот е обично со помош на маслен сервомотор. Овој затворач се користи за континуирано регулирање на протокот, ако е потребно и испуштање на вода од акумулацијата за потребите за наводнување. Пример за ваков затворач е даден на слика 2.4.

Во темелниот испуст се вградуваат и 2 типа на затворачи за континуирано испуштање на водата од акумулацијата за потребите од наводнување или за други потреби. Тоа се затворачите "Howel - Bunger" и "Jonson". "Jonson" затварачот е од *игличест* тип со помошно внатрешно тело, а "Howel - Bunger" е од цилиндричен тип. Погонот на овие затворачи може да биде со масло под притисок со помош на сервомотор или електромоторен.

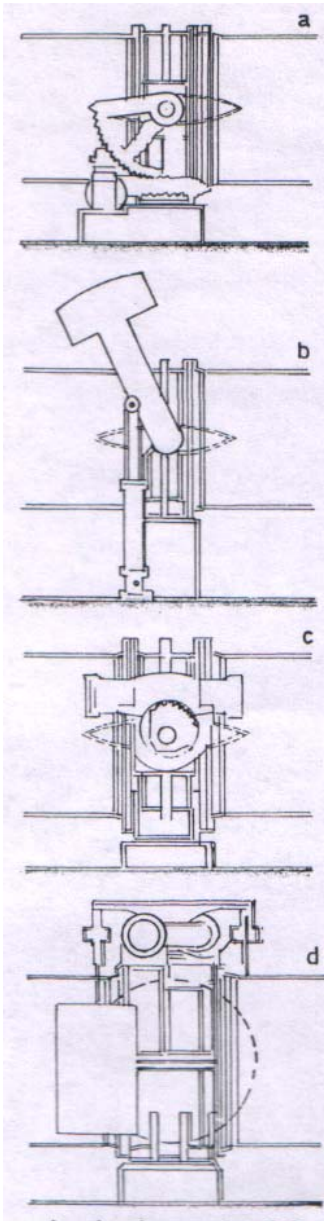
На слика 2.5 е прикажана принципиелна скица на овие затворачи (a) и (b). На таа слика (c) и (d) се *хејеруикастии* и *шојчестии затварачи* кои најчесто се користат како *предтурбински затворачи*, т.е. органи за затворање на доводот на вода во хидрауличната постројка.

Главни објекти на една насипна брана со приказ на местото за вградување на опремата се прикажани на слика 2.6.

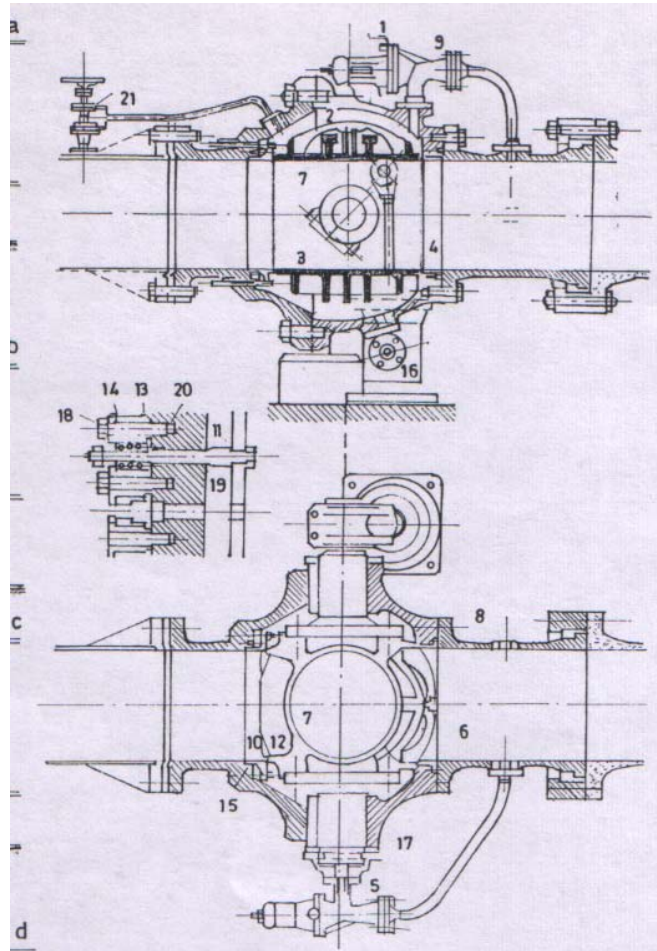
На слика 2.7 и 2.8 се прикажани неколку видови на затворачи кои најчесто се применуваат во пракса.



Слика 2.5 а и б - Скица на иглест затворач (а) и клизен затворач (б)



(c)



(d)

- 1-куќиште, 2- плоча за затворање,
- 3-подвижно тело, 4-заптивен прстен,
- 5-вентил за растеретување,
- 6-прстен помеѓу 3 и 2,
- 7-цевка на подвижното тело,
- 8- спојна цевка,
- 9-вентил за полнење на спиралата на турб,
- 15-заптивен прстен, 16-вентил за дренажа.

Пеперуткаст затворач со 4 типа на погон 1

(b и d затворањето е со тег)

a-електромеханички погон,

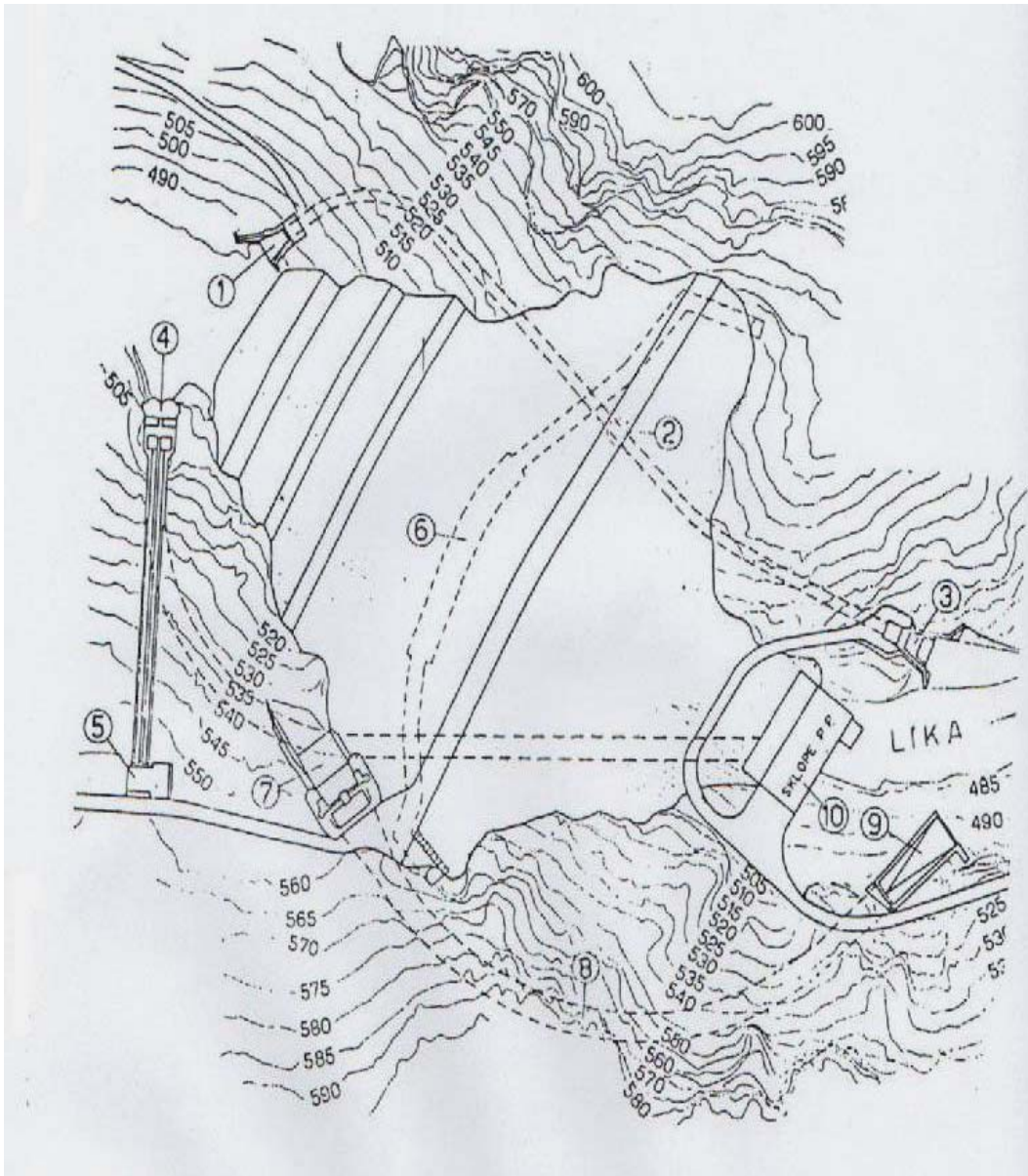
б- погон со тег и сервомотор,

ц-погон со маслен сервомотор,

d-погон со противтег (преку јаже)

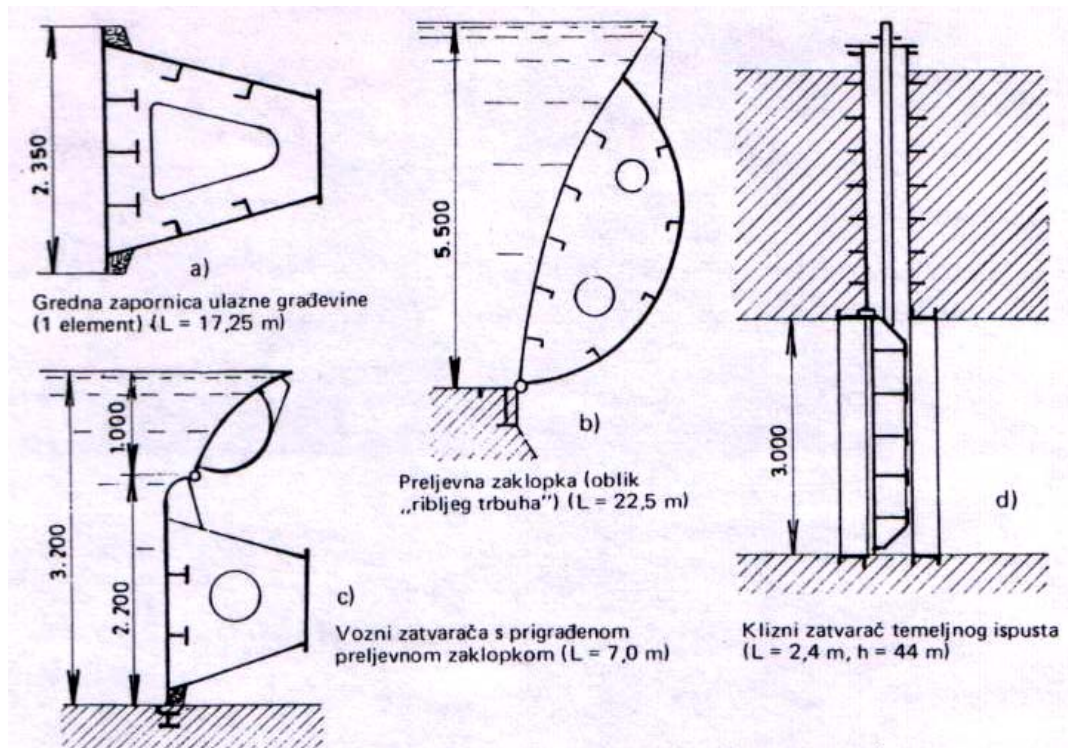
и сервомотор

Слика 2.5 c и d - Скица на пеперуткаст (c) и топчест затворач (d)

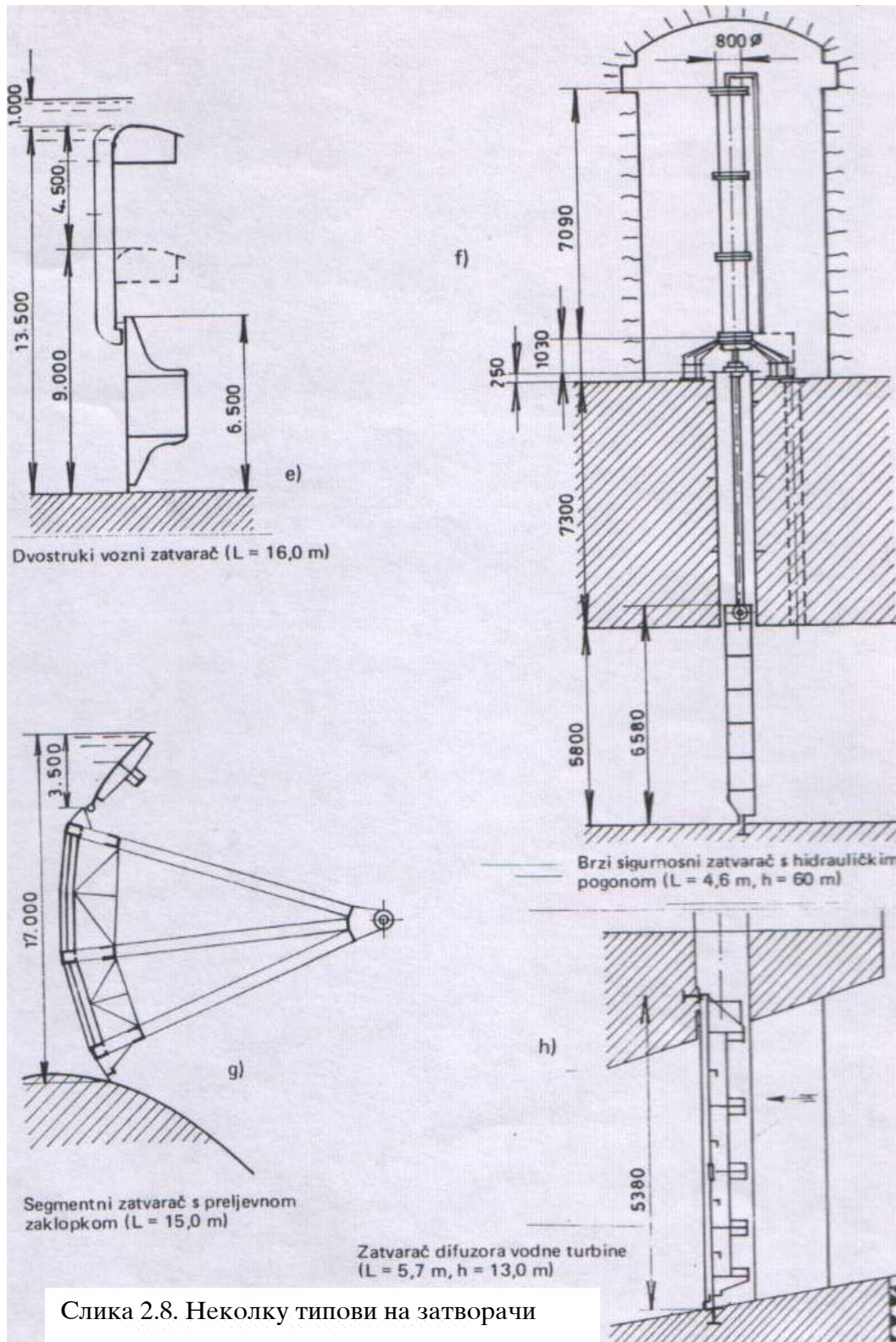


Слика 2.6 Насипна земјена брана со главни објекти и вградена опрема

1-влезна градба на темелен испуст, 2-помошен затворац на темелниот испуст, 3-регулациски затворац на темелниот испуст, 4-влезна градба на доводниот тунел за машинската хала, 5-затворацница со погонски механизам, 6-контролна галерија, 7-влезна градба за прелив, 8-тунел за прелив, 9-влезна градба за прелив, 10-машинска хала.



Слика 2.7 - Неколку типови на затвораџи



Слика 2.8. Неколку типови на затворачи

2.3 ОПРЕМА ЗА ВОДНА КОМОРА

Опремата за водна комора се состои од доводен тунел, како и од некои главни и помошни кружни профили во просторот на водната комора. Доколку водната комора се користи за 2 етапи на изградба, на пр. за 2 доводни тунела помеѓу двата тунела, на спојот до заедничките комори се вградуваат таблести затворачи.

Доколку комората е споена со надворешната површина на теренот, потребно е влезот да се опреми со решетки за заштита од продор на непосакувани предмети во системот на водните комори, односно во доводниот тунел и притисниот цевковод.

2.4 ОПРЕМА ЗА ЗАТВОРАЧКА КОМОРА

Затворачката комора или комората на затвораот мора да се опреми со пеперуткасти сигурносни затворачи за заштита во случај на хаварија на притисниот цевковод. Диспозиција на опремата и деталните карактеристики на затворачите зависат од хидрауличните и останатите барања, види слика 2.9

Поголот на затворачите обично е со масло под притисок за сигурно затворање, во случај на пречекорување на брзината на водата во цевководот, се реализира со изведба на ексцентрично поставена осовина на затвораот и механички (со полуга со тег) со тенденција на затворање.

Барањата за конструкцијата на сигурносниот затворач се поостри во однос на обичните пеперуткасти затворачи. Посебно е важен доверлив механизам за затворање во услови, кои што се со обзир на влагата и останато, многу тешки. Исто така, многу е важна и изведбата на проточниот индикатор како и крајните контакти за сигнализација на положбата на затворачите кои влегуваат како еден од условите за старт на турбината.

2.5 НАСОКИ ЗА ИЗБОР И ДИМЕНЗИОНИРАЊЕ НА ОПРЕМАТА И ПРОЦЕНА НА ТЕЖИНАТА

При изборот на опрема за хидроенергетски објекти треба во прв ред да се внимава на:

- a) хидрауличните барања и
- b) економичната на конструкцијата.

Изборот на еден од типовите на затворачи за конкретни услови е сложен проблем и не може да се даде некое правило за тој избор, туку треба од случај до случај да се направат низа од техничко-економски анализи и да се донесе одлука.

Видовите на затворачи кои што се прикажани воглавно ги задоволува потребите и функциите на браната и останатите објекти на хидроенергетската постројка. Меѓутоа, напредокот во технологијата на материјалите, првенствено лимот, овозможува низа нови економични решенија.

Основа за димензионирање се: хидрауличен притисок и условите за стационарната состојба како и условите за разни погонски прилики, потоа едностран притисок, отворање при изедначен притисоци и при полн притисок од едната страна на затварачот.

Кај пеперуткастите затворачи обично пресметката е со отворање при изедначени притисоци така што со by-pass водниот притисок се изедначува од двете страни. Кај другите видови затворачи, посебно кај сигурносните или оние на темелниот испуст, мора да се обезбеди отворање при полн едностран притисок.

За таблестите затворачи важи: (слика 2.10)

- сила на притисокот на водата изнесува:

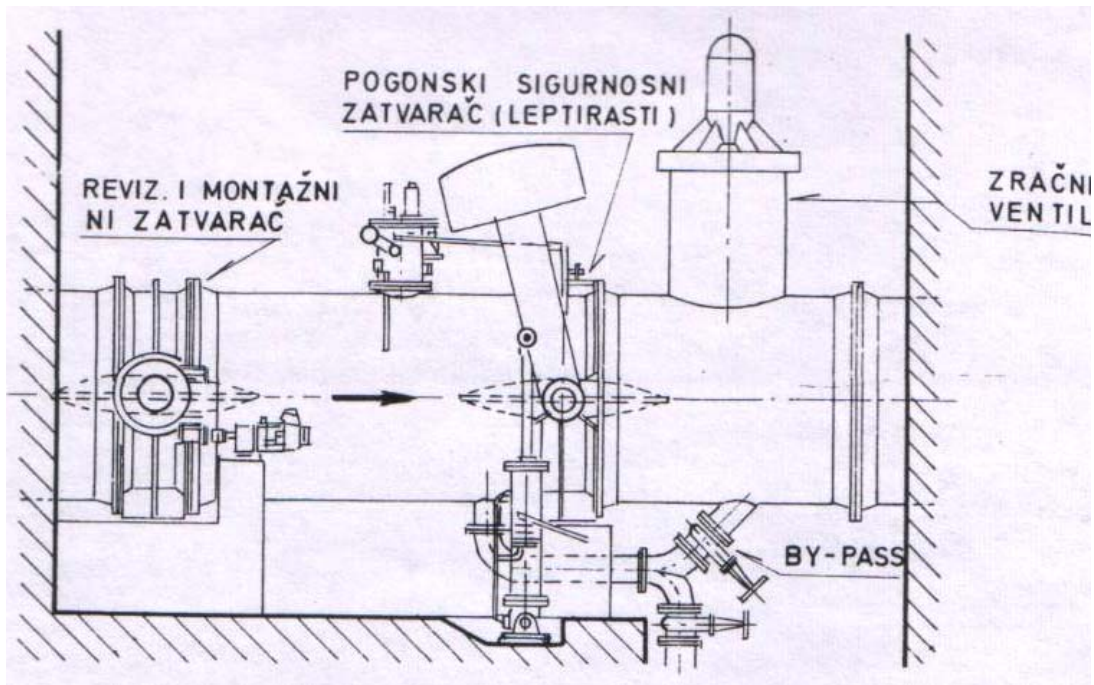
$$F = \rho \cdot g \cdot h \cdot A \text{ (N)}$$

каде што:

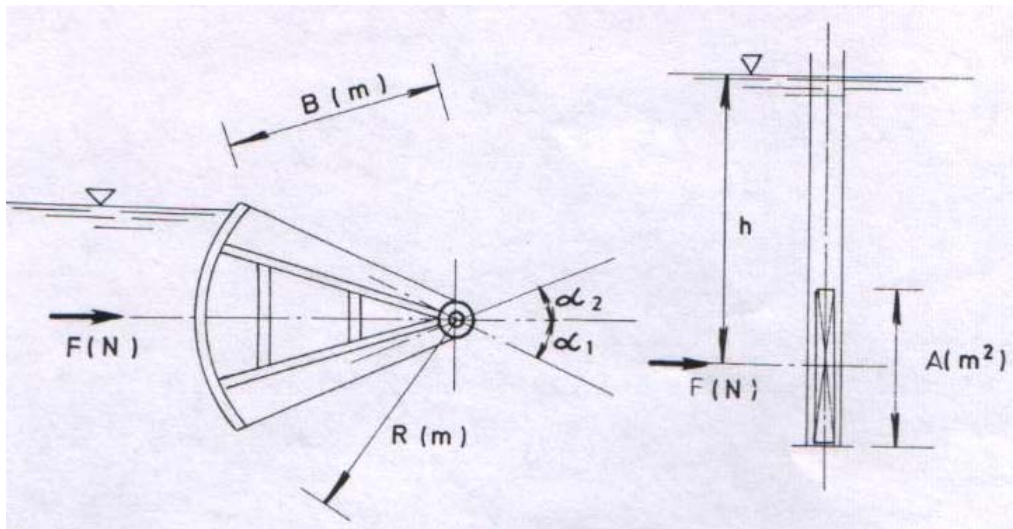
ρ - густина (kg / m^3) вода,

h (m) - разлика на висината на нивоата на водата и оската на затварачот,

A (m^2) - површина на затварачот.



Слика 2.9 Пресек низ засунска комора на високопритисна хидроелектрана



Слика. 2.10 При димензионирање на затворач

За сегментен затварач важи:

- сила на притисокот на водата меродавна за димензионирање изнесува:

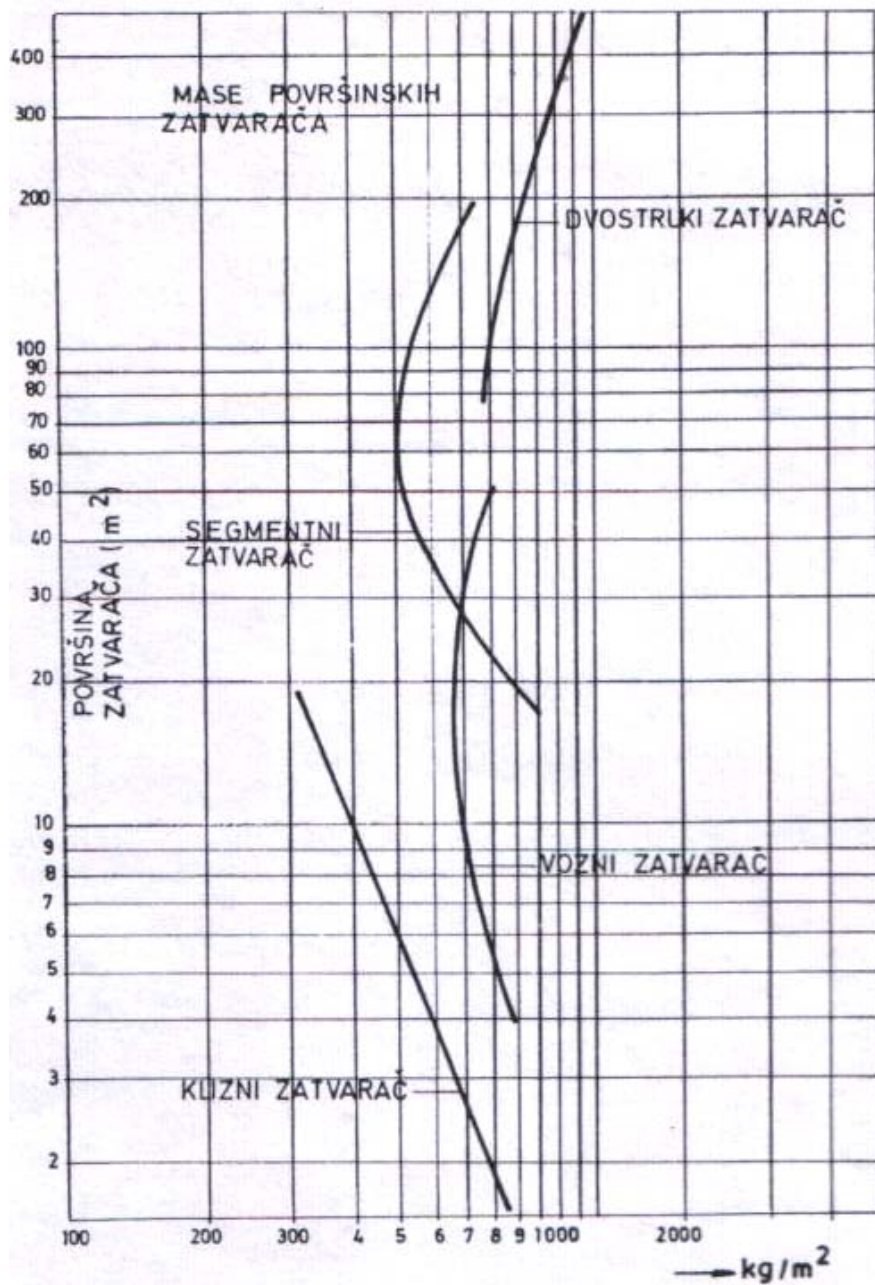
$$F = \rho \cdot q \cdot R^2 \cdot B(a_1 + a_2) \cdot \sin a_1 - (\cos a_2 - \cos a_1) (N)$$

(Види слика 2.10). Влечната сила изнесува:

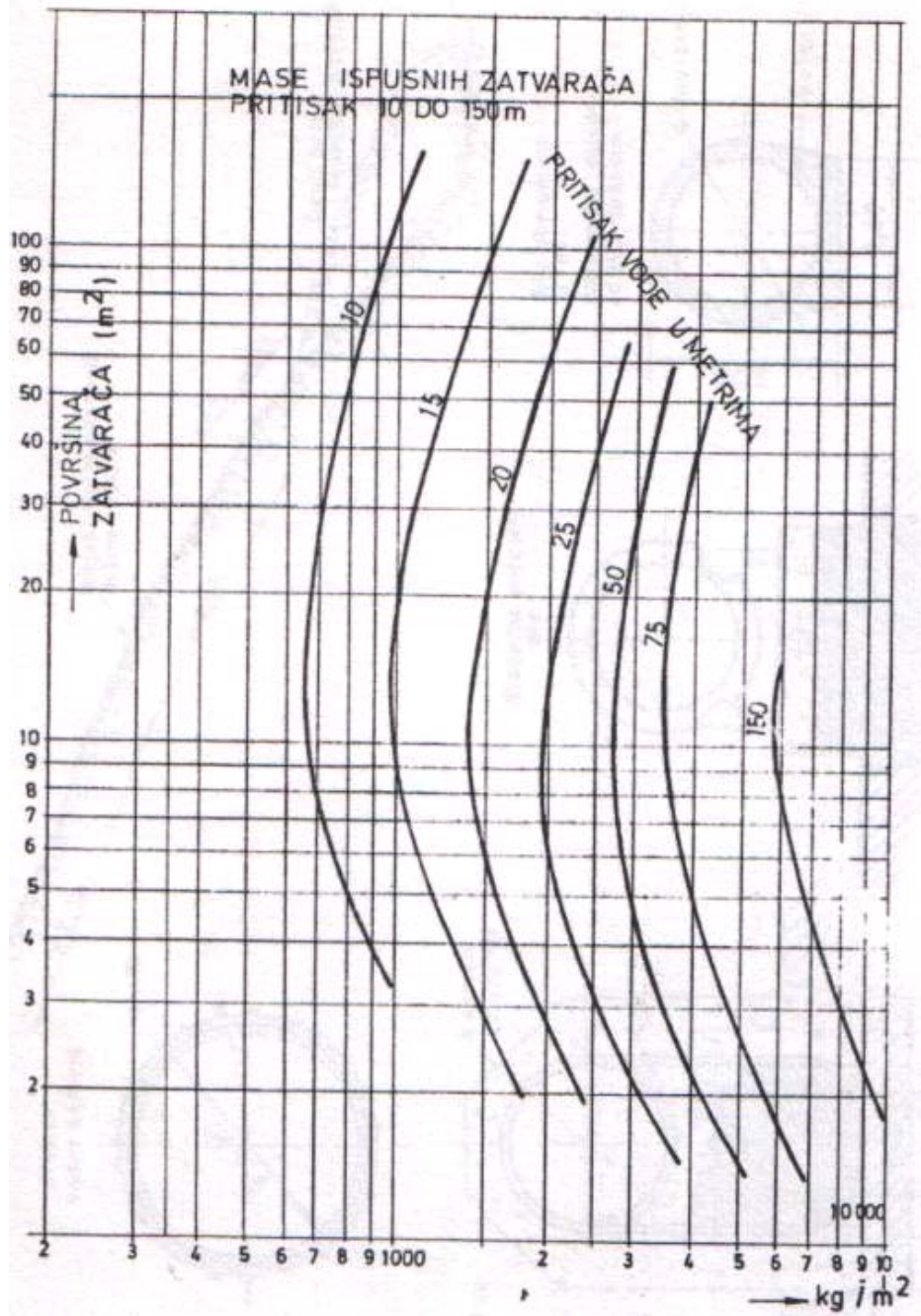
$$F_v = (0,75 \div 1,5) \cdot G \quad (10^4 N)$$

каде што: G - маса на затвораот ($10^4 N$) ($= t$)

Врз база на изведените статистички податоци за затвораи на слика 2.11 и 2.12 се преставени номограми за приближно определување на масата на разни видови на затвораи.



Слика 2.11 Маса на површински затвораи



Слика 2.12 Маса на испустен затворач

3. ПРИТИСНИ ЦЕВКОВОДИ

3.1. ВИДОВИ НА ПРИТИСНИ ЦЕВКОВОДИ

Со оглед на денешните технолошки можности како што се теренските, т.е. геолошките и топографските прилики, денес се изведуваат следните видови на притисни цевководи:

- a) отворено поставени;
- b) слободно поставени во ров,
- c) поставени во длабнатини на површината на земјата и затрупани со земја, односно со материјалот добиен од ископот,
- d) вбетонирани во ров, карпи.

Притисните цевководи завршуваат со разделени цевководи кои што се изведуваат претежно како под b) и d).

Цевководите под a) и b) можат да се изведат во т.н. парцијални или затворени изведби, според тоа дали за превземање на должинските растегнувања се вградуваат експанzioni парчиња цевки или не.

Истата поделба важи и за разделните цевководи.

Кај цевководите вбетонирани во карпа, ова може да се користи за делумно превземање на внатрешната сила.

a) *Отворено поставениите цевководи се највообичаен начин на изведба, кај кои оската на цевководот најмногу се приближуваат на профилот на патеката и притисната линија. За да се одржат јасни и чисти статички односи и за да се следат тековите на дејствување на внатрешните и надворешните сили, цевководот се анкерисува по делници, а посебно во точките во кои се менува насоката на оската на цевководот. Исто така, мора да се опреми со дилатациони спојки со кои се совладуваат температурните влијанија и должинските сили.*

Местото на анкерисување каде што се превземаат значајните сили се одбира според можностите на теренот каде што е можна цврста врска со тлото. Оваа врска се зајакнува со потребна конструкција од армиран бетон и цементни инекции.

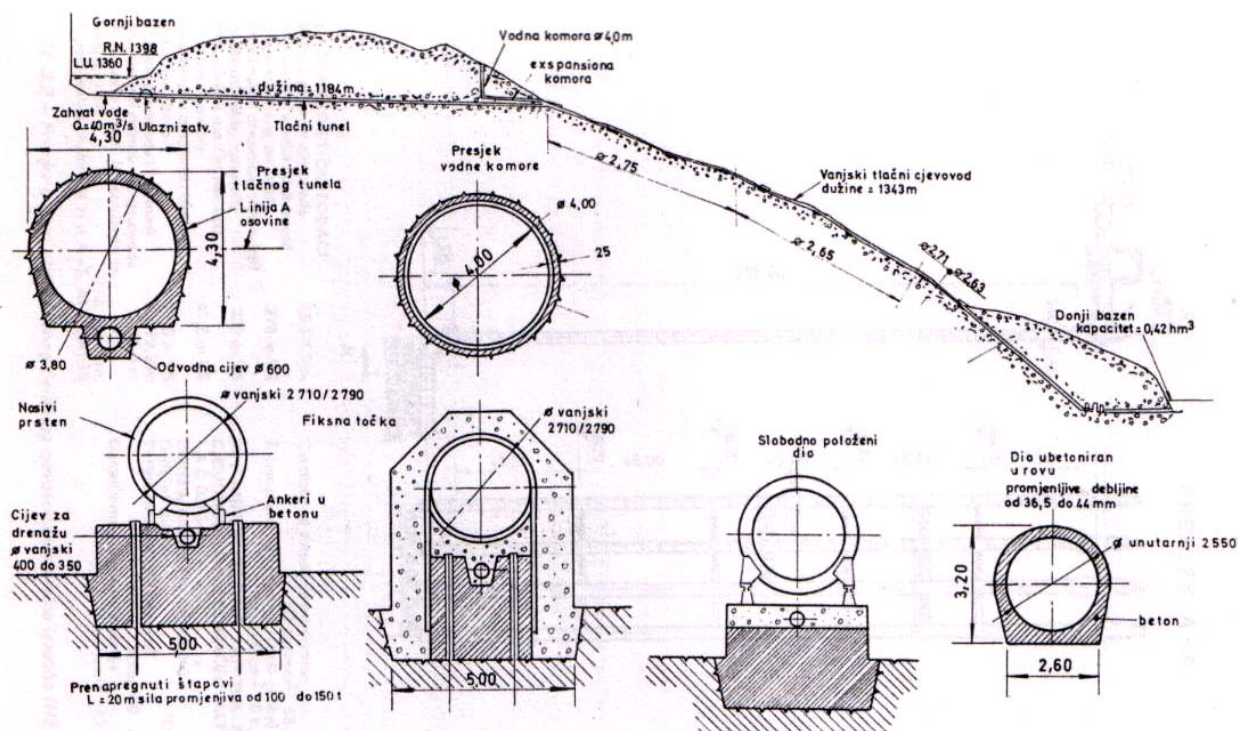
Кај "парцијалните" изведби т.е. анкерисување на повеќе делници со превземање на силите, секоја цевка мора на горниот крај цврсто да се врзе за тлото, а долниот дел од цевката мора да се остави слободен во лежиштето. Овој начин е со нешто поскапа изведба поради градежните работи (масивни блокови со сидра), но го скратуваат времето потребно за монтажа.

Слободно поставените цевководи, со помали должини и поместувања, можат економично да се изведат и без дилатационите додатоци во т.н. "затворена" изведба. Во тој случај цврстите (фиксни) точки во поглед на силата меѓусебно се поврзуваат со самите цевководи. Должинските сили ги превземаат притисните цевководи и ги пренесуваат на анкерот. Димензионирањето на цевководот и цврстите точки треба да се сметаат како статички неопределен случај.

Масата на поедини делници помеѓу фиксните точки се пренесува на посебни лежишта кои што треба да се постават на правилни растојанија, зависно од дијаметарот и дебелината на карпата.

b) Цевководи слободно поставени во ров се применуваат денес само во посебни случаи поради високите градежни трошоци за изведба. Тоа значи дека овој начин на изведба доаѓа во предвид таму каде што постојат неповолни геолошки прилики, каде не е дозволено оптоварување на карпите или каде што не е можно надворешно поставување поради тешките прилики на тлото и околината или при некои други прилики.

Кратките делници на притисните цевководи во оваа изведба (b) можат да се земат во предвид, ако со оглед на диспозицијата на објектот е потребен пристап до на пр. засунските комори, до затвораците или сл. Во поглед на лежиштата и фиксните точки важи вооглавно она што е кажано под а).



Слика 3.1 Пример на отворен челичен притисен цевковод (La Coche)

с) Цевководи постојани во длабочини на површината на земјата (закопани цевководи) и поклопени со материјал добиен од ископ, денес исто така ретко се применува поради високите градежни трошоци, особено при големи дијаметри.

Зависно од надморската висина и климатските услови, надслојот изнесува 80-120 cm.

Цевките кај овие изведби треба да се постават во внимателно припремен ров, обложен со фин гранулациски материјал, потоа со погруб и на крај со хумус. После затрупувањето на цевководот може да се врши анкерисување по целата должина. Често е потребно да се подготви и бетонирани заштита на подлогата, а фиксни точки при поголема промена на насоката на оската.

Затрупаните цевководи одговараат на затворен начин на градба. Поради влијанието на дното и корозијата од земјата која може да содржи и киселини, потребна е антикорозивна заштита.

д) *Цевководи вбейонирани во карѝа* денес се изведуваат во многу случаи од повеќе причини. Кај овие изведби се постигнува најголема заштита од надворешните влијанија, карпите се користат за пренос на внатрешните сили, а можно е и скратување на должината на цевководите од претходно обликуваната праволиниска патека, независно од надворешниот профил на теренот.

Модерната технологија на ископот која овозможува директен ископ во полн потребен профил, се намалува времето за градежни работи. Со примена на посебни методи на бетонирање на цевките и со соодветна техника на заварување, можно е да се постигне добра врска помеѓу цевките, т.е. челик и бетон, а со тоа и со карпите.

Оваа изведба и тоа како бара геолошко сондирање на површината на земјата за пробни ископи (каверни). После бетонирањето се врши инектирање со бетонско млеко.

Димензионирањето на дебелината на цевките на внатрешниот притисок мора во секој случај да биде така спроведено да сигурноста на таквиот цевковод не биде помала од онаа кај слободно поставениот цевковод.

Челичната цевка и бетонската облога мора да ги задоволуваат барањата на надворешниот притисок. Поради сигурноста се пресметува со надворешен притисок кој што е еднаков на внатрешниот статистички притисок.

Денес постојат прилично проверени методи на пресметување за димензионирање и изведба, како и можности за моделски испитувања. Постигнатите искуства многу се користат со цел економична изведба во секој посебен случај.

3.2. ЕКОНОМСКИ ПРЕЧНИК НА ЦЕВКОВОДОТ ПОД ПРИТИСОК

Откако е решена општата концепција на хидроелектраната (или пумпна хидроелектрана или пумпни станици) и е дефиниран инсталираниот проток, се врши избор на видот на цевководот. За таа цел потребни се опширни техничко-економски анализи, од кои една најважна е: избор на економичен пречник.

Хидростатскиот притисок е ист во секоја точка на должинскиот профил на различни нивоа (висини) на горната вода и геодетската висина на точките.

Погонскиот притисок во цевководот под притисок е еднаков на статичкиот притисок (p_{st}) зголемен за динамичкиот притисок (p_{din}) кој се појавува при разни погонски маневрирања и создава осцилации на нивото на водата во водната комора. Според тоа:

$$p_p = p_{st} + p_{din} \quad (\text{Pa}) \quad (3.1)$$

Со оглед на зададениот инсталиран проток можно е да се избераат повеќе пречници. Инвестиционите трошоци, а според тоа и годишните трошоци растат со зголемувањето на пречникот, додека годишните трошоци на загубите на енергијата опаѓаат со пораст на пречникот.

Загубите на енергијата се состојат претежно од загубите од триење. За да се определи економичниот пречник на цевководот под притисок, се земаат следните ознаки:

$s(m)$ - дебелина на ѕидовите на цевководот;

$p(\text{Pa} = \text{N} / \text{m}^2)$ - погонски притисок на водата во цевководот;

$D(m)$ - внатрешен пречник на цевководот;

$\sigma_d(\text{Pa} = \text{N} / \text{m}^2)$ - дозволено напрегање на челикот на цевководот;

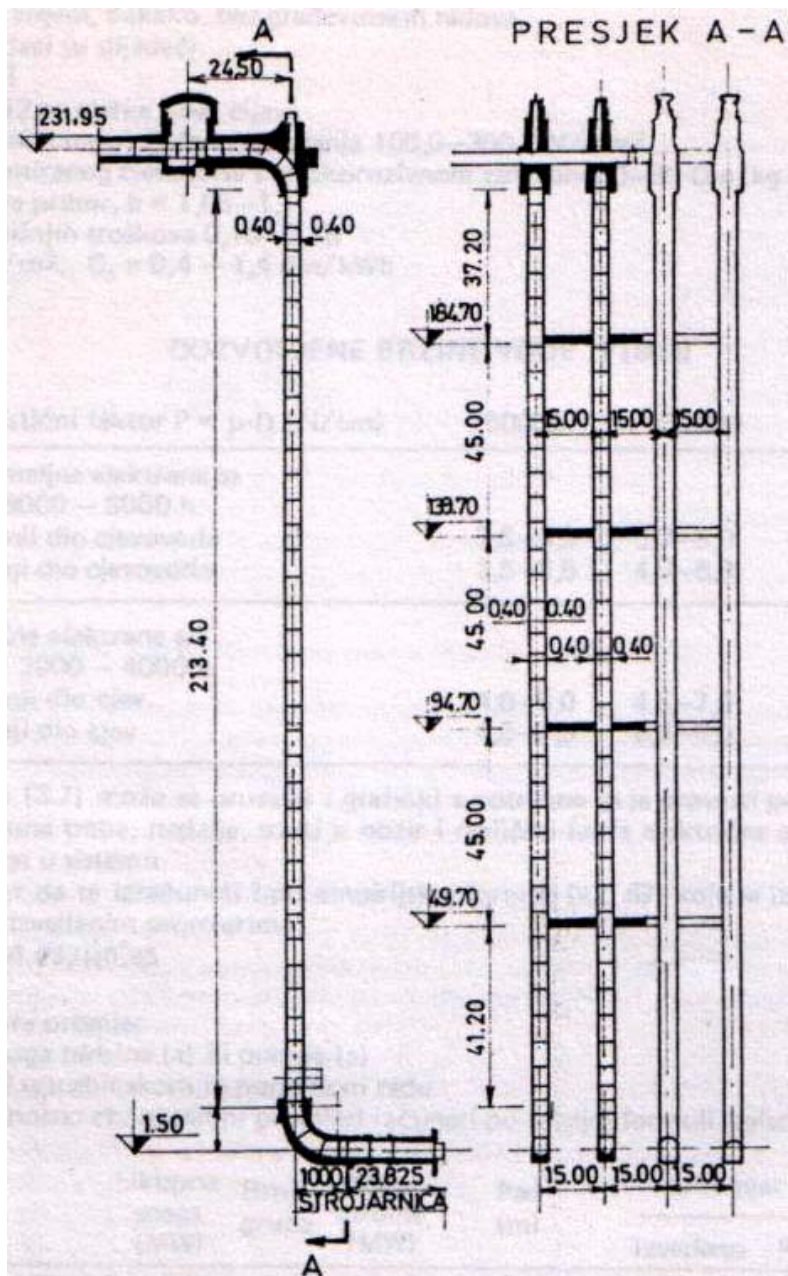
$\rho_c(\text{kg} / \text{m}^3)$ - густина на масата на челикот на цевководот;

$\rho(\text{kg} / \text{m}^3)$ - густина на водата;

$J(\text{din} / \text{m})$ - инвестициски трошоци по должина на цевководот;

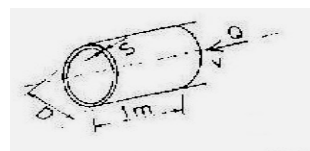
k -квота на капитални годишни трошоци(релативен или процентуален износ);

$h(m/m)$ - загуби на висината на падот во цевководот (Darcy);



Слика 3.2 Пример на во ров вбетониран челичен цевковод во вертикална изведба

$$h = \lambda \cdot \frac{1}{D} \cdot \frac{v^2}{2g}$$



каде се: λ - коефициент на триење;

$v(m/s)$ - брзина на водата во цевководот (просечна)

$$v = Q_m / A = 4Q_m / \pi \cdot D^2 (m/s)$$

$g(m/s^2)$ - сила на тежа, $g = 9,81 m/s^2$

$c(din/kg)$ - цена на монтираниот цевковод;

C_s (din/kWh) - цена на електричната енергија, т.е.

изгубена снага x време = енергија (kWh);

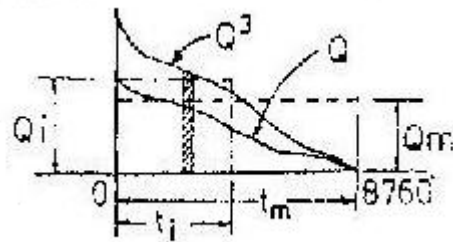
Q_m (m^3/s) - меродавен проток, проток при номинално оптоварување;

со обзир на кривата на траење на работната вода,

постои односот:
$$Q_m^3 = \frac{\Sigma(Q^3 \cdot t)}{t_m}$$

каде што се:

t_m (h) - време на употреба на меродавниот проток или годишен број на погонски часови сведен на меродавниот проток;



$b > 1$ - додаток за прибор за глатки цевки (спојници, прирабници и др.);

T_1 (Din/god) - годишни инвестициски трошоци (капитал) на изградба;

T_2 (Din/god) - годишни трошоци на загубите поради загубите на моќност и енергија при триењето;

η - степен на дејствување на системот (1/1)

Ако дебелината на сидовите на цевководот се пресмета по котловските формули $s = D \cdot p / 2 \cdot \sigma_d$, инвестициониот трошок за изградба по метар должина на цевководот изнесува:

$$J = D \cdot \pi \cdot s \cdot b \cdot \rho_c \cdot c = \pi \cdot \rho_c \cdot \frac{D^2 \cdot P}{2 \cdot \sigma_d} \cdot b \text{ (din/m)} \quad (3.2)$$

Годишните трошоци на изградба изнесуваат:

$$T_1 = k \cdot J = k \cdot \pi \cdot \rho_c \cdot c \cdot b \cdot \frac{D^2 \cdot P}{2 \cdot \sigma_d} \text{ (din/god)} \quad (3.3)$$

Загубите од триење се:

$$h = \frac{\lambda}{D} \cdot \frac{v^2}{2g} = \frac{\lambda}{D \cdot 2g} \cdot \left(\frac{4 \cdot Q_m}{\pi \cdot D^2} \right)^2 \quad (3.4)$$

$$h = 8 \cdot \lambda \cdot Q_m^2 / D^5 \cdot \pi^2 \cdot g = 0,0826 \cdot \lambda \cdot \frac{Q_m^2}{D^5} \text{ (m/m)}$$

Годишните трошоци на загубите изнесуваат:

$$T_2 = 8 \cdot Q_m \cdot h \cdot \eta \cdot t_m \cdot c_s = 0,66 \cdot \eta \cdot \lambda \cdot t_m \cdot c_s \cdot \frac{Q_m^3}{D^5} \text{ (din/god)} \quad (3.5)$$

Вкупните експлоатациски годишни трошоци:

$$T = T_1 + T_2,$$

а законот за минималните трошоци е:

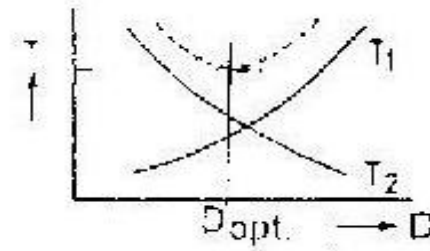
$$\frac{dT}{dD} = \frac{d(T_1 + T_2)}{dD} = 0 \quad (3.6)$$

Бидејќи е $T_1 = K_1 \cdot D^2$, а $T_2 = K_2 / D^5$,

слеува:

$$D_{opt} = \sqrt[7]{5K_2 / 2K_1}, \text{ или}$$

$$D_{opt} = \sqrt[7]{\frac{1,05 \cdot Q_m^3 \cdot \lambda \cdot \sigma_d \cdot C_s \cdot t_m \cdot \eta}{k \cdot \rho_c \cdot c \cdot P \cdot b}} \quad (m) \quad (3.7)$$



Со овој пречник може да се пресмета и оптималната брзина на водата v (m/s) со изедначување на континуитетот.

Релацијата (3.7) важи, секако без градежните работи.

Податоците добиени од искуство се:

$$\eta = 0,77 - 0,83;$$

$$\lambda = 0,008 - 0,12 \text{ за мазни нови цевки};$$

$$\sigma_d - \text{дозволеното тангенцијално напрегање } 100 - 300 \text{ N/mm}^2;$$

$$c - \text{цена на монтиран цевковод со антикорозивна заштита } 30-80 \text{ (Din / kg)}$$

$$b - \text{додаток за прибор, } b = 1,05 - 1,1;$$

$$k - \text{квота на годишни трошоци } 0,10 - 0,16;$$

$$\rho_c - 8000 \text{ kg/m}^3; C_s = 0,4 - 1,4 \text{ din/kWh}$$

Дозволени брзини на водата v (m/s)

Карактеристичен фактор $P = p \cdot D$ (N/cm)	50000	150000	250000
За темелни електрани со			
tm= 6000-8000 h			
-горен дел на цевковод	2.5-4.0	3.0-5.0	4.0-6.0
-долен дел на цевковод	3.5-5.0	4.0-6.0	5.0-7.0
За вршни електрани со			
tm=2000-4000 h			
-горен дел на цевковод	4.0-5.0	4.5-7.0	5.0-8.0
-долен дел на цевковод	4.5-7.0	6.0-8.0	7.0-10.0

Пресметката по изразот (3.7) може да се спроведе и графички, а потребно е да се спроведе по делници. Кај точните пресметки потребно е, понатаму, да се земат во предвид и различните тарифи на електричната енергија според цената на гарантираната моќност во системот.

Економскиот пречник треба да се пресмета и по емпириска формула која извонредно се совпаѓа со реалните изведени пречници:

$$D_{opt} = 0,72 \cdot p^{0,43} / H^{0,65} \quad (3.7a)$$

каде се:

D_{opt} (m) - оптимален пречник;

P (kW) - номинална моќност на турбината или пумпата;

H (m) - номинален пад во турбинската или пумпната работа;

Така на пример, изведни пречници односно економски пречници пресметани по горната формула изгледаат вака:

Постројки/ год. на изградба	Вкупна моќност (MW)	Број на група	Моќност на турбините (MW)	Пад (m)	Пречник на цевка (изведено)	Пречник на цевка (релација 3.7a)
Alacantara (Spain) 1975	915	4	242	96.9	7.50	7.56
Bratsk (SSSR) 1965	4500	20	220	100.0	7.00	7.10
Churchil Falls (Canada) 1974	5000	11	476	313.0	4.60	4.72
Estreito (Brazil) 1969	1050	6	167	60.3	8.20	8.75
Itaipu (Brazil- Paraguay) 1983-1988	12600	18	717	118.4	10.50	10.55

3.3. ХИДРАУЛИЧНИ ОДНОСИ И ЗАКОНИ НА ДИМЕНЗИОНИРАЊЕ

3.3.1. Еквивалентен цевковод

За анализа и дефинирање на динамичките појави во системот водна комора - притисен цевковод - хидраулична постројка, се користи поимот еквивалентен цевковод за потребата од брзи пресметки на основните хидраулични односи и хидродинамички параметри.

Вкупната должината на притисните цевководи L (m) се состои од n нееднакви делови (делници) кои ги карактеризираат следните параметри:

- должина l_i (m); $\Sigma l_i = L$;
- внатрешен пречник D_i (m);
- дебелина на ѕидовите s_i (m);
- површина на пресекот A_i (m²);
- најголем проток во работен режим Q_0 (m³/s) при пад H_0 (m) во турбинската или напор H_0 (m) во пумпна работа, при потполно отворен вентил;
- брзина на водата v_{oi} (m/s) за соодветен Q_0 ;
- брзина на ширење на бранот на притисокот (при нагло затворање) за слободно поставени притисни цевководи;

$$a_i = \frac{1420}{\sqrt{1 + \frac{D_i}{s_i \cdot 100}}} \quad (m/s) \quad (3.8)$$

Брзината на ширење на бранот на притисокот за челичен цевковод во тунел со бетонска облога:

$$a_i = \sqrt{\frac{1}{\rho}} / \sqrt{\frac{1}{k} + \frac{D_i}{E_c \cdot s_i}} (1 - \lambda) \quad (3.8a)$$

каде што се:

$\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$ - густина на вода;

$k = 2,11 \cdot 10^9 \text{ daN/m}^2$ - модул на еластичност на водата;

D_i (m) - внатрешен пречник на челичната цевка;

D_v (m) - надворешен пречник на челична цевка; $D_i = D_v - s_i \cdot 2$;

D_b (m) - надворешен пречник на бетонската облога;

s_i (m) - дебелина на челичните сидови;

$E_c = 2,0 \cdot 10^{10}$ da N/m^2 - Youngov модул на еластичност на челикот;

$E_B = 2,9 \cdot 10^9$ da N/m^2 - Youngov модул на еластичност на бетонот;

$E_s = 1,0 \cdot 10^9$ da N/m^2 , за Youngov модул;

$E_s = 0,3 \cdot 10^9$ da N/m^2 , еластичност за сидовите;

$m = 6$ - Poisson-ов коефициент на сидот;

$$\lambda = (D_v^2 / 4 \cdot E_c \cdot s_i) / \frac{D_v^2}{4 \cdot E_c \cdot s_i} + \frac{D_b^2 - D_v^2}{4 E_B \cdot D_b} + \frac{m+1}{2 \cdot m \cdot E_s} \cdot D_v \quad (3.8б)$$

За армиран бетонски тунел (без челични цевки) важи:

$$a_i = \sqrt{\frac{k}{\rho}} / \sqrt{1 + \frac{k}{E_b} \cdot \frac{D_t}{1 + (t-1) \cdot a}} \quad (3.8ц)$$

каде се:

D_t - внатрешен пречник на тунелот;

$t = E_c / E_B$;

$a = F / S$ - коефициент на армирање, F (m^2) површина на арматурната облога, S (m) дебелина на бетонската облога;

Вредноста на a_i во пракса варира од 700 и 1300 m/s .

Реалниот цевковод, кој се состои од делови на горните карактеристики, за потребните анализи и пресметки може да се надомести со "еквивалентен цевковод" со иста должина и константен пречник со следните параметри:

- еквивалентна брзина v_0 (m/s):

$$v_0 = \left[Q_0 \frac{l_i \cdot v_{oi}}{l_i \cdot A_i} \right]^{1/2} \quad (3.9)$$

- еквивалентна брзина на ширење на бранот a (m/s);

$$a = \frac{L}{\sum \frac{l_i}{a_i}} \quad (3.10)$$

- еквивалентен дијаметар D_0 (m):

$$D_0 = \sqrt{\frac{4Q_0}{\pi \cdot v_0}} \quad (3.11)$$

При пресметката на динамичките преодни случаи (затворања и отворања на спроводните апарати, нагли испади при полн терет и.т.н.) на сите групи споени на еквивалентниот цевковод, се започнува од следните услови:

- а) Протокот во цевководот е еднаков на збирот од протокот на посебните турбини.
- б) Хидрауличната моќност на целиот систем е еднаква на збирот на моќноста на посебните групи.
- в) Изразот GD^2 за системот е еднаков на збирот на GD^2 на посебните групи.
- д) Маневрите со спроводниот апарат треба да ги имаат истите услови и карактеристики за сите турбини.

3.3.2. Случаи при нагли промени на режимот на работа во погон

Проблемите од хидрауличниот удар не се предмет на ова разгледување па само се потсетува и упатува на темелните испитувања и практични резултати од книгата на J. Parmakian, *Waterhammer Analysis*.

Ќе бидат дадени некои од методите за брзо определување на основните параметри и тоа зголемување на притисокот и брзината на вртење во хидроенергетската постројка, конвенционалните и пупните, во случаи на испад на група од мрежата во турбинската или пумпната работа.

3.3.2.1. Спори линеарни промени на режимот на работата

Ако со T_c (s) се означи најкраткото време на затворање на спроводниот апарат (дистрибутерот) од 100 до 0, а со T_a (s) најкраткото време на отворање на дистрибутерот од 0 до 100, тогаш сите можни линеарни промени на режимот на работа (маневри) на дистрибутерот можат да се дефинираат како "спори", и тоа ако е исполнет условот:

$$\frac{2L}{a} < T_c, T_a$$

Во најкритичните случаи при затворање со доволна апроксимација може да се определи најголемиот директен пораст на притисокот ΔH во проценти од динамичкиот притисок H_0 (m) на крајот на долниот дел на цевководот, од изразот (MISCHAUD):

$$\frac{\Delta H}{H_0} \% = \frac{2 \cdot l \cdot v_0}{g \cdot H_0 \cdot T_c} \cdot 100 = \frac{2 \cdot t_c}{T_c} \cdot 100 \quad (3.12)$$

За останатите секции на цевководот може да се земе дека најголемата вредност ΔH ја намалува линеарната должина на цевководот, додека не се изедначи со пиезометарскиот притисок.

При *отворање* може да се земе дека е во најнеповолен (критичен) случај на директно *намалување на притисокот* ΔH во проценти од динамичкиот притисок H_0 (m) на крајот на долниот дел од цевководот зададено со изразот:

$$-\frac{\Delta H}{H_0} (\%) = -\frac{2 \cdot L \cdot v_0}{g \cdot H_0 \cdot T_a} \cdot 100 = -\frac{2 \cdot t_c}{T_a} \cdot 100 \quad (3.12a)$$

За останатите секции во првото приближување може да се земе линеарното намалување како при затворањето. Каде што:

ΔH (m) - најголем директен пораст на притисокот на почетокот на долниот дел на цевководот;

H_0 (m) - динамички пад односно напор во режимот;

L (m) - вкупна должина на притисниот цевковод;

v_0 (m/s) - најголема брзина на водата во цевководот при пад H_0 (m) во работен режим;

T_c (s) - најкратко тотално време на затворање на дистрибутерот од 100 до 0;

T_a (s) - исто при отварање од 0 до 100;

$t_c = L \cdot v_0 / g \cdot H_0$ (s) - карактеристично време на цевководот (време на влез во погонот);

a (m/s) - брзина на ширење на бранот на притисокот (релац. 3.8)

3.3.2.2. Нагли линеарни промени на работен режим

Ако е $\frac{2L}{a} < T_c, T_a$, тогаш сите можни линеарни промени на режимот на работа на дистрибутерот можат да се дефинираат како "нагли".

Во најкритичните случаи на отворање и затворање, со соодветен пораст или намалување на притисокот, $\pm \Delta H$ во проценти од динамичкиот притисок H_0 (m), на долниот дел на цевководот може да се определи со изразот (ALLIEVI):

$$\pm \Delta H / H_0 (\%) = \pm (a \cdot v_0 / g \cdot H_0) \cdot 100 \quad (3.12b)$$

каде $\pm \Delta H$ е најголема вредност на порастот или намалувањето на притисокот на почетокот на долниот дел на цевководот, а останатите ознаки се исти со претходниот израз. (3.12a)

Времињата T_c и T_a можат да се изразат како:

$$\begin{aligned} T_c &= \frac{1}{K_1} \cdot \frac{2L}{a} \\ T_a &= \frac{1}{K_2} \cdot \frac{2L}{a} \end{aligned} \quad (3.12\text{ц})$$

каде K_1 и K_2 се броеви поголеми од 1 ($K_1, K_2 > 1$).

Најголемите вредности на зголемување или намалување на притисокот настапуваат почнувајќи од долниот дел на цевководот, на раздалеченост:

$$L_1 = L(K_1 - 1) / K_1, \text{ за зголемување на притисокот;}$$

$$L_2 = L(K_2 - 1) / K_2, \text{ за намалување на притисокот.}$$

На растојанија $L - L_1, L - L_2$ може да се земе во прво приближување, фактот дека промените на притисокот линеарно опаѓаат се додека не се изедначат со пиезометарската линија.

3.3.2.3. Нагло затварање на млазничкиот на Пелтон турбина

Ако на притисниот цевковод со n Пелтон турбини и секоја со i млазника дојде до затварање на $n \cdot i$ млазника, настанува критичен пораст на притисокот во сите делници на притисниот цевковод во износ од:

$$\Delta H = K \cdot \frac{a \cdot v_0}{g \cdot n \cdot i} \text{ (m)} \quad (3.12\text{д})$$

каде $K=1,75$, коефициент од изразот Allievi; останатите ознаки од изразот 3.12, како претходните.

3.3.2.4. Испад на производниот апарат од мрежата

За Пелтон турбините како и за Францис турбините опремени со "спореден испуст" (регулатори на проток) нема посебни проблеми бидејќи во случај на испад веднаш го затвора доводот на вода со отклонувач на млазот кај Пелтон турбината, а споредниот испуст кај Францис турбината го превзема полниот проток.

Споредниот испуст обично се вградува на турбинската спирала, а може да се вгради и на притисниот цевковод, паралелно на турбината: во двата случаи системот со масло под притисок за турбинска регулација и погон на сервомоторот на споредениот испуст мора да биде заеднички, бидејќи секое нагло затварање на спроводниот апарат автоматски доведува до отворање на регулаторот на притисокот.

Услови за потреба на вградување на споредениот испуст:

Ако е:

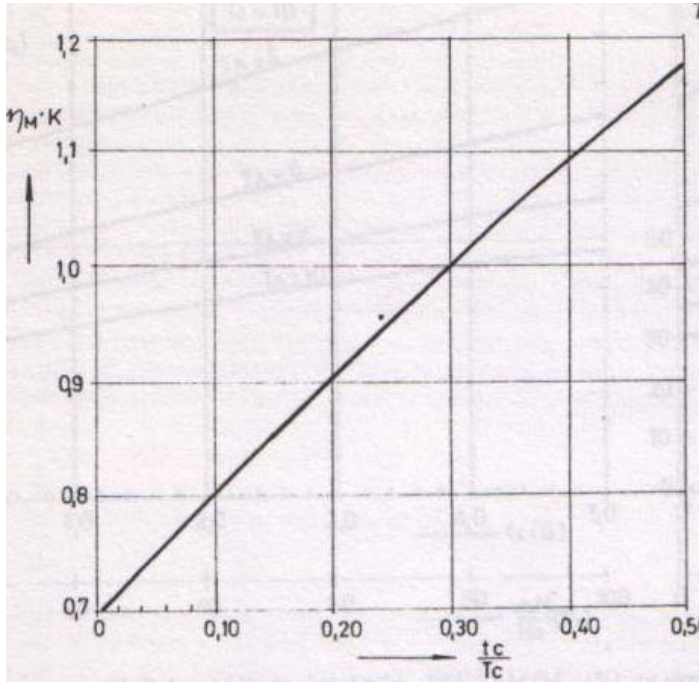
$C < 0,1$ - непотребен зафат;

$0,1 < C < 0,2$ - потребно зголемување GD^2 (до 20%)

$0,2 < C$ - потребно вградување на споредениор испуст

каде што :

$$C = \frac{L \cdot v_0}{g \cdot H_0 \cdot T_c} = \frac{t_c}{T_c}$$



$$\eta_{MK} = 0,7 \left[1 + 1,5 \frac{t_c}{T_c} - 0,25 \left(\frac{t_c}{T_c} \right)^2 \right]$$

η_{MK} -среден к.п.д. на турб. за време на затворање 100→0

$$t_c = \frac{LV_0}{gH_0} \text{ каракт.време на притисен}$$

цевковод

L (m)-должина на цевковод

V_0 (m/s)-брзина на водата во цевководот во режим

H_0 (m)-пад т.е напор за времетраење на режимот

T_c (с)-време на затворање на дистрибуторот на турбината

к-бездименз. параметар

Слика 3.3 Вредности за $\eta_M K$ во функција од t_c / T_c

$$\frac{\Delta H}{H_0} = \frac{2t_c}{T_c}$$

$$\frac{\Delta n}{n_0} = \sqrt{1 + \frac{\eta_M K \cdot T_c}{T_A}} - 1$$

ΔH -пораст на притисокот (m)

GD^2 -замајна маса на произволна група

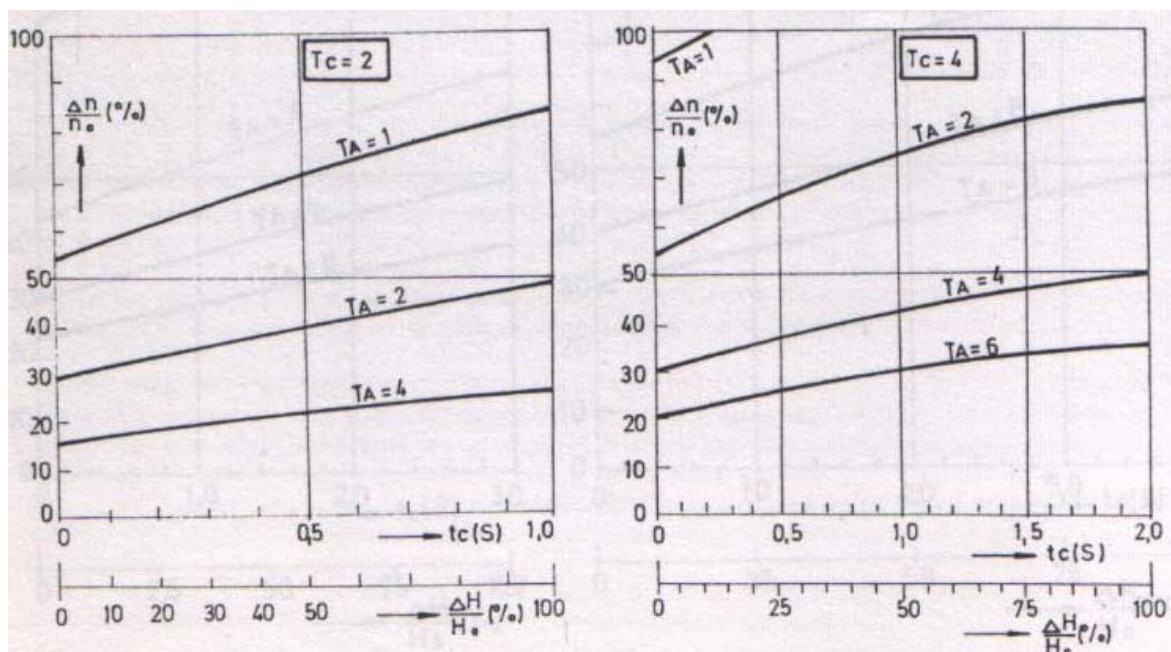
n_0 -број на вртежи во режим

P_0 -хидраулична моќност во режим (kW)

Δn -пораст на брзината (min^{-1})

$$T_A = \frac{GD^2 - n_0^2}{0,37 \cdot P_0} \cdot 10^{-6} \text{ (s)}$$

T_A -време на залет на група (s)



Слика 3.4 Вредности $\Delta n/n_0$ (%) и $\Delta H/H_0$ (%) за различни износи на t_c и T_A

3.3.2.5 Францис турбина без спореден исус

При испад на производните групи кај полно оптоварување од електроенергетската мрежа, спроводниот апарат веднаш преминува во маневар на потполно затворање. Во тој случај настанува пораст на притисокот $\Delta H/H_0$ (%) и зголемување на брзината на групата за $\Delta n/n_0$ (%) кои може да се пресмета со доволна апроксимација со помош на изразите:

$$\frac{\Delta H}{H_0} = \frac{2t_c}{T_c} \cdot 100 \text{ (\%)} \quad (3.12)$$

при услов дека е $T_c > \frac{2L}{a}$, и

$$\frac{\Delta n}{n_0} = \sqrt{1 + \frac{\eta_m \cdot K \cdot T_c}{T_A}} - 1 \text{ (\%)} \quad (3.13)$$

$$\eta_m \cdot K = 0,7 \cdot \left[1 + 1,5 \frac{t_c}{T_c} - 0,25 \cdot \left(\frac{t_c}{T_c} \right)^2 \right] \quad (3.14)$$

Во реалциите означуваат:

GD^2 (kgm^2) - замајна маса на производната група (момент на инерција);

P_0 (kW) - хидраулична моќност во режимот;

n_0 (min^{-1}) - број на завртувања на групата;

$$T_A = \frac{GD^2 \cdot n_0^2}{0,37 \cdot P_0} \cdot 10^{-6} (s) - \text{време на забрзување на групата};$$

Δn (min^{-1}) - најголем пораст на брзината на вртење на групата на крајот на маневарот на затворање;

η_m - среден корисен степен на дејствување на турбината. За време на преодните појави на целосно затворање на спроводниот апарат, може да се земе $\eta_m = 0,70$;

K - бездимензионален параметер;

a (m/s) - брзина на ширење на бранот на притисокот.

Во дијаграмот 3.3. се дадени вредностите за $\eta_m \cdot K$ во функција од $t_c / T_c = 0,5$. Вредностите поголеми од 0,5 не се користат во пракса.

На слика 3.4. се дадени вредностите $\Delta n / n_0$ и $\Delta H / H_0$ во функција од t_c и T_A , при што се дадени практични вредности за времето на затворање $T_c = 2, 4, 6, 8, 10, 12 \text{ sek}$.

Со помош на релациите (3.12), (3.13), (3.14) може да се пресмета во дадени ситуации порастот на брзината ($\Delta n / n_0$) и порастот на притисокот ($\Delta H / H_0$).

Времето на затворање на спроводниот апарат (дистрибутерот) на турбината може приближно да се определи со помош на изразот:

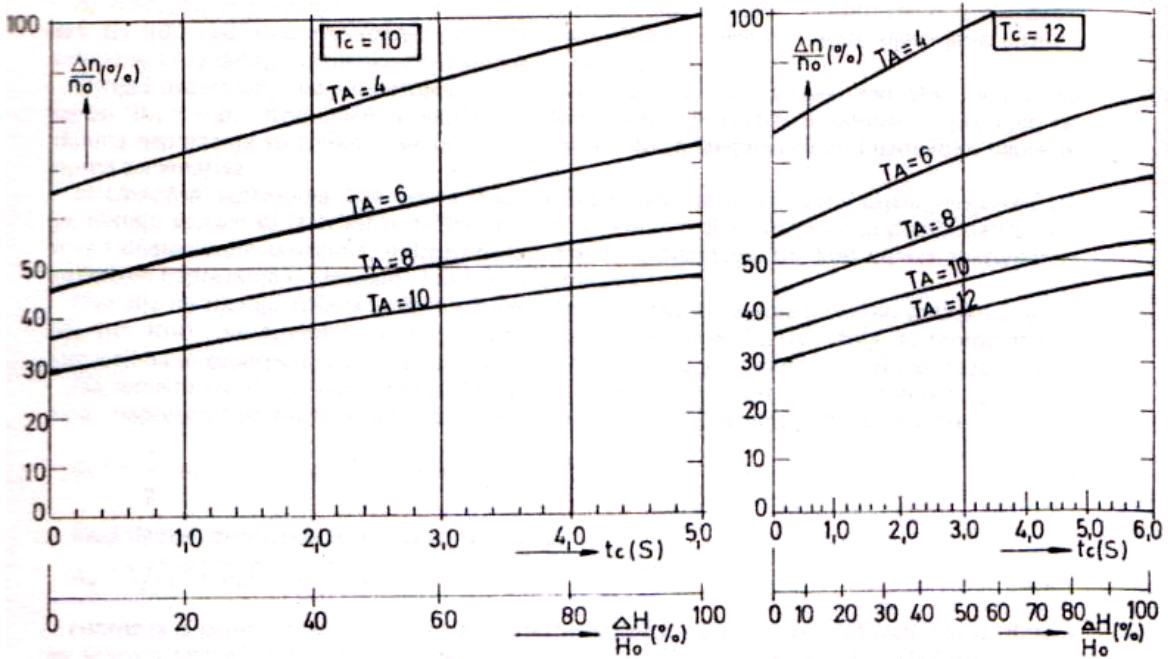
$$T_c = \frac{\Delta n}{n} \left[GD^2 \cdot 10^{-3} \cdot n_0^2 \cdot \left(1 + 0,5 \frac{\Delta n}{n_0}\right) \cdot [182 \cdot P_0]^{-1} (s) \right. \quad (3.14a)$$

Максимално дозволеното зголемување на брзината на вртење $\Delta n / n_0 \leq 0,45$.

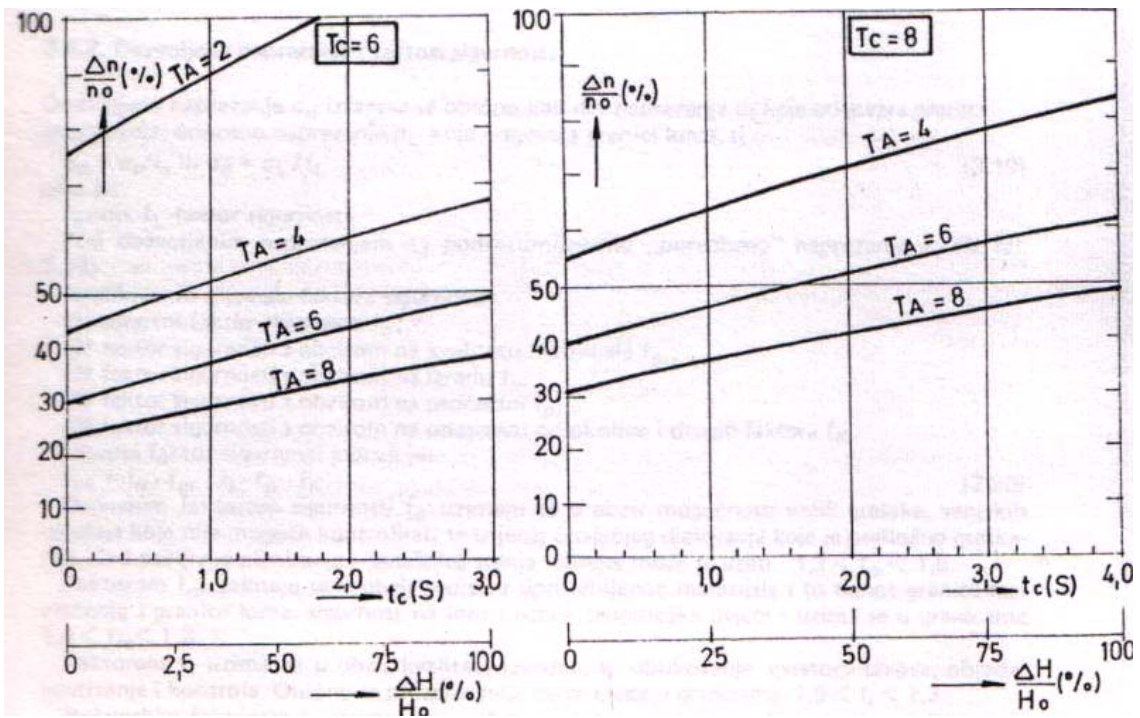
Време на затворање на регулаторот на притисокот обично изнесува $T_R = 30 - 60 (s)$. Доколку е дозволен поголем пораст на притисокот, времето на затворање на регулаторот на притисокот може да се намали. При услов турбината да е опремена со регулатор на притисок со време на затворање $T_R (s)$, карактеристичното време на цевководот t_c преминува во изразот:

$$t'_c = \frac{L \cdot v_0}{g \cdot H_0 \cdot T_R} (1/1) \quad (3.14б)$$

кое може да се нарече "карактеристика на цевководот".



Слика 3.4 Вредности $\Delta n/n_0$ и $\Delta H/H_0$ (%) за разни износи на t_c и T_A



Слика 3.4 Вредности за $\Delta n/n_0$ и $\Delta H/H_0$ (%) за разни износи на t_c и T_A

Во тој случај порастот на притисокот може да се определи од релацијата:

$$\frac{\Delta H}{H_0} = \frac{t'_c}{2} \cdot \sqrt{(t'_c)^2 + 4 + t'_c} \quad (1/1) \quad (3.14\text{ц})$$

Хидраулички потребна замајна маса (Морозов):

$$GD^2 = 182 \cdot \frac{P_0 \cdot T_0}{n_0^2 (\Delta n / n_0)} (tm^2) \quad (3.14д)$$

Минимална вредност GD^2_{MIN} :

$$GD^2_{MIN} = 448 \cdot \frac{P_0}{n_0^2} \cdot k (tm^2) \quad (3.14е)$$

каде :

$\kappa = 6-7$, за Францис и Каплан;

$\kappa = 2-5$, за Пелтон турбини.

3.4. НАСОКИ ЗА ДИМЕНЗИОНИРАЊЕ И ПРОЦЕНКА НА ТЕЖИНАТА

3.4.1 Сили и напрегања

Главни сили кои дејствуваат на притисните цевководи потекнуваат од: внатрешниот притисок, тежината и температурата.

Најнеповолните услови треба да се посматраат комплексно, за секое карактеристично место во целиот состав. Силите кои дејствуваат на притисниот цевковод може да се класифицираат во следните групи:

(1) Сили кои постојано дејствуваат, а причина за тоа е:

- внатрешниот притисок вклучително притисните удари при маневар;
- сопствена тежина и тежината на водната маса;
- температурните промени;
- притисок од земјата.

(2) Пролазни сили, кои се јавуваат поради:

- полнење и празнење;
- подпритисок во погонските маневри (пумпни хидроелектрани);
- ветар и оптоварување од снегот.

(3) Посебни сили, кои се појавуваат при:

- притисни проби во фабриките или после монтажа;
- дефект на сигурносните уреди;
- потрес,
- одрон на замјата, снежни лавини и.т.н.

При наведените сили се јавуваат следните напрегања:

- a) тангенцијални напрегања (прстенести напрегања);
- b) радијални напрегања;
- c) должински напрегања

a) *Тангенцијални напрегања.* За димензионирање на цевките на оптоварување од внатрешниот притисок важи котловската формула од каде за тангенцијалното напрегање се добива:

$$\sigma_t = p_i \cdot \frac{r_m}{s} \quad (3.15)$$

додека за цевки со големи дебелини на сидовите пресмета треба да се изведе со релацијата на Ламе:

$$\sigma_t = p_i \frac{r_a^2 + r_i^2}{r_a^2 - r_i^2} \quad (3.16)$$

каде:

σ_t - тангенцијално напрегање ($p_a = N \cdot m^2$);

p_i - внатрешен притисок ($p_a = N / m^2$);

r_a, r_i - надворешен и внатрешен пречник (m);

$r_m = r_i + s / 2$ - среден радиус (m);

s - дебелина на сидовите (m).

b) *Радијални напрегања.* Според оптоварувањето (надворешниот притисок, внатрешниот притисок, притисокот на земјата и.т.н.), радијалното напрегање σ_r го постигнува својот најголем износ на местото на дејствување на товарот и од таму низ дебелината на сидовите брзо се намалуваат на нула.

При оптоварувањето од внатрешниот притисок, за внатрешните влакна на цевката, радијалното напрегање изнесува $\sigma_{ri} = -p_i$. Кај цевки со релативно мала дебелина на сидовите во однос на пречникот, радијалните напрегања се толку мали да во споредба со тангенцијалните и должински напрегања се занемарливи.

c) *Должински напрегања.* Силите кои дејствуваат во должинска насока и напрегањата σ_u кои притоа настануваат се состојат од: сопствената тежина, попречната контракција, триење на подножјата (лежиштата) и дилатационите подметнувачи, хидростатичкиот притисок на дилатација, силите кај местата на закривување, должинските напрегања од свиткување и температурни сили.

Овие сили не дејствуваат истовремено на целиот обод, туку се зависни од начинот на поставување, градбата и.т.н. При "затворена" изведба, т.е. без дилатациони додатоци најважни се температурните сили кои се суперпонираат и силите од загревање при заварување во завршната фаза на монтажата.

На база на трите главни напрегања, димензионирањето може да се спроведе со примена на "споредбено" напрегање според хипотезата од промената на состојбата. Ова напрегање е дадено со изразот:

$$\sigma_v^2 = \frac{1}{2}(\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_u)^2 + (\sigma_u - \sigma_t)^2 \quad (3.17)$$

Кај притисните цевководи $\sigma_r = 0$, па се добива:

$$\sigma_v = \sqrt{\sigma_t^2 + \sigma_u^2 - \sigma_t \cdot \sigma_u} \quad (3.18)$$

Хипотезата за промена на состојбата кажува дека пластична деформација може да се очекува ако σ_v ја постигне границата на развлекување на материјалот, додека за сигурноста од оштетување не говори ништо. Меѓутоа, за соодветен челик оваа хипотеза може да се примени со доволно приближување на реалните односи.

3.4.2. Дозволени напрегања и фактори на сигурност

Дозволеното напрегање σ_d обично се изразува како дел од напрегањето σ_s кое одговара на границата на развлекување, односно напрегање σ_L кое одговара на границите на оштетување т.е:

$$\sigma_d = \sigma_s / f_s \text{ или } \sigma_d = \sigma_L / f_L \quad (3.19)$$

каде што:

f_s односно f_L - фактор на сигурност;

Под дозволено напрегање σ_d се подразбира "споредбено" напрегање σ_v (релација 3.18).

Се разликуваат следните видови на фактори на сигурност:

- (1) основен фактор на сигурност f_0 ;
- (2) фактор на сигурност со обзир на квалитетот на материјалот f_m ;
- (3) фактор на сигурност со обзир на изработката f_i ;
- (4) фактор на сигурност со обзир на пресметката f_p ;

(5) фактор на сигурност со обзир на опасноста од околината и другите фактори f_k .

Вкупниот фактор на сигурност е еднаков на:

$$f_{uk} = f_0 \cdot f_m \cdot f_i \cdot f_p \cdot f_k \quad (3.20)$$

Со основниот фактор на сигурност f_0 се земаат во предвид можностите за поголеми грешки, надворешните влијанија кои не е можно да се контролираат потоа човечкото влијание кое е подложно на грешки. При внимателно планирање и денешната состојба на техниката може да се земе $1,2 < f_0 < 1,5$.

Со факторот f_m се земаат во предвид својствата на употребениот материјал и тоа односот на границата на развлекување и границата на оштетување, сигурноста од оштетување и останатите технолошки услови и се зема во граници $1,0 < f_m < 1,3$.

Со факторот f_i се зема во предвид квалитетот на изведбата, т.е. обликување, цврстината на спојките, обработката, испитување и контрола. Обично се претпоставува дека се движи во граници $1,0 < f_i < 1,3$.

Со пресметковниот фактор f_p се земаат во предвид грешките на влезните податоци за пресметка, грешки во пресметката и.т.н. Овој фактор се зема $1,0 < f_p < 1,5$.

Факторот на опасност од околината зема во предвид разни степени на опасност за цевковод кои се различни зависно од тоа дали цевководот е вбетониран, слободно поставен, во пештера, и.т.н. и се зема во граници $1,0 < f_k < 1,5$.

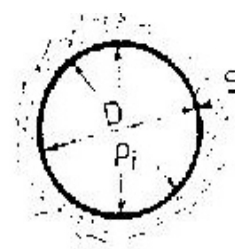
3.4.3. Статистички пресметки

За мазни цевки дадени се изрази за сите видови напрегања (релации 3.15 до 3.18).

Истото важи за:

- пресметка на надворешен притисок; и
- пресметка на темелите (лежиштата) и цврстите точки.

За вбетонирани челични цевки условите се



нешто поинакви. Се работи за три конструктивни елементи: челични лимови, бетонски слој и карпи па условите се слични на цевките со три слоја. Овде е битно влијанието на бетонот и карпите, чие учество во преносот на силата го растеретува челичниот лим на притисните цевки.

Пресметковно вбетонираната цевка може во однос на слободно поставената цевка да се пресмета земајќи го факторот a , па се добива:

$$\sigma_i = a \cdot \frac{p_i \cdot D}{2 \cdot S}, \quad a \leq 1,0 \quad (3.21)$$

при што факторот a содржи се што е непознато и познато.

Предвидениот оквир на ова поглавје на дозволува понатамошно анализирање на проблемите.

Секако треба да се нагласи едно правило за димензионирање на вбетонираниот цевковод.

Додека полноо оштетување од внатрешниот притисок теоретски може да го превземе самата челична цевка, значи без учество на бетон и карпи, дозволено е тангенцијално напрегање смее да досигне, во лимот, 80-90 % граница на развлекување (во граничен случај и до 100 %).

3.4.4. Проценка на масата

При определување на основните параметри на хидроенергетските постројки како и при проценка на масата на посебни делови од опремата, во пракса често е неопходно да се определи редот на големините на трошоците за опремата со толеранција од $\pm 5\% \div 10\%$. Овие проценки се неопходни во првите фази на проектот за хидроенергетските постројки, на пр. при определување на големините за изградба на хидроелектраната, кога е потребно да се определат инвестиционите трошоци како функција на инсталираниот проток т.е.

$$B_H = f(Q_i)$$

(види слика 1.13. поглавје 1)

За таа цел се користат и статички податоци за масата, добиени од низа на конкретни случаи.

На слика 3.5 се прикажани масите на притисните цевководи за прелиминарни оценки на трошоците. Овие маси се добиени врз база на статичките податоци.

4.7. СИСТЕМИ ЗА РЕГУЛАЦИЈА НА ВОДНИ ТУРБИНИ - ЕЛЕКТРИЧНИ ГЕНЕРАТОРИ

Основни принципи на регулација на производните групи

Во системите во кои се бара автоматска регулација на излезните големини (регулирани големини) потребно е тие да бидат што поблиску до бараната големина (споредбена големина) и покрај влијанието кое дејствува спротивно т.е. во услови на пореметување.

Ова барање може да се реализира со соодветен избор и димензионирање на регулациските кругови.

Износот на бараната (споредбена) големина (C_y), види слика 4.50-а, се споредува во суматорот (M) со онаа големина што ја дава органот (A), а кој всушност го пренесува износот на регулираната величина (V). Разликата помеѓу тие две величини се нарекува поставена големина (ϵ) и таа дејствува на органот за регулација (R) кој ја дава регулациската (поставена) големина (X). Оваа големина дејствува на регулацискиот систем или регулациската патека (S) се додека регулираната големина не се приближи на бараната (поставена) големина (C_y), во тој момент поставената големина (ϵ) на регулација добива вредност нула.

Влезниот сигналот на споредбанета (бараната) големина има позитивен предзнак поради што промената на регулираната големина (Y) има исто значење како и причината кој што ја предизвикала.

Негативниот сигнал на регулираната големина кој доаѓа преку мерниот член (A) е потребен бидејќи секоја промена на регулираната големина (Y) произведува акција од корекцијата во инверзна смисла.

Органите за регулација (R), регулациската патека или систем (S) прават директен ланец (или ланец на управување). Органот (A) детектор на регулираните големини и суматорот (M) прават ланец на реакција или повратна врска.

Најважни критериуми за добра регулација се:

а) прецизност и поголема доверба во постојаниот (перманентниот) режим,

б) стабилност и брзина на одзив во преоден режим.

Овие два критериуми се всушност контрадикторни и затоа е потребно истражување и оптимизација на системот за регулација.

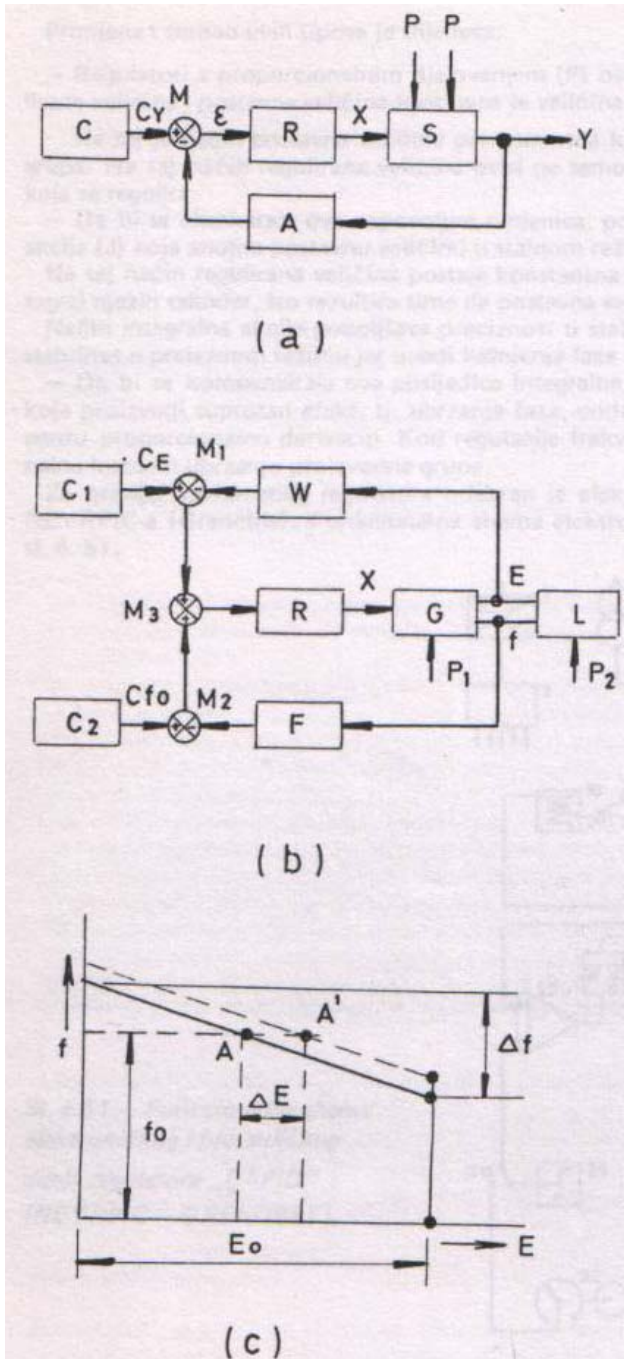
Денес се применуваат исклучиво системи за регулација со електрични компоненти од многу причини. Старите механички регулатори му припаѓаат на минатото.

Во понатамошното излагање ќе се разгледаат накратко принципите на дејствување на современите електрични системи.

Кај современите регулатори сите електрични елементи сместени се во еден ормар кој го прави "мозокот" на системот, каде се централизирани сите информации и од кој поаѓаат сите команди. Овој ормар е просторно одвоен од другите делови на системот за регулација.

Системот за регулација на производна група се состои од следните компоненти:

- регулатор,
- мерни органи кои даваат сигнали на повратната врска,
- органи кои ги извршуваат налозите од регулаторот (сервомоторите кои ги регулираат уредите за довод на вода во турбината).



c- споредбена (барана) големина
 Cy-износ на споредбената големина
 M-суматор (мерна големина)
 R-орган за регулација
 X- поставна (регулациска) големина
 S-регулациска патека (систем)
 P-големини на пореметување
 Y-регулирана големина
 A-мерен орган (член) на регулираната големина
 ε -повратна големина

C₁-подесувач на снага (споредбена големина)
 C_E-износ на споредбена големина (снага)
 C₂-подесувач на фреквенцијата
 C₁₀-износ на подесената фреквен.
 M₁
 M₂ суматори (мерни големина)
 M₃
 R-регулациски орган на турбината
 X-регулирана големина (насока на регул. сервомотор во однос према органот за довод на вода)
 G-производна група (турб.-ген.)
 E-снага на производната група (регулирана големина)
 f-фреквенција на групата (регулирана големина)
 W-орган за мерење на снагата на групата
 F-орган за мерење на фреквенција
 P₁-промени на пореметувањето на нето падот
 P₂-промени на пореметувањето на оптоварувањето
 L-постројка (електрична мрежа)
 fo-називна фреквенција
 Δf-поставување на изменета фреквенција за соодветна промена на снагата до Eo
 Eo-називна снага
 ΔE-промена на снагата при fo=const.
 m=(Δf/fo)-траен статизам

Слика 4.50 Принцип на автоматска регулација (a);
 принцип на автоматска регулација на фреквенција и снага на производна група (b);
 карактеристика на фреквенцијата-снагата во регулациски кругови на регулација во постојан (перманентен) режим (c).

Турбинскиот регулатор може да има повеќе регулациски кругови. Од кои најважни се следните:

- регулациски круг за фреквенција (или брзина на вртење на групата),
- регулациски круг на снагата.

Регулаторот може да добие наредби кои потекнуваат од електроенергетската мрежа или од системот за регулација на нивото на горна вода на електраната, поради што за овие случаи потребни се дополнителни регулациски кругови.

Најчести случаи се тие кога е потребна регулација на фреквенцијата и снагата и во понатамошното излагање ќе бидат разгледувани основните функции на таквиот систем, принципиелна шема е дадена на слика 4.50-b.

-За време додека производната група не е приклучена на мрежа, електричната снага еднаква е на нула, активен е само регулацискиот круг за регулација на фреквенцијата.

-Кога производната група е поврзана на мрежа со снага значително поголема од снагата на групата, фреквенцијата е диктирана од мрежата. Регулациониот круг на снагата во системот на групата за регулација овозможува регулација на снагата која ја дава производната група. Фреквенцијата и снагата се урамнотежени и суматорот M_3 има сигнал нула, види слика 4.50-b.

Односот на снагата и фреквенцијата во перманентен режим прикажан е на слика 4.50-c. Како што се гледа перманентниот статизам (статика) на фреквенција на снагата дефиниран е со изразот:

$$m=(\Delta f/f_0) \quad (4.60)$$

Кога постојаната статика (перманентен статизам) е послаба, уделот на групата во регулацијата на фреквенцијата е поголем. Варијацијата на снагата кај константната фреквенција, види A и A' во слика 4.50-c, зависи од наклонот на линијата $f=\varphi(E)$.

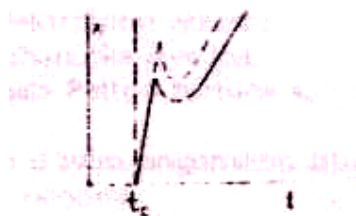
-На секоја електрана влијае глобален статизам кој е резултанта од статизмите на сите производни групи од енергетскиот систем и со нив цврсто се поврзани вкупната снага и фреквенција. Во случај да фреквенцијата не е еднаква на нејзината називна вредност, сумата од снаги кои се барани (подесени) не е еднаква на снагата на енергетскиот систем. Доколку во тој систем една група има постојан статизам многу мал или нула, регулацискиот круг на снагите веднаш реагира и таа група ги превзема сите промени на снага во енергетскиот систем до граница на својот капацитет, т.е. снага.

Во погон се практикува да еден централен регулатор дава сигнал како функција од фреквенција, снага и енергија и тој се воведува во секој регулатор од производната група.

Пример на современ електричен регулатор

Современите електрични регулатори работат на принцип P.I.D. т.е. регулатори со пропорционално интегрално диференцијално управување.

Карактеристика на овој регулатор е скок на зададената големина x и нејзин повторен пад. Понатамошната промена на големината x одговара на неговото пропорционално дејство, а понатамошната константна промена на зададената големина одговара со негово интегрално дејство.



Примената на овие типови на регулатори е следна:

- Регулаторите со пропорционално дејство (P) оставаруваат пропорционалност помеѓу регулираните големини и зададените големини (зададена големина е на пример фреквенцијата).

На тој начин зададената големина е константна како функција од снагата која ја дава производната група. Регулираната големина на тој начин зависи не само од зададената големина, туку и од големината која се регулира.

- За да се елиминира овој неповолен факт, потребна е интервенција од една интегрална акција (J) која ја анулира зададената големина во постојан режим на работа.

На тој начин регулираната големина станува константна во постојан (континуиран) режим, нејзиниот интеграл исто така, како резултат на што зададената големина добива износ нула.

Интегралната акција ја подобрува прецизноста во константниот режим, но дејствува неповолно на стабилност во преодните режими бидејќи воведува фазно доцнење (функција).

- За да се компензира оваа последица од интегралната акција, се воведува диференцијална акција (D) која произведува спротивен ефект, т.е. забрзување на фазата, додавјќи на регулираната големина една компонента на пропорционален диференцијал. При регулација на фреквенцијата, диференцијалната акција е пропорционална на аголот забрзување на производната група.

За пример на современ регулатор одбран е електричен регулатор "RAPID" производ NEYRPIC Grenoble. Функционалната шема на електричниот и хидрауличниот дел на регулаторот даден е на слика 4.51.

Карактеристиките на овој регулатор се следните:

- Не е потребен пилот-генератор (од главната оска или слично). Приклучувањето може да се изведе на главната батерија на истонасочен напон со електраната, а фреквенцијата може да се земе од напонскиот трансформатор на генераторски напон. Приклучувањето на регулаторот е независно од фреквенцијата на производната група.

- Струјните кругови за мерење на фреквенцијата се неосетливи на поголеми хармонички членови и нивото на напонот. Напон од 0,2 V кај 220V е доволен и може да се одбие од реманентниот магнетизам на роторот ако синхронниот генератор не е побуден.

- Во регенераторот се вклучени кругови за синхронизација на фреквенцијата.

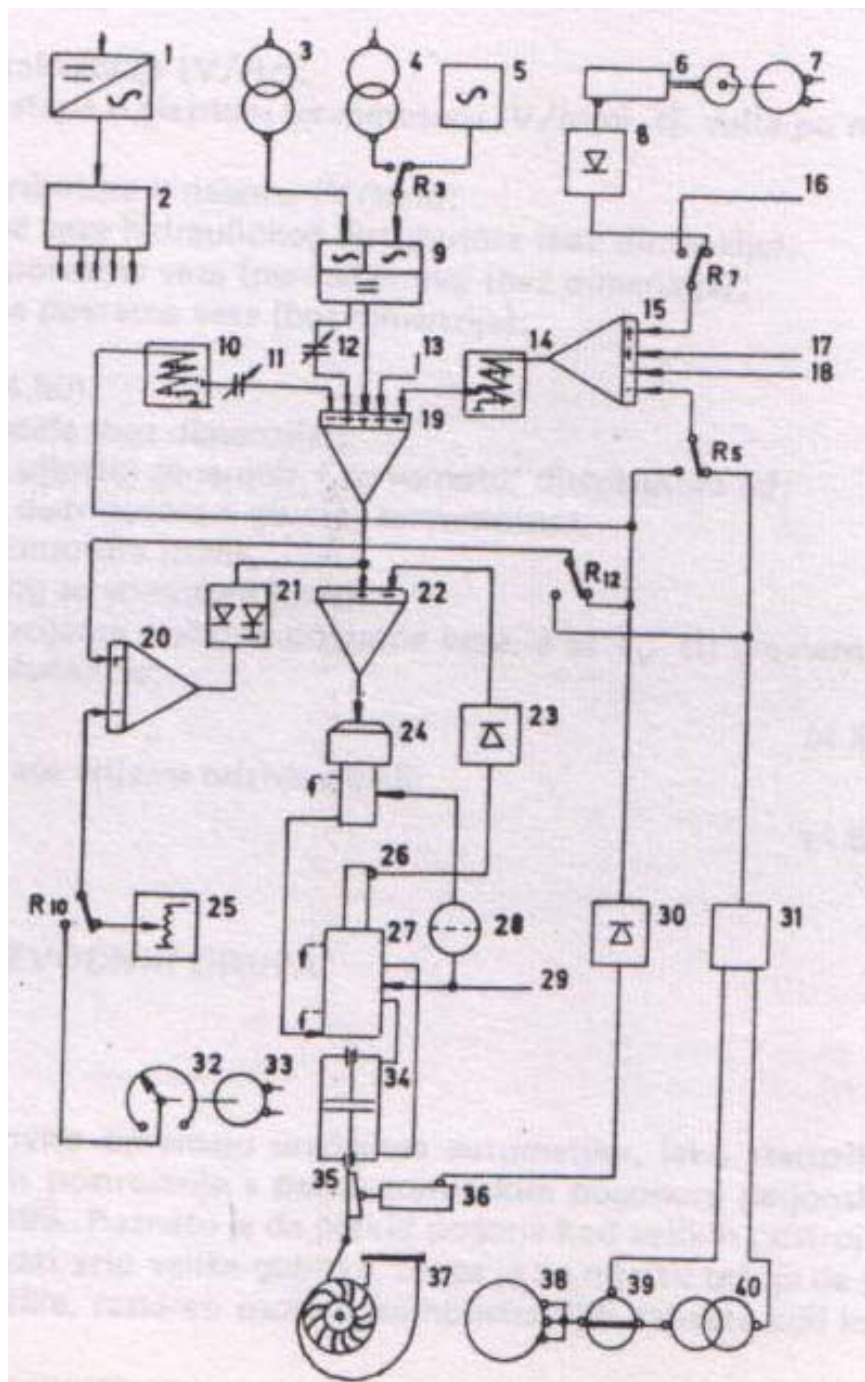
- Релејните комбинации вградени во регулаторот се користат во синцирот или низа од исклучување на група и со различни оперативни барања.

- Сите механички преноси на повратните информации (врски) се заменуваат со електрични врски.

- Ограничувачот на отворите и снагата е електричен, а множна е и механичка изведба.

- Системот за управување на лопатките кај турбината Каплан и иглата кај турбината Пелтон се електрични и вградени во ормарот на регулаторот.

- Користењето на регулаторот е многу едноставно применливо во сите погонски ситуации при што параметрите за регулација можат да се модифицираат за време на погонот.



Слика 4.51 Функционалната шема на електричниот и хидрауличниот дел на регулаторот RAPID

Легенда:

- 1-Конвертор =/~(статички)
- 2-Развод на напон
- 3-Мерен напонски трансформатор приклучен на напон на генераторот (група)
- 4- Мерен напонски трансформатор приклучен на надворешна мрежа
- 5-Кварцен еталон на фреквенција
- 6-Вариометар на снага-фреквенција
- 7-Редуктор

- 8-Конвертор и давач
- 9- Мерен уред на фреквенција и конвертор
- 10-Регулирање на преоден статизам
- 11-Регулирање на времето T_t на затегнување на повратната врска на преодниот статизам
- 12- Регулирање на времето T_v ($T_v=2T_v'$ акцелерометриско време) на акцелерометарот; T_v' е временска константа на диференцијалното дејствување на акцелерометарот.
- 13-Надворешен налог (диспечер)
- 14-Регулација на постојан статизам
- 15-Суматор
- 16-Програми
- 17-Приклучок за далечинско регулирање
- 18-Надворешен налог
- 19-Главен суматор
- 20-Компаратор-граничник
- 21-Граничник на кругот
- 22-Влез на сигналот за снага
- 23-Конвертор
- 24-Извршен орган
- 25-Поларизација на празен од
- 26-Вариометар на повратната врска со хидрауличен дистрибутор
- 27-Хидрауличен дистрибутер
- 28-Филтер за масло
- 29-Приклучок на доводот за масло
- 30-Конвертор-давач
- 31-Ватметрички давач (трансмисер)
- 32-Потенциометар на компаративни (барани) големини на ограничувањето на отварање на турбината
- 33-Редуктор
- 34-Главен сервомотор на спроводен апарат (дистрибутор) на турбината
- 35-Конусен пренос на движење на оската на главниот сервомотор
- 36-Вариометар на повратната врска на сервомоторот
- 37-Водна турбина
- 38-Синхрон генератор
- 39-Струен трансформатор на изводите на генераторот
- 40-Напонски трансформатор на изводите на генераторот
- R_3 -Релеј за синхронизација
- R_5 -Избор на повратна врска на снага и отвор
- R_7 -Програм или регулација на фреквенцијата
- R_{10} -Контрола при спој на 32
- R_{12} -Внатрешен избор на ограничување на отворот или снагата

Една од основните големини која го карактеризира турбинскиот регулатор е односот на патот (поместувањето) на стапот на главниот сервомотор на регулација $\Delta Y/Y_0$ спрема статизмот, т.е. односот $m=\Delta f/f_0$. Тој однос се дефинира како:

$$F_{(p)} = \frac{\Delta Y / Y_0}{\Delta f / f_0} \quad 4.61$$

Може да се изрази со следните големини:

- перманентен статизам:

$$m = (b \cdot Y_0) \cdot A_{st} / (a \cdot f_0) \quad 4.62$$

- среден статизам:

$$\sigma = (b \cdot Y_0) \cdot A_d / (a \cdot f_0) \quad 4.63$$

Овие големини се бездимензии.

Други големини со кои може да се изрази се:

- временска константа на дејствување на пилотскиот генератор + сервомоторот на доводниот апарат (дистрибутор):

$$\tau_1 = t_{i1} / (b' \cdot A_s \cdot G \cdot g_o) \quad (\text{s}) \quad 4.64$$

- временска константа на дејствување на дистрибуторот + главниот сервомотор:

$$\tau_2 = t_{i2} / (b' \cdot A_s / b \cdot A_{st}) \quad (\text{s}) \quad 4.65$$

каде се:

a - осетливост на кругот за мерење на фреквенцијата (V/Hz);

b - осетливост на давачот на положба на стапот во главниот сервомотор (V/mm), т.е. волта по милиметар должина;

b' - фактор на конверзија на поместување на дистрибутиорорт во напонот (V/mm);

As - коефициент на пригушување на повратната врска на хидрауличниот дистрибутер (без димензија);

Ast - коефициент на пригушување на константната повратна врска (перманентна) (без димензија);

Ad - коефициент на пригушување на средната повратна врска (без димензија);

f_o - називна фреквенција (Hz);

Δf - разлика на фреквенцијата (види слика 4.50);

G - ток на напонот на електронскиот засилувач појачало (бездимензионално);

T_{i1} - време на интеграција на дејство на пилотскиот генератор + сервомоторот на дистрибуторот (s);

T_{i2} - време на интеграција на дејство на дистрибуторот + главниот сервомотор;

Y_o - вкупниот пат на стапот на главниот сервомотор (mm);

ΔY - поместување (дел од патот) на стапот на главниот сервомотор (mm).

Ако со T_v (s) се означи слободното време на средноата повратна врска, а со T_{v'} (s) временската константа на кругот на акцелераторот, во тој случај ќе биде:

$$T_v = 2 \cdot T_{v'} \quad (\text{s}) \quad 4.66$$

акцелерометриско време, а за најкратко време на одзивот се добива:

$$\Theta = (\tau_1 \cdot T_r) / (\tau_1 + T_r) \quad 4.67$$

9.5. СИСТЕМ ЗА ЛАДЕЊЕ И ДРЕНАЖЕН СИСТЕМ

Системот за ладење ги опфаќа инсталациите за ладење на генераторот и турбината како и за трансформаторот доколку ладењето е со вода. Најголеми потрошувачи на вода за ладење се ладилниците на генераторот, потоа носечките и водечките лежишта на производната група (т.е. генератор и турбина) како и во мала мера лабиринтните прстени на турбината. Во принцип се разликуваат три типа на разладен систем:

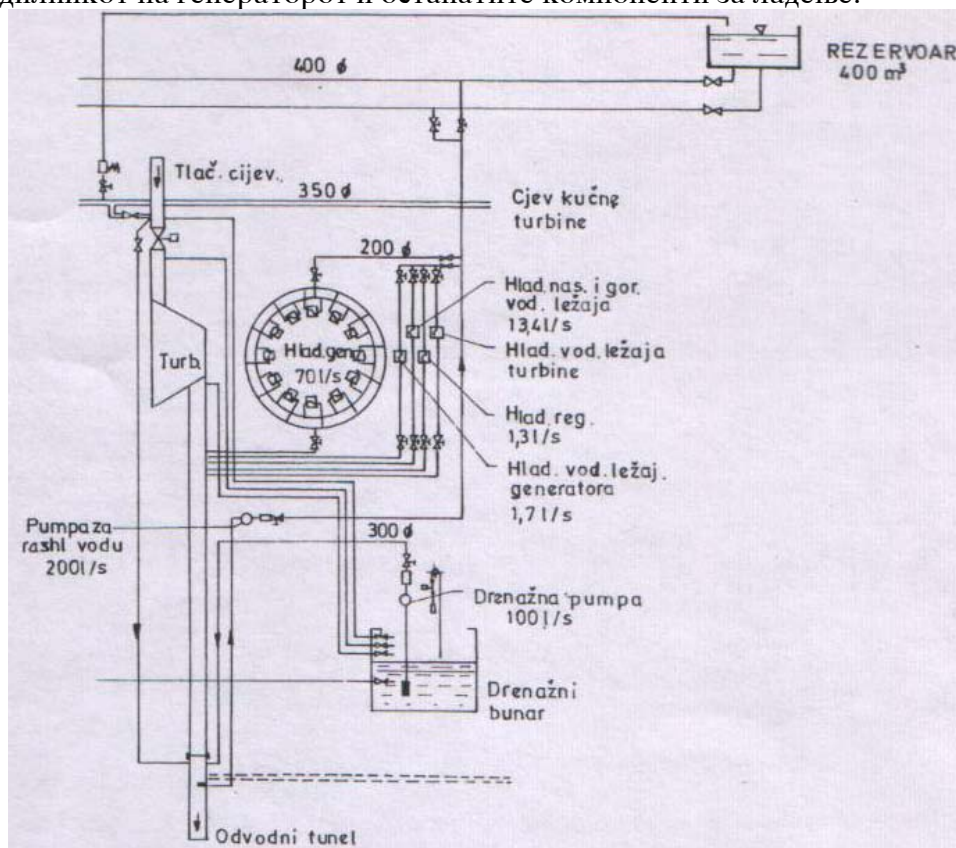
- систем кај проточните, односно нископритисните електрани кај кои како систем за ладење може да се примени гравитациското течење (струење), односно проток без примена на пумпен агрегат,

- систем кај среднопритисни електрани кај кои може да дојде во предвид комбиниран систем и примена на пумпен агрегат во комбинација со гравитациски систем,

- систем кај високопритисни електрани каде се користат пумпни агрегати за да се добие потребната количина на вода за ладење во собирниот систем на цевководот од каде се напојуваат уредите за ладење. Овој систем на цевковод е поврзан со посебен резервоар со вода за ладење при што волуменот на резервоарот мора да се димензионира така да во случај на испад на пумпата од работа да овозможи снабдување со вода за ладење најмалку 1/4 - 1/2 часа.

Постојат неколку други можности на решение на системот со вода за ладење, нивната примена зависи од условите за секој поединечен случај кај конкретна хидроелектрана.

Проточните електрани се сретнуваат со проблем од многу загадена вода поради што неопходни се посебни уреди за прочистување на водата пред влез во ладилникот на генераторот и останатите компоненти за ладење.



Слика 9.5 Систем за ладење и дренажен систем со еден агрегат (ХЕ Сплит)

Пример на систем за ладење на високопритисна хидроелектрана прикажан е на слика 9.5.

Треба да се нагласи дека кај сите системи за ладење неопходно е потребно да се предвидат посебни филтери за прочистување на водата за ладење. Инсталацијата треба да биде така концепирана да овозможи чистење на еден од филтрите за време на погон.

Димензионирањето на системот за ладење треба да се изведе по следниот редослед:

- да се определи потрошувачката на вода за ладење на генераторот, трансформаторот, турбината и на сите лежишта на производната група како и на останатите потрошувачи на вода за ладење според барањата од производителите на опрема, водејќи сметка за дозволените притисоци во ладилниците,

- да се димензионира пумпата за ладење така да обезбеди потребна резерва како во набавката така и во манометарскиот притисок, односно, напор,

- да се определат сите хидраулични загуби во системот за да се обезбедат потребните притисоци и протоци и да се определи потребната манометарска висина на подигање.

Дренажниот систем ја опфаќа инсталацијата за дренажа на процедурната вода во машинската зграда, од празнењето на дифузорот, како и евентуално инсталацијата за празнење на цевководот на електраната.

Дренажниот систем може да биде така концепиран да се изведе еден заеднички бунар со потопни пумпи за целата машинска зграда т.е. за сите производни групи или за секоја производна група се изведува посебен дренажен бунар со соодветни пумпи.

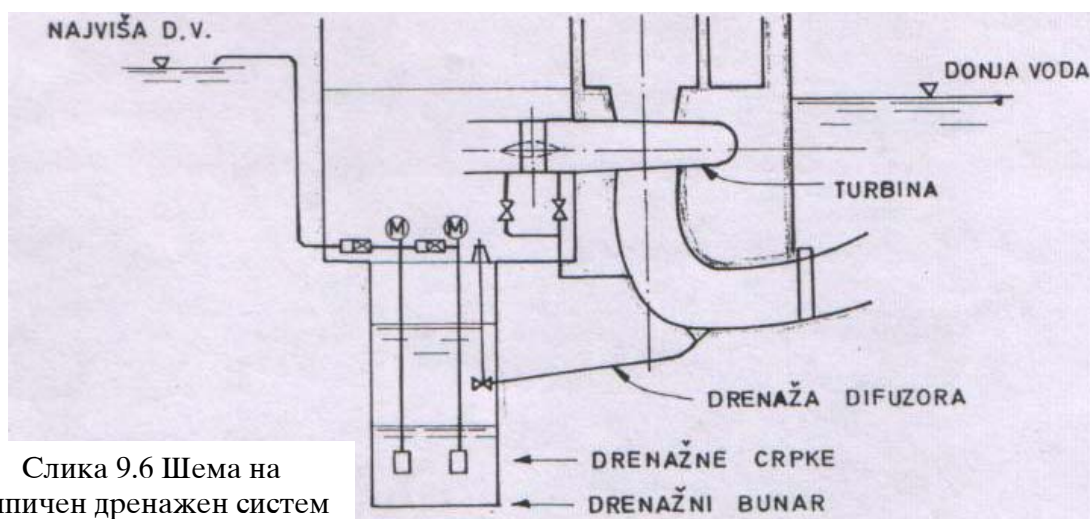
Во тој случај корисно е сите бунари да се поврзат со цевковод за да еден бунар, односно пумпа се користи како резерва за другата производна група.

Дренажните пумпи треба да се димензионираат спрема количеството на процедурната вода и потребните напори кои зависат од котата на вградување и долната вода во различни работни режими на електраната.

Ако дренажниот бунар се користи за празнење на цевководот, се вградуваат посебни пумпи чија набавка зависи од бараното или избраното време на празнење.

Шема на типичен дренажен систем на една производна група е дадена на слика 9.6.

Дренажните уреди треба да се автоматизирани т.е. пумпите да работат автоматски во зависност од нивото на вода во бунарот.



Слика 9.6 Шема на типичен дренажен систем