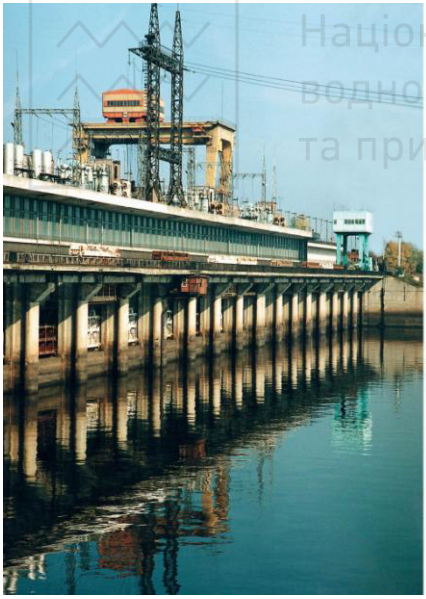
Національний університет
водного господарства
та природокористування

В.В. Лутаєв, С.В. Сунічук

Гідроелектростанції

(Будівлі ГЕС з горизонтальними капсульними агрегатами)



Національний університет
водного господарства
та природокористування

Міністерство освіти і науки, молоді та спорту України
Національний університет водного господарства та
природокористування

В.В. Лутаєв, С.В. Сунічук

75-річчю кафедри
гідроенергетики та гідромашин
присвячується

Національний університет
водного господарства
та природокористування

ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

(Будівлі ГЕС з горизонтальними капсульними агрегатами)

Навчальний посібник

Рівне 2013

Національний університет
водного господарства
та природокористування

УДК 621.311.21(075.8)
ББК 31.57 я 7
Л82

Затверджено вченою радою Національного університету водного господарства та природокористування (Протокол № 1 від 25 січня 2013 р.)

Рецензенти:
Вайнберг О.І., д-р техн. наук, професор Харківського національного університету будівництва та архітектури;
Хлапук М.М., д-р техн. наук, професор Національного університету водного господарства та природокористування (м. Рівне).

Лутаєв В.В., Сунічук С.В.
Л82 Гідроелектростанції (Будівлі ГЕС з горизонтальними капсульними агрегатами) : навч. посібник. – Рівне : НУВГП, 2013. – 173 с.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Навчальний посібник містить рекомендації щодо обґрунтування параметрів основного гідроенергетичного і допоміжного обладнання гідроелектростанцій та конструювання машинної будівлі низьконапірної руслової ГЕС з горизонтальними капсульним агрегатами у процесі виконання магістерських робіт, дипломного та курсового проектів.

Посібник призначено для студентів, які навчаються за напрямами підготовки “Гідроенергетика” та “Будівництво”.

УДК 621.311.21(075.8)
ББК 31.57 я 7

© Лутаєв В.В., Сунічук С.В., 2013
© Національний університет
водного господарства
та природокористування, 2013

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Зміст

Вступ……..……...5
Розділ 1. Добір турбіни ……..8
1.1. Визначення типу гідротурбіни ……..8
1.2. Розрахунок основних параметрів турбіни ……...9
1.3. Визначення розмірів камери робочого колеса ……..13
1.4. Добір напрямного апарата турбіни ……15
1.5. Побудова робочої зони роботи турбіни ……17
1.6. Визначення відмітки осі робочого колеса ……19
Розділ 2. Добір основних розмірів проточного тракту горизонтальних капсульних агрегатів ……...22
2.1. Визначення розмірів капсули ……..23
2.2. Визначення розмірів турбінної камери ……..27
2.3. Визначення розмірів відсмоктувальної труби ……...28
Розділ 3. Добір гідрогенераторів ……30
Розділ 4. Добір трансформаторів ……...….38
Розділ 5. Визначення розмірів розподільчих пристроїв ……...41
Розділ 6. Добір гідромеханічного устаткування ……42
6.1. Сміттєутримуюча решітка ……...42
6.2. Затвори ……..45
6.3. Підйомно-транспортне устаткування ……48
Розділ 7. Розрахунок та конструювання будівлі ГЕС …….....52
7.1. Типи будівлі ГЕС з горизонтальними капсульними агрегатами ……52
7.2. Водоприймач будівлі ГЕС ……...61

Національний університет водного господарства та природокористування

7.3. Конструкція і розміри агрегатного блока будівлі ГЕС ……...64
7.4. Мостові переходи ……72
7.5. Під'їзні шляхи ……..73
Розділ 8. Водоскидні споруди ГЕС ……73
Розділ 9. Застосування капсульних гідроагрегатів на ГЕС малої потужності та ГАЕС……..75
Розділ 10. Застосування капсульних гідроагрегатів на припливних електричних станціях ……...78
Розділ 11. Добір елементів системи автоматичного регулювання турбіни (САРТ) ……88
Розділ 12. Розрахунок ежекції на водозливній ГЕС ……..93
Розділ 13. Приклад проектування машинної будівлі ГЕС з горизонтальними капсульними агрегатами ……97
Контрольні питання ……...136
Контрольна тестова програма ……...138
Термінологічний словник ……..149
Література ……...155
Додатки ……158

Національний університет водного господарства та природокористування

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Вступ

Особливості компоновки будівлі ГЕС з горизонтальними капсульними агрегатами можна прослідкувати на прикладі наведеної схеми на рис. 1 [27]. Вона складається з фундаментної плити *2* та ряду розташованих на ній поздовжніх бичків *3*, між якими розміщений капсульний агрегат *1* та приміщення.

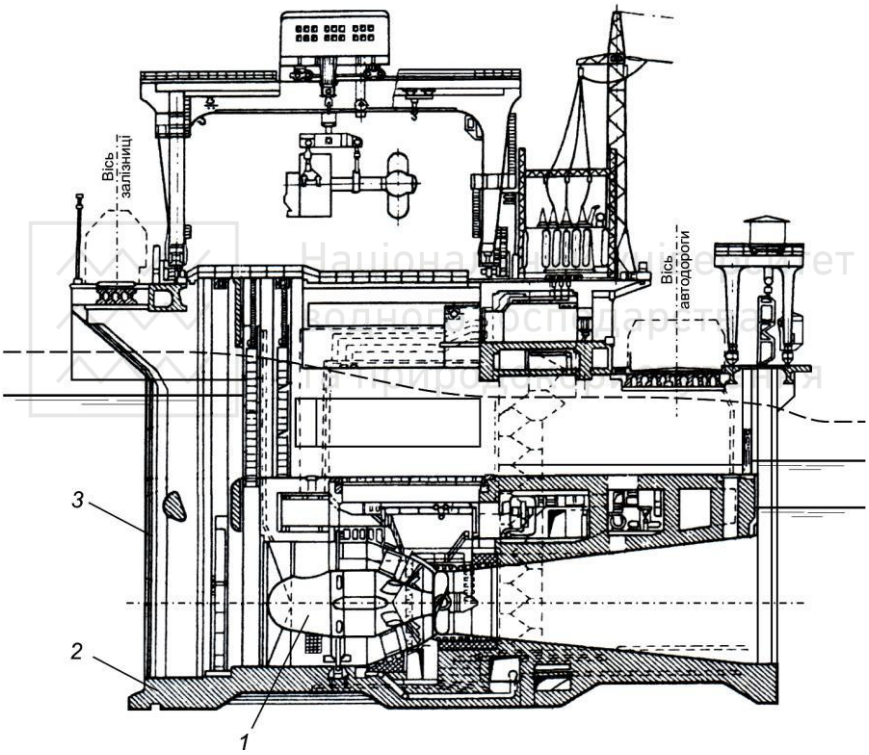


Рис. 1. Будівля ГЕС з горизонтальними капсульними агрегатами:

1 – капсульний агрегат; 2 – фундаментна плита; 3 – бички

Капсульний гідроагрегат – це горизонтальний осьовий агрегат з поворотно-лопатевою турбіною і генератором, який розміщений в металевій капсулі.

Національний університет водного господарства та природокористування

Область застосування капсульних агрегатів при напорах 3…25 м, потужністю до 50 МВт. Діаметр турбін у межах 3…10 м.

Капсульний агрегат (рис. 2) складається з капсули *4*, яка встановлюється на передніх опорних колонах *3* і колонах статора турбіни *7*. Додатково капсула закріплена в передній частині розтяжками *6*, які створюють жорсткість установки агрегату.

Підвід води до робочого колеса *1* здійснюється через статор турбіни і конічний напрямний апарат *2*. Поворотні лопаті робочого колеса обертаються у напівсферичній робочій камері. Верхні частини водоводу, статора турбіни, камери робочого колеса і фундаментного кільця незабетоновані і мають можливість зніматись.

У капсулі *4* розташований генератор *8*. Доступ в капсулу здійснюється через прохідну колону *5*, яка розташована у передній її частині. Через цю колону проходять всі електричні комунікації агрегату.

Національний університет водного господарства та природокористування

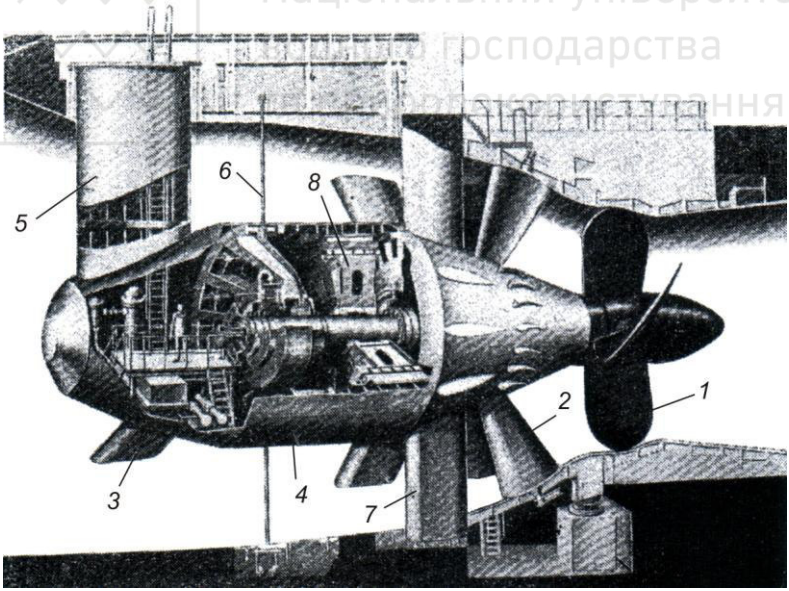


Рис. 2. Капсульний гідроагрегат [16]:

1 – робоче колесо; 2 – напрямний апарат; 3 – передні опорні колони; 4 – капсула; 5 – прохідна колона; 6 – розтяжки; 7 – колони статора турбіни; 8 – генератор

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Робоче колесо кріпиться, як правило, консольно до валу агрегату. Спирання агрегату здійснюється на два (три) опорних підшипника, осьовий тиск сприймається підп'ятником.

Ідея використання капсульних горизонтальних агрегатів вже давно приваблює гідроенергетиків, тому що такі ГЕС мають ряд переваг.

Переваги капсульних агрегатів:

1. Завдяки спрямленню проточного тракту зменшуються гідравлічні втрати і, тим самим, збільшується ККД турбіни та її пропускна спроможність.

2. Застосування горизонтального капсульного гідроагрегату дозволяє скоротити довжину напірного фронту та об'єм будівельно-монтажних робіт по будівлі ГЕС.

3. Застосування водозливної конструкції ГЕС у порівнянні із звичайними русловими будівлями може дати економію до 15…20%.

4. Капсульний агрегат дозволяє працювати в зоні значних перевантажень, при яких агрегати із зігнутими відсмоктувальними трубами сприймають значні динамічні навантаження і працюють з більш низьким значенням ККД.

5. Горизонтальні турбіни створюють можливість зменшити заглиблення основи, яке у вертикальних гідроагрегатів визначається висотою відсмоктувальної труби.

Разом з тим впровадження капсульних агрегатів має і деякі недоліки:

1. Складність експлуатації основного гідроелектромеханічного обладнання, що знаходиться в капсулі.

2. Знімні кришки над машинною залою можуть викликати фільтрацію води.

3. У зв'язку з малим маховим моментом капсульних агрегатів може зменшитись стійкість їх роботи в енергосистемі.

4. Всі крупні ремонти генератора вимагають повного осушення проточної частини.

5. Проблема розміщення робочого колеса турбіни на консолі валу, що підвищує вимоги до опорних підшипників, особливо турбінних, на які припадає максимальне навантаження.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Розділ 1. Добір турбіни

1.1. Визначення типу гідротурбіни

Для визначення типу гідравлічної турбіни необхідні такі вихідні дані: встановлена потужність ГЕС – $N_{вст}$; напори – максимальний $H_{макс}$, мінімальний $H_{мін}$ і розрахунковий H_P.

Встановлена потужність ГЕС $N_{вст}$, $H_{макс}$, $H_{мін}$ визначаються водноенергетичними розрахунками при проектуванні ГЕС. Величина H_P встановлюється спеціальними розрахунками, але на попередній станції проектування (курсового і дипломного) вона може бути визначена за формулою:

$$H_p = \frac{2H_{мін} + H_{макс}}{3}. \qquad (1.1)$$

Тип турбіни знаходиться за допомогою номенклатури капсульних гідротурбін табл. 1.1 [8] за величиною максимального напору $H_{макс}$ при умові, що обрана турбіна буде знаходитись в межах застосування поворотно-лопатевих горизонтальних турбін капсульного виконання (рис. 1.1) [8], тобто при діаметрах робочого колеса 3…10 м і напорах 3 … 25 м.

Таблиця 1.1

Номенклатура капсульних горизонтальних турбін

Тип горизонтальних капсульних гідротурбін	Діапазон напорів (м)
ПЛ7-ГК…….....	3…7
ПЛ10-ГК…….....	7…10
ПЛ15-ГК…….....	10…15
ПЛ20-ГК…….....	15…20
ПЛ25-ГК…….....	20…25

Національний університет
водного господарства

Співвідношення $H_{мін} / H_{макс}$ має бути не менше *0,4*. Ці параметри є орієнтовні, які підлягають подальшому уточненню.

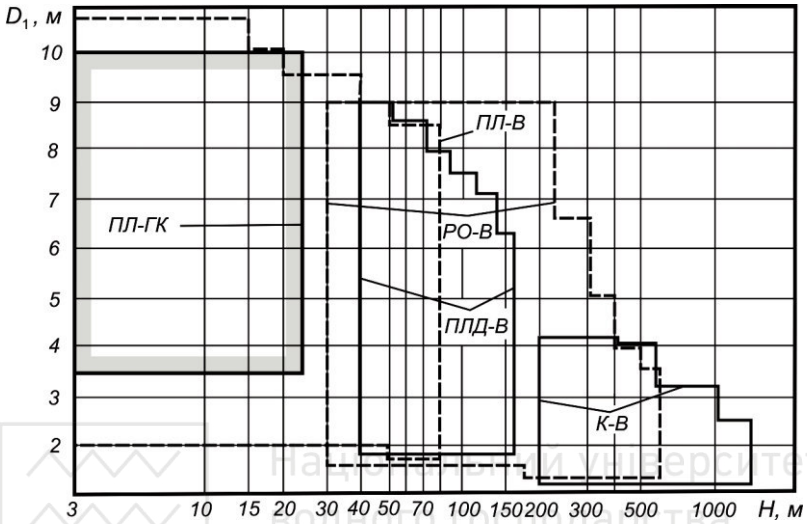


Рис. 1.1. Номенклатурний графік застосування гідротурбін типу ПЛ-ГК (поворотно-лопатеві, горизонтальні капсульні)

1.2. Розрахунок основних параметрів турбіни

Основними параметрами гідротурбіни є:

- діаметр робочого колеса D_1;
- синхронна частота обертів n;
- коефіцієнт корисної дії η_m;
- висота відсмоктування H_S.

Попередньо основні параметри можна визначити за допомогою графіка області застосування горизонтальних капсульних гідротурбін (див. дод. 1) і в подальшому отримані параметри (D_1, n, H_S) уточнюються розрахунком.

Діаметр робочого колеса гідротурбіни визначаємо за залежністю

$$D_1 = \sqrt{\frac{N_m}{9{,}81 Q'_{Ip} H_p \sqrt{H_p}\,\eta_m}}, \qquad (1.2)$$

Національний університет
водного господарства
та природокористування

де N_m – потужність турбіни, кВт.

Величина N_m визначається за формулою $N_m = \frac{N_{вст}}{z\eta_г}$;

де z – кількість агрегатів, вибір якої визначається на основі техніко-економічного порівняння 2-3 варіантів кількості агрегатів. Попередньо кількість агрегатів z призначається з умови розташування обраної турбіни з її параметрами в межах номенклатурного графіка (рис. 1.1) у межах діаметра від 3 до 10 м.

$\eta_г$ – коефіцієнт корисної дії генератора, в попередніх розрахунках можна прийняти $\eta_г$=0,95-0,96;

Q'_{Ip} – зведена розрахункова витрата турбіни, яка приймається з таблиці 1.2 [2] і дорівнює $Q'_{I,макс}$, м^3/с;

η_m – коефіцієнт корисної дії турбіни, величина якого на попередній стадії розрахунку для поворотно-лопатевих турбін приймається 0,87-0,90.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Таблиця 1.2

Основні геометричні і гідравлічні параметри горизонтальних капсульних гідротурбін

Параметр	Тип гідротурбіни				
	ПЛ7-ГК	ПЛ10-ГК	ПЛ15-ГК	ПЛ20-ГК	ПЛ25-ГК
Кількість лопатей робочих коліс z_1	3-4	3-4	4	4	4-5
Відносний розмір корпусу робочого колеса $\bar{d}_{вт}$	0,35	0,35	0,36	0,37	0,4
Відносна висота напрямного апарата $\bar{b}_O$ не менше	0,4	0,4	0,4	0,375	0,375
Кут нахилу осі повороту лопаті напрямного апарата до осі турбіни α, град	60-65	60-65	60-65	60	60
Відносний діаметр капсули $\bar{D}_K$	1,1 – 1,15	1,15 – 1,2	1,15 – 1,2	1,2	1,2

Національний університет
водного господарства
та природокористування

продовження табл. 1.2

Оптимальна приведена частота обертів $n'_{I,опт}$, об/хв.	150-190	145-180	140-170	135-165	135-160
Оптимальна приведена витрата $Q'_{I,опт}$, л/с	1800-2000	1700-1900	1600-1800	1500-1750	1450-1700
Максимальна приведена витрата за кавітаційними умовами $Q'_{I,макс}$, л/с	3200-3500	2800-3250	2400-3000	2000-2750	1700-2500
Коефіцієнт швидкохідності гідротурбіни n_s, об/хв.	920-1230	850-1140	750-1020	660-920	610-850
Коефіцієнт кавітації σ при $Q'_{I,макс}$	2,2-3,0	1,9-2,4	1,5-2,1	1,2-1,8	1,0-1,6

Отримавши значення D_1, приймається найближчий номінальний (стандартний) діаметр робочого колеса з ряду діаметрів (м): 3,55; 3,75; 4,0; 4,25; 4,5; 4,75; 5,0; 5,3; 5,5; 6,0; 6,3; 6,7; 7,1; 7,5; 8,0; 8,5; 9,0; 9,5; 10,0 [8].

Національний університет водного господарства та природокористування

Частоту обертів вала гідротурбіни визначаємо за залежністю

$$n = \frac{n'_{Ip}\sqrt{H}}{D_1}, \qquad (1.3)$$

де n'_{Ip} – зведена частота обертання, величина якої приймається з таблиці 1.2 і повинно бути на $\Delta n'_I = 2...3$ об/хв вище оптимуму характеристики [2].

H_p – розрахунковий напір, м;

D_1 – номінальний (стандартний) діаметр робочого колеса, м.

Отриману частоту обертання заокруглюємо до найближчого синхронного значення ряду (об/хв): 750; 600; 500; 428,6; 375; 333,3; 300; 250; 230,8; 214,3; 200; 187,5; 166,7; 150; 142,8; 136,4; 125; 115,4; 107,1; 100; 93,7; 88,2; 85,7; 83,3; 75; 71,4; 68,2; 62,5; 60; 57,7; 55,6; 53,5; 51,7; 50; 46,9 [8].

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Уточнюємо зведену частота обертання турбіни

$$n'_{Ip} = \frac{n_o D_1}{\sqrt{H_p}}, \tag{1.4}$$

де n_o – синхронна частота обертання, об/хв;
D_1 – номенклатурний діаметр робочого колеса, м;
H_p – розрахунковий напір, м.

Розрахунковий коефіцієнт корисної дії визначаємо за залежністю

$$\eta_{mp} = \eta_{мр} + \Delta\eta, \tag{1.5}$$

де $\eta_{мр}$ – розрахунковий ККД моделі, який визначається в режимній точці за уточненими обертами n'_{Ip} при $Q'_{I,макс}$ на головній універсальній характеристиці обраної турбіни (дод. 2);
$\Delta\eta$ – поправка на різницю діаметрів робочих коліс і напорів модельної і натурної турбіни,

$$\Delta\eta = \eta_{то} - \eta_{мо}, \tag{1.6}$$

де $\eta_{мо}$ – максимальний ККД модельної турбіни, який визначається за універсальною характеристикою;
$\eta_{то}$ – оптимальний ККД натурної турбіни, цей коефіцієнт визначається за формулою:

$$\eta_{то} = 1 - (1 - \eta_{мо})(0{,}3 + 0{,}75\sqrt[5]{\frac{D_{1м}}{D_1}}\sqrt[10]{\frac{H_м}{H_p}}), \tag{1.7}$$

де $D_{1м}, H_м$ – діаметр і напір модельної турбіни, вони наведені на універсальній характеристиці.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Номінальну розрахункову потужність турбіни знаходимо за залежністю:

$$N_{mo} = 9{,}81 Q'_{Ip} D_1^2 H_p \sqrt{H_p} \eta_{mp}, \qquad (1.8)$$

де Q'_{Ip} – зведена розрахункова витрата турбіни, м/с^3;

D_1 – номінальний (стандартний) діаметр робочого колеса, м;

H_p – розрахунковий напір, м;

η_{mp} – розрахунковий коефіцієнт корисної дії турбіни.

Уточнюємо розрахункову витрату турбіни

$$Q_{mp} = \frac{N_{mo}}{9{,}81 \cdot H_p \eta_{mp}}, \qquad (1.9)$$

де N_{mo} – номінальна потужність турбіни, кВт;

H_p – розрахунковий напір, м;

η_{mp} – розрахунковий коефіцієнт корисної дії турбіни.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

1.3. Визначення розмірів камери робочого колеса

Робоче колесо знаходиться у камері робочого колеса, яка обмежує із зовнішньої сторони простір, в якому обертається робоче колесо та забезпечує оптимальний характер потоку. Камера робочого колеса повинна бути виконана такою, щоб забезпечити мінімум об'єму води, який проходить повз лопатеві системи, за рахунок зменшення зазорів між лопатями робочого колеса і внутрішньою поверхнею камери робочого колеса.

Основні розміри проточної частини робочого колеса наведені на рис. 1.2.

Діаметр горловини

$$D_{гор} = (0{,}97 \div 0{,}985) D_1. \qquad (1.10)$$

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Діаметр корпусу робочого колеса

$$d_{вт} = (0{,}35 \div 0{,}4) D_1, \tag{1.11}$$

в залежності від типу турбіни (див. табл. 1.2).

Висота втулки і обтікача робочого колеса

$$h_{вт} = 0{,}33 D_1 \tag{1.12}$$

Довжина камери робочого колеса

$$L_к = (0{,}25 \div 0{,}3) D_1. \tag{1.13}$$

Відстань від осі розвороту робочого колеса до горловини

$$l = (0{,}17 \div 0{,}2) D_1. \tag{1.14}$$

Національний університет
водного господарства
та природокористування

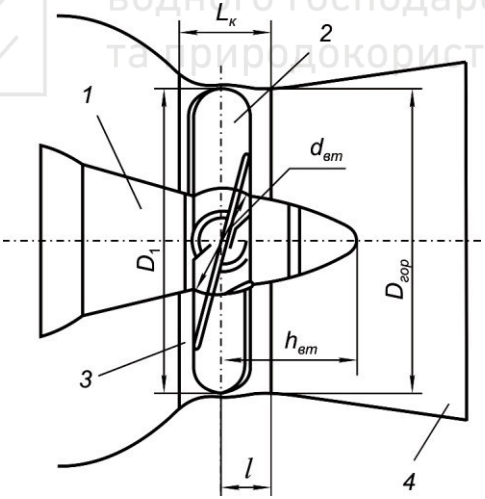


Рис. 1.2. Схема проточної частини робочого колеса поворотно-лопатевої капсульної гідротурбіни:

1 – робоче колесо; 2 – лопаті робочого колеса;
3 – камера робочого колеса; 4 – відсмоктувальна труба

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Кількість лопатей робочого колеса 3-4.

Зазор між камерою і лопатями робочого колеса складає $0{,}001 \cdot D_1$ (у деяких випадках $0{,}0005 \cdot D_1$).

1.4. Добір напрямного апарата турбіни

Напрямний апарат – це система профільованих лопатей, які встановлені в потоці безпосередньо за колонами статора. Лопаті мають можливість синхронно обертатись в однакове положення при будь-яких значеннях прохідного перерізу між ними. Це досягається за допомогою спеціального механізму.

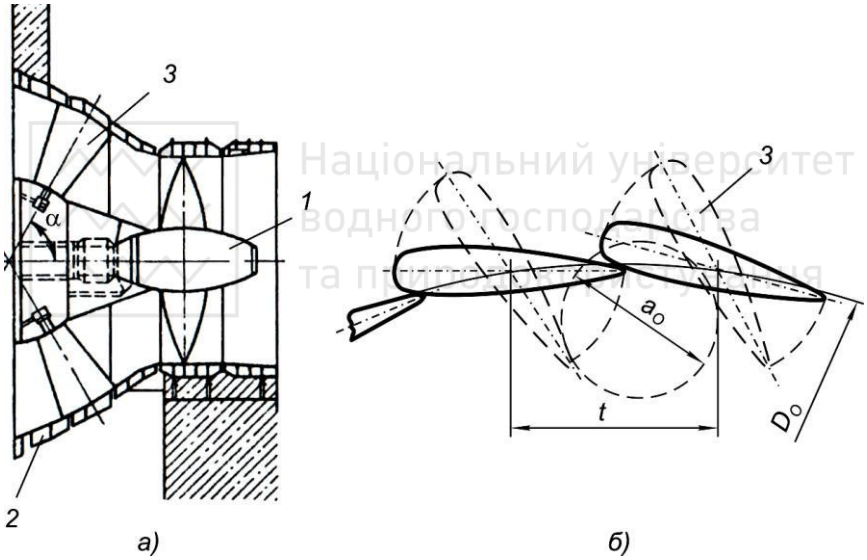


Рис. 1.3. Напрямний апарат:

а) конічний напрямний апарат горизонтальної капсульної турбіни;
б) схема роботи лопатей напрямного апарата;
1 – робоче колесо; 2 – капсула; 3 – лопаті напрямного апарата

Для горизонтальних турбін капсульного типу застосовується напрямний апарат конічного типу, а вісь повертання лопатей розташовується на конічній поверхні (рис. 1.4).

Національний університет
водного господарства
та природокористування

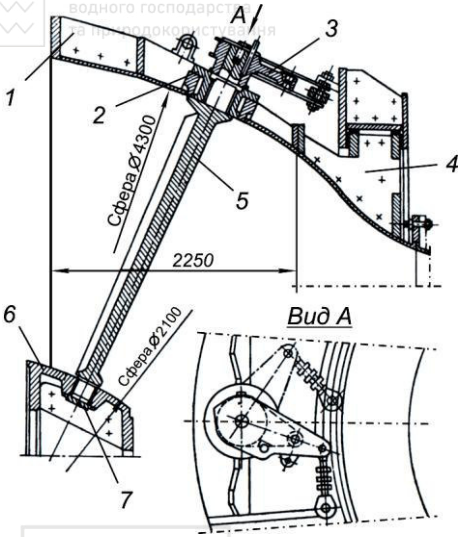


Рис. 1.4. Конічний напрямний апарат [15]:

1 – зовнішнє кільце; 2 – підшипник зовнішньої цапфи; 3 – механізм повороту лопатей; 4 – опора кільця; 5 – лопать; 6 – внутрішнє кільце; 7 – підшипник внутрішньої цапфи

Основні розміри напрямного апарата наведені на рис. 1.5.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

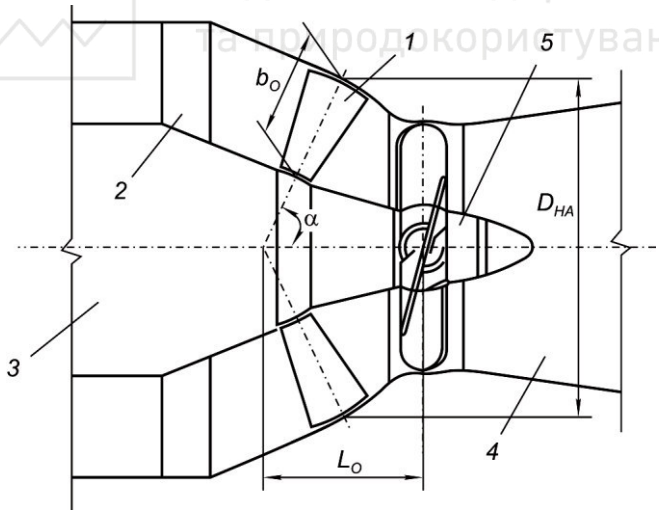


Рис. 1.5. Основні розміри напрямного апарата:

1 – напрямний апарат; 2 – статор; 3 – капсула; 4 – відсмоктувальна труба; 5 – робоче колесо

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Висота напрямного апарата

$$b_0 \geq (0{,}375 \div 0{,}4) D_1 \qquad (1.15)$$

в залежності від типу турбіни (табл. 1.2).

α – кут нахилу осі повороту лопаті напрямного апарата до осі турбіни ($\alpha = 60^o$ – для ПЛ7-ГК, ПЛ10-ГК, ПЛ15-ГК; $\alpha = 65^o$ – для ПЛ20-ГК, ПЛ25-ГК [2]).

L_o – відстань між робочим колесом і напрямним апаратом

$$L_0 = (0{,}7 \div 0{,}85) D_1 . \qquad (1.16)$$

Діаметр турбінної камери в зоні напрямного апарата приймається $D_{на} = (1{,}5 \div 1{,}8) D_1$.

Кількість лопатей напрямного апарата має бути при діаметрі робочого колеса: < 5,5м – 16; 5,5…7,5м – 16-20; >7,5м – 24 [8].

Національний університет
водного господарства
та природокористування

1.5. Побудова робочої зони турбіни

Робоча зона турбіни на головній універсальній характеристиці обраної турбіни визначається багатокутником зі сторонами $n'_I = const$ при напорах $H_{макс}$, $H_{мін}$ і Q'_I при вказаних напорах (рис. 1.6).

З правої сторони робоча зона обмежується зведеною розрахунковою витратою турбіни $Q'_{I,макс}$. З лівої сторони зона обмежується лінією зміни зведеної витрати при мінімальній гарантованій потужності, що задається заводом-виробником турбіни, $N_{т,гар.мін}$

$$N_{т,гар.мін} = 0{,}4 N_{то} . \qquad (1.17)$$

Визначаються зведені частоти і зведені витрати при напорах $H_{макс}$, $H_{мін}$, $H_р$ (м).

Національний університет водного господарства та природокористування

Частоту (об/хв):

$$n'_{I,мін} = \frac{n_o D_1}{\sqrt{H_{макс}}}; \qquad n'_{I,p} = \frac{n_o D_1}{\sqrt{H_p}}; \; n'_{I,макс} = \frac{n_o D_1}{\sqrt{H_{мін}}}. \qquad (1.18)$$

Витрату ($м^3/с$):

$$Q'_{I,мін} = \frac{N_{то}}{9{,}81 D_1^2 H_{макс}\sqrt{H_{макс}}\eta_{тр}};$$

$$Q'_{I,p} = \frac{N_{то}}{9{,}81 D_1^2 H_p \sqrt{H_p}\eta_{тр}}; \qquad (1.19)$$

$$Q'_{I,макс} = \frac{N_{то}}{9{,}81 D_1^2 H_{мін}\sqrt{H_{мін}}\eta_{тр}}.$$

Національний університет водного господарства та природокористування

Наносимо на універсальну характеристику отримані значення n'_I та Q'_I і на перетині отримуємо точки *А, Б, В*. Точка *О* визначається перетином $n'_{I,макс}$ і $Q'_{I,p}$.

Якщо зона охоплює область високих ККД, турбіна вибрана вдало. В іншому випадку робоча зона коригується зміною частоти обертання n_o або діаметра робочого колеса D_1, чи одночасно зміною D_1 і n_o.

Положення точки *Г* визначається проведенням з точки *Б* лінії, паралельної лінії рівного відкриття напрямного апарата, до перетину з горизонтальною лінією, яка відповідає максимальній зведеній частоті обертання $n'_{I,макс}$.

Визначається мінімальна гарантована потужність турбіни (за формулою 1.17)

Визначаться значення мінімальної гарантованої витрати Q'_I при $H_{макс}$ та $H_{мін}$.

При $n'_{I,макс} - Q'_{I,макс.гар} = 0{,}4Q'_{I,макс}$, (1.20)

$$n'_{I,мін} - Q'_{I,мін.гар} = 0{,}4Q'_{I,мін}.$$

Національний університет
водного господарства

На перетині $n'_{I,мін}$ і $Q'_{I,мін.гар}$ отримаємо точку *К*,

$n'_{I,макс}$ і $Q'_{I,макс.гар}$ отримаємо точку *М*.

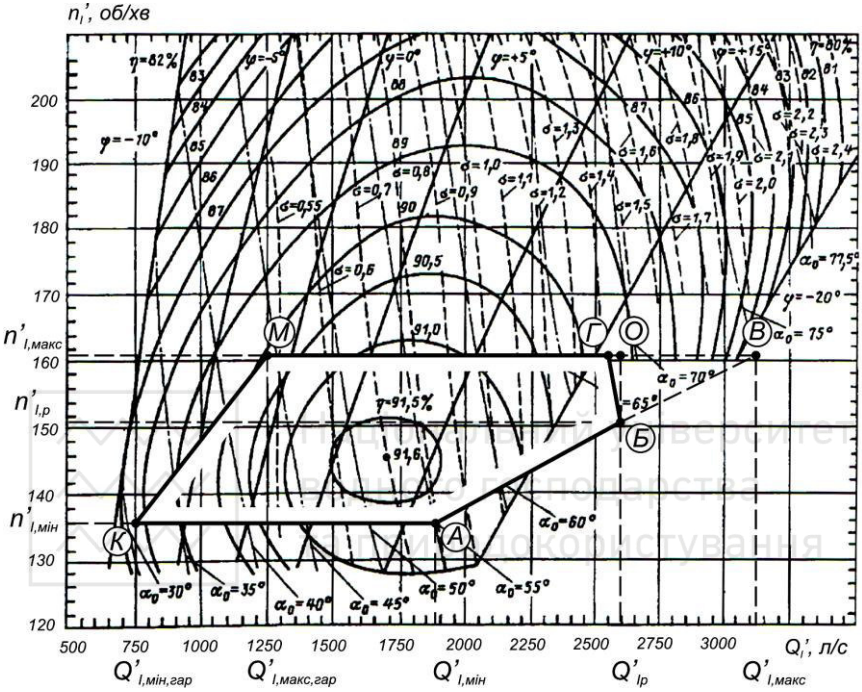


Рис. 1.6. Робоча зона гідротурбіни ПЛ15-ГК-46

1.6. Визначення відмітки осі робочого колеса

Висотне положення турбіни визначається допустимою висотою відсмоктування H_S за умови безкавітаційної роботи при всіх можливих режимах її роботи в межах робочої зони на головній універсальній характеристиці (рис. 1.6).

Ця умова задовольняється мінімумом алгебраїчної суми висоти відсмоктування і рівня нижнього б'єфу, тобто мінімальною відміткою осі робочого колеса гідротурбіни

Національний університет
водного господарства
та природокористування

$$\downarrow от^{к} = \downarrow НБ_{мін} + H_s^{к}, \qquad (1.21)$$

де $H_s^{к} = H_s - \dfrac{D_1}{2}$ – для горизонтальних капсульних турбін.

Допустима висота відсмоктування

$$H_s = B - \frac{\downarrow НБ}{900} - H_d - \sigma H - 1{,}5, \qquad (1.22)$$

де B – висота водяного стовпа, яка відповідає барометричному тиску над рівнем моря (орієнтовно 10,3 м); $\downarrow НБ$ – відмітка розташування гідротурбіни над рівнем моря, м; H_d – висота водяного стовпа (визначається за рис. 1.8); 1,5 – запас на висоту відсмоктування; σ – коефіцієнт кавітації, визначається за головною універсальною характеристикою; D_1 – діаметр робочого колеса, м.

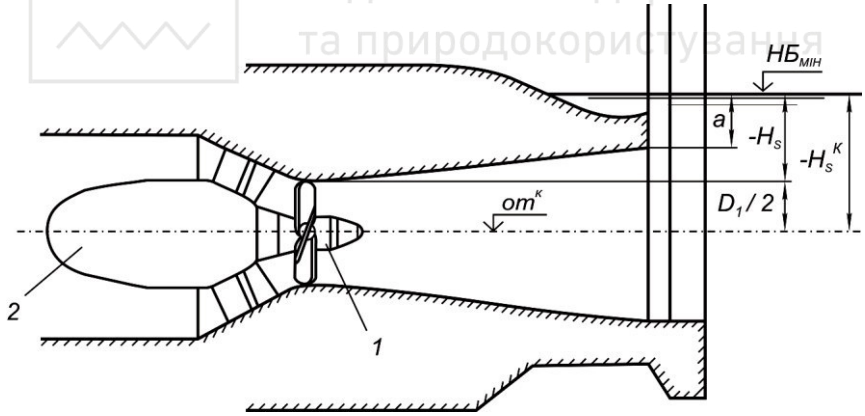


Рис. 1.7. Визначення геометричної висоти відсмоктування:

1 – робоче колесо; 2 – капсула

Визначення відмітки осі робочого колеса гідротурбіни рекомендується проводити у табличній формі для різних робочих точок (табл. 1.3).

Рис. 1.8. Залежність висоти водяного стовпа H_d від температури [2]

Таблиця 1.3

Визначення відмітки осі робочого колеса

H, м	$\downarrow НБ$, м	Робоча точка	σ	H_d, м	σH, м	$\frac{\downarrow НБ}{900}$, м	$\frac{D_1}{2}$, м	H_s, м	$H_s^к$, м	$\downarrow от^к$, м
$H_{макс}$	$\downarrow НБ_{мін}$	*А*								
$H_р$	$\downarrow НБ_{мін}$	*Б*								
$H_{мін}$	$\downarrow НБ_{макс}$	*Г*								

За розрахункову приймається мінімальне значення $\downarrow от^к$.

Отримана відмітка осі турбіни повинна задовольняти умові мінімального затоплення вихідного перерізу відсмоктувальної труби на 0,5…1,0 м під мінімальний рівень нижнього б'єфу (рис. 1.7). Ця перевірка виконується після добору і розрахунку відсмоктувальної труби та вертикальної компоновки агрегатного блока будівлі гідроелектростанції.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Розділ 2. Добір основних розмірів проточного тракту горизонтальних капсульних гідротурбін

Проточний тракт горизонтальної капсульної турбіни представлено на рис. 2.1.

Формування потоку перед робочим колесом відбувається в турбінній камері, статорі і напрямному апараті. Ці елементи забезпечують оптимальні умови для подальшого перетворення на робочому колесі гідравлічної енергії в механічну енергію обертання вала турбіни.

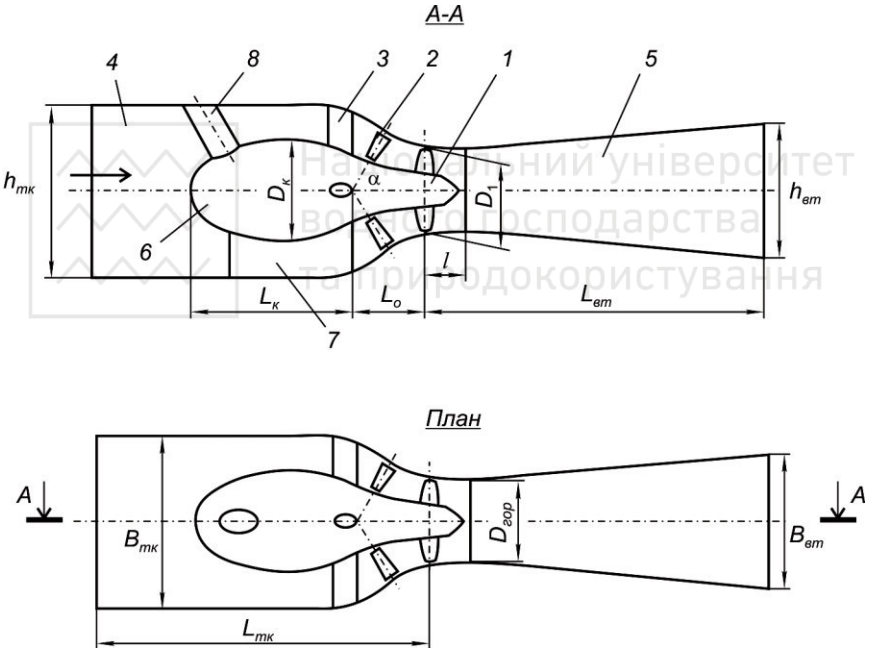


Рис. 2.1. Проточний тракт з горизонтальною капсульною турбіною:

1 – робоче колесо; 2 – конічний напрямний апарат; 3 – колони статора; 4 – прямовисна турбінна камера; 5 – прямовисна відсмоктувальна труба; 6 – капсула; 7 – опорний бичок; 8 – прохідна колона

Національний університет
водного господарства
та природокористування

2.1. Визначення розмірів капсули

Капсула агрегату може бути розміщена як з верхової, так і з низової сторони. Розміщення капсули з верхової сторони ефективніше з енергетичної точки зору, однак потребує відносно більшої довжини будівлі ГЕС. При розміщені капсули з низової сторони, у порівнянні з верховим розміщенням, потребується менша довжина будівлі ГЕС, але при цьому знижується енергетичні якості турбіни і значно збільшується вага агрегату в цілому.

Розміри капсули визначаються у відношенні до діаметра робочого колеса турбіни (рис. 2.2).

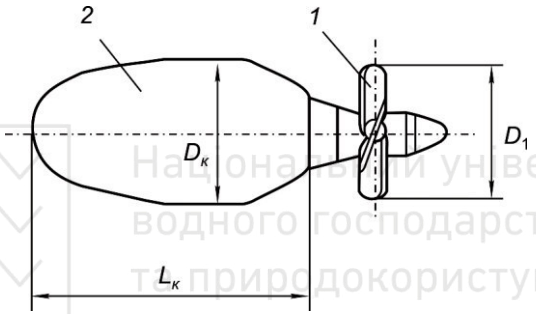


Рис. 2.2. Основні розміри капсули:

1 – робоче колесо; 2 – капсула

Діаметр капсули

$$D_к = (1{,}1 \div 1{,}2) D_1 \tag{2.1}$$

При застосуванні мультиплікатора

$$D_к = (0{,}8 \div 1{,}0) D_1 \tag{2.2}$$

Діаметр капсули уточнюється з підприємством, яке виготовляє генератор.

Довжина капсули

$$L_к = (2{,}4 \div 2{,}6) D_1 \tag{2.3}$$

Національний університет
водного господарства

Кріплення капсули

Головна частина капсули (рис. 2.3) розташована на початку обтікання агрегату потоком. Верхня колона *2* головної частини капсули має обтічний профіль і використовується для проходу персоналу, а також для прокладання різних комунікацій: трубопроводів, системи регулювання, мащення підшипників і підп'ятника, шинопроводів та іншого.

Нижня колона *3* виконується такого ж профілю, але менших розмірів і немає знизу виходу.

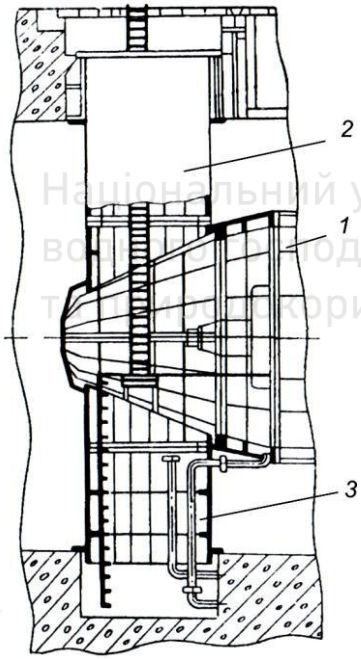


Рис. 2.3. Головна частина капсули:

1 – капсула; 2 – верхня колона; 3 – нижня колона

На агрегатах деяких ГЕС головна частина капсули виконується тільки з однією верхньою колоною. Прокладка труб до низу виконується через монтажні колони або одну з розтяжок.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Довжина профілю верхньої колони приймається

$$l_в = (0{,}4 \div 0{,}6) D_1 . \qquad (2.4)$$

Товщина

$$в_в = (0{,}45 \div 0{,}6) l_в . \qquad (2.5)$$

Довжина профілю нижньої частини

$$l_н = (0{,}2 \div 0{,}3) D_1 . \qquad (2.6)$$

Товщина

$$в_н = (0{,}4 \div 0{,}5) l_н . \qquad (2.7)$$

Навколо капсули встановлюється 6-12 розтяжок, одних кінець якої закріплюється у капсулі, а другий в бетоні (рис. 2.4).

Національний університет
водного господарства
та природокористування

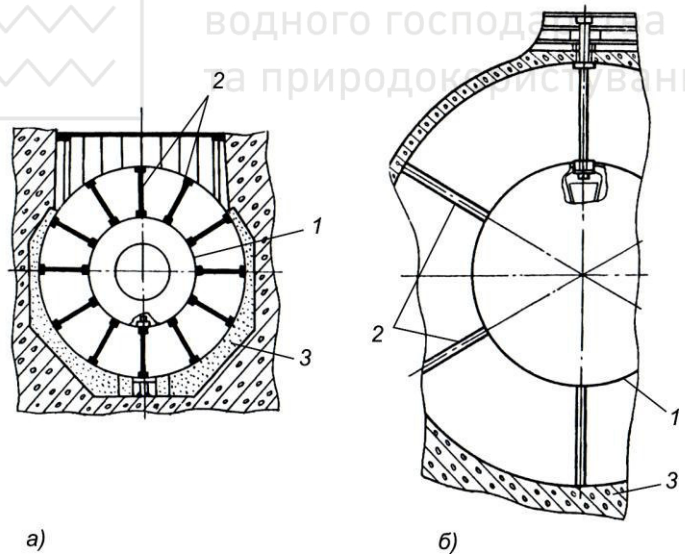


Рис. 2.4. Установка розтяжок:

а – варіант 12 розтяжок; б – варіант 6 розтяжок;
1 – капсула; 2 – розтяжки; 3 – бетон

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Призначення розтяжок – утримати агрегат від поперечних коливань і вібрації.

Довжина розтяжки визначається

$$l_p = \frac{D_{тк} - D_к}{2}, \qquad (2.8)$$

де $D_{тк}$ – діаметр турбінної камери;

$D_к$ – діаметр капсули.

Діаметр розтяжки приймається конструктивно.

Статор

Важливим у компоновках капсульних гідроагрегатів є статор турбіни, розміри якого залежать від розмірів агрегату та вагових навантажень.

Статор (рис. 2.5) є продовженням турбінної камери. Колони статора розташовані в потоці радіально або з невеликим нахилом, їх профіль повинен мати гідравлічно досконалу форму. Кількість колон приймається від 6 до 8 в залежності від розмірів турбіни.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

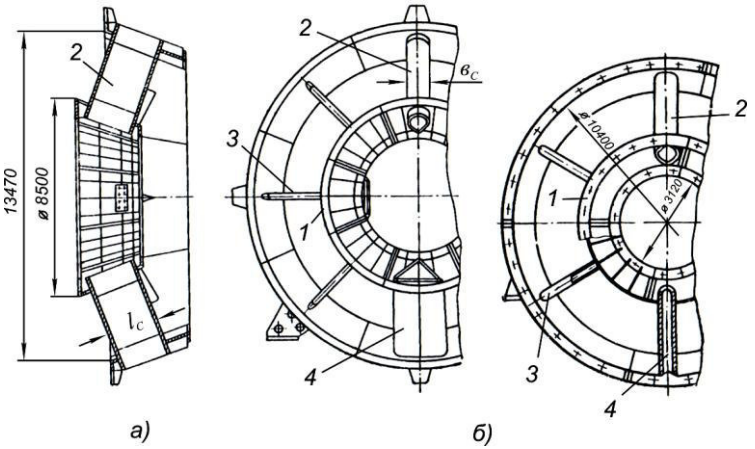


Рис. 2.5. Статор гідротурбіни:

а – колони статора з нахилом; б – радіальні колони;
1 – капсула; 2 – верхня прохідна колона; 3 – тонка колона; 4 – нижня колона

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Довжина профілю статорних колон становить

$$l_c = (0{,}2 \div 0{,}3) D_1 . \qquad (2.9)$$

Товщина профілю статорних колон приймається

$$в_c = (0{,}15 \div 0{,}2) l_c . \qquad (2.10)$$

2.2. Визначення розмірів турбінної камери

Турбінна камера призначена для організованого підводу води до гідравлічної турбіни реактивного типу. Для горизонтальних гідротурбін капсульного типу застосовують прямовисні турбінні камери. Вони мають прямокутний переріз на початку і переходять у циліндричний в області капсули.

Розміри турбінної камери (рис. 2.6) можуть бути визначені в залежності від діаметру робочого колеса турбіни D_1.

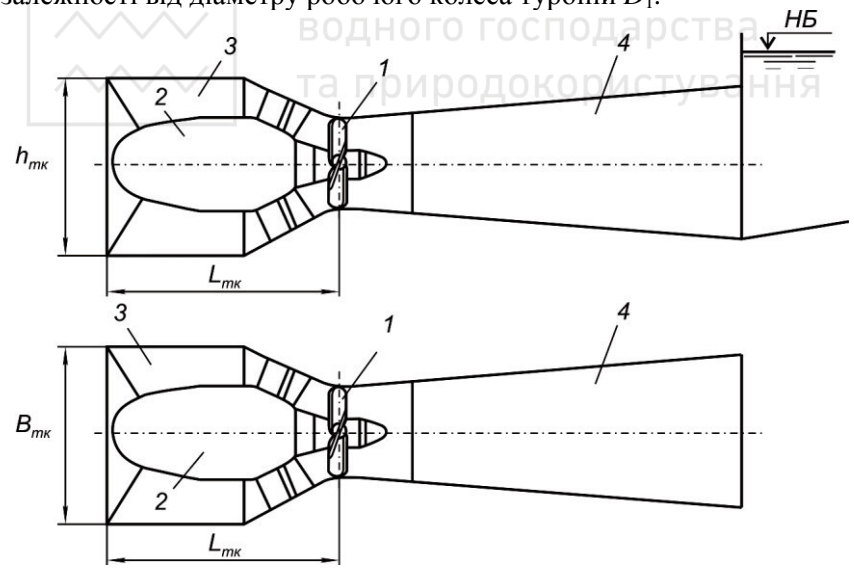


Рис. 2.6. Основні розміри турбінної камери:

а – поперечний переріз; б – плановий переріз;
1 – робоче колесо; 2 – капсула; 3 – турбінна камера; 4 – відсмоктувальна труба

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Ширина турбінної камери на вході

$$B_{тк} = (1{,}9 \div 2{,}25) D_1, \tag{2.11}$$

а при застосуванні мультиплікатора

$$B_{тк} \approx 1{,}2 D_1. \tag{2.12}$$

Висота турбінної камери на вході

$$h_{тк} = (1{,}9 \div 2{,}25) D_1. \tag{2.13}$$

Довжина турбінної камери

$$L_{тк} = (3{,}2 \div 4{,}0) D_1. \tag{2.14}$$

Національний університет
водного господарства
та природокористування

2.3. Визначення розмірів відсмоктувальної труби

Відсмоктувальна труба призначена для організованого відведення води від робочого колеса до нижнього б'єфу та перетворення в енергію тиску залишку кінетичної енергії води, що має потік води після проходження зони робочого колеса.

У горизонтальних капсульних агрегатах застосовуються прямовисні відсмоктувальні труби. Прямовисна відсмоктувальна труба найбільш проста за формою і має найкращі гідравлічні якості.

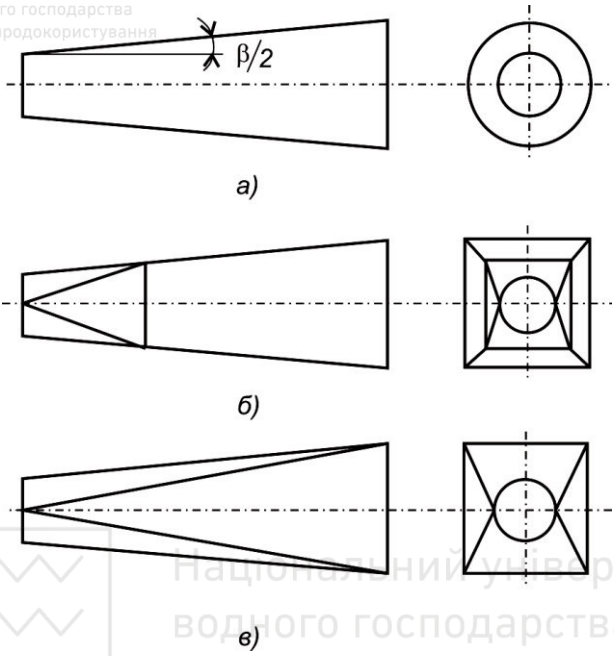
На ГЕС з капсульними агрегатами можуть бути застосовані три варіанти прямовисної відсмоктувальної труби (рис. 2.7).

За енергетичними показниками доцільно застосовувати трубу з круглим перерізом.

Пропускна спроможність горизонтальних поворотно-лопатевих турбін з прямовисною відсмоктувальною трубою може досягти 3000 л/с. Кут нахилу β приймається в межах $13 \ldots 15^0$ [14].

Для капсульних агрегатів форма відсмоктувальної труби також залежить від того, де розміщена капсула.

Національний університет
водного господарства
та природокористування



Національний університет
водного господарства
та природокористування

Рис. 2.7. Прямовисні відсмоктувальні труби горизонтальних капсульних агрегатів:

а – циліндрична; б – з переходом на квадратний переріз на частині довжини; в – з переходом на квадрат по всій довжині

Розміри відсмоктувальної труби можуть бути визначені у долях від діаметру робочого колеса (табл. 2.1).

Таблиця 2.1

Основні розміри прямовисних відсмоктувальних труб [2]

Параметр	ПЛ7-ГК	ПЛ10-ГК	ПЛ15-ГК	ПЛ20-ГК	ПЛ25-ГК
L_5	4,50	4,55	4,55	4,60	4,60
B_5	1,95	1,95	1,93	2,0	2,1
h_5	1,7	1,7	1,73	1,8	1,9

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Ширина вихідного перерізу відсмоктувальної труби має бути $B_5 \le B_{тк}$, де $B_{тк}$ – ширина турбінної камери на вході.

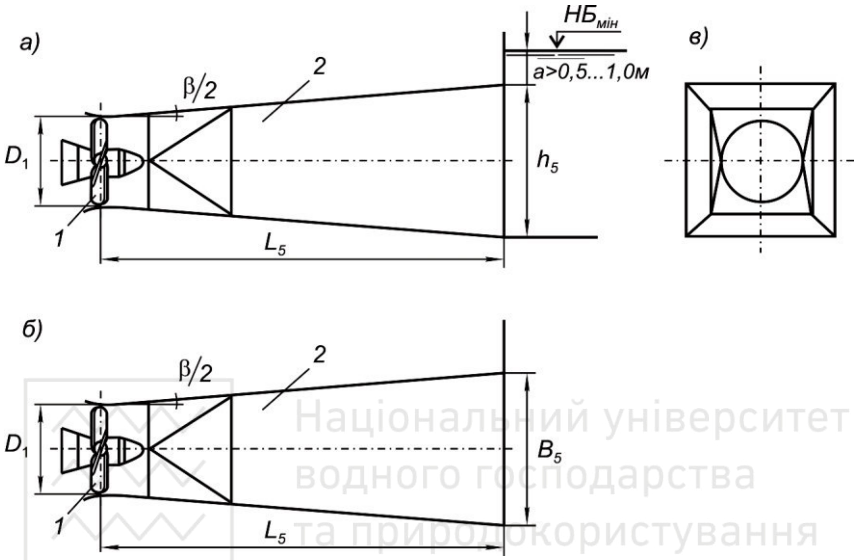


Рис. 2.8. Основні розміри відсмоктувальної труби:

а – поперечний переріз; б – плановий переріз; в – вид з нижнього б'єфу;
1 – робоче колесо; 2 – відсмоктувальна труба

Розділ 3. Добір гідрогенераторів

На ГЕС з капсульними гідроагрегатами застосовуються горизонтальні гідрогенератори, які розташовані у герметичній підводній капсулі. Капсульні гідрогенератори виготовляються як частина гідроагрегату, при цьому зовнішня поверхня корпуса статора генератора є частиною капсули гідроагрегату. Статор розташовується у центральній частині капсули.

Для капсульних гідроагрегатів характерна знижена номінальна напруга обмотки статора. Для гідроагрегатів невеликої потужності

(до 20 МВ·А) напруга складає 3,15 кВ, для капсульних генераторів потужністю більше 20 МВ·А – 6,3 кВ [3].

Капсульні гідрогенератори виконуються з безпосереднім охолодженням обмоток статора і ротора водою або повітряною системою охолодження.

Використовується така структура умовного позначення типу гідрогенераторів:

СГКВ – 776/125 – 76

С – синхронний; Г – горизонтальний; К – капсульний варіант; В – водяне охолодження; 776 – зовнішній діаметр статор (см); 125 – довжина активної сталі (см); 76 – кількість полюсів.

На рис. 3.1 наведений поперечний переріз даного генератора.

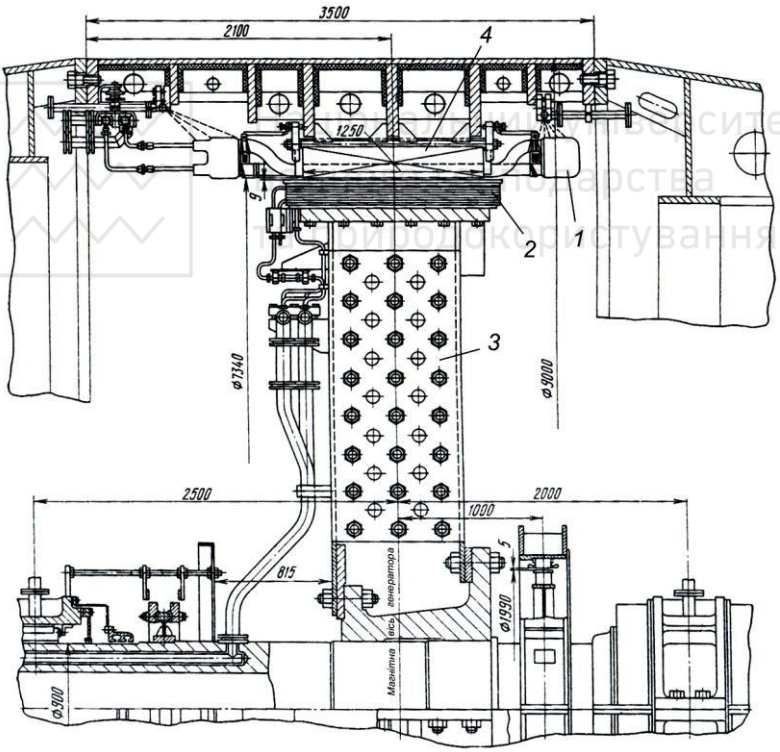


Рис. 3.1. Поперечний переріз гідрогенератора СГКВ-776/125-76 [8]:

1 – обмотка статора; 2 – обмотка ротора; 3 – ротор; 4 – статор

СГК – 535/220 – 52

С – синхронний; Г – горизонтальний; К – капсульний варіант; 535 – зовнішній діаметр статора (см); 220 – довжина активної сталі (см); 52 – кількість полюсів.

Відсутність четвертої літери свідчить, що цей генератор має повітряне охолодження.

Поперечний переріз такого генератора представлено на рис. 3.2.

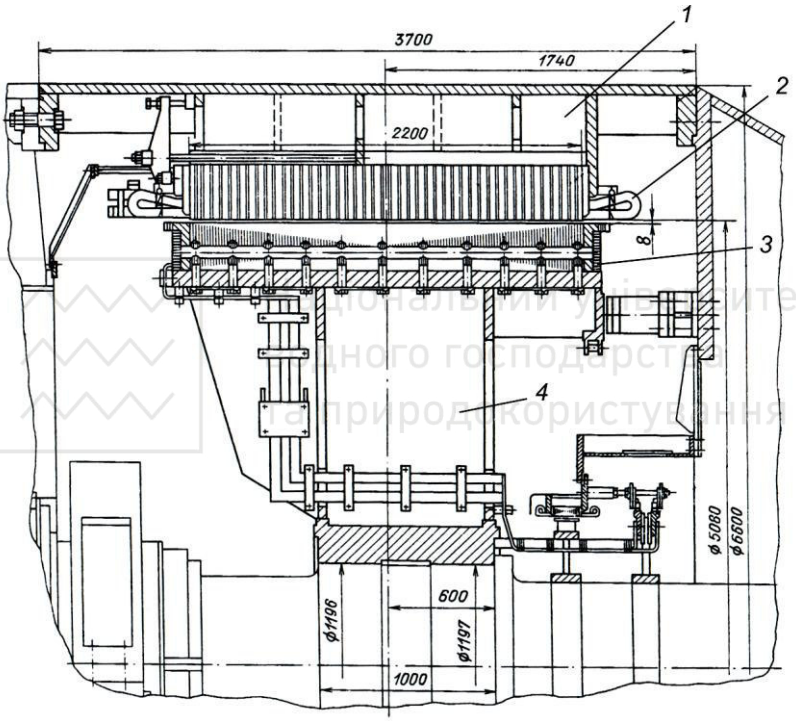


Рис. 3.2. Поперечний переріз гідрогенератора СГК-535/220-52 [8]:

1 – статор; 2 – обмотка статора; 3 – обмотка ротора; 4 – ротор

Зменшення діаметру капсульного гідрогенератора досягається застосуванням форсованого охолодження активних частин, високоякісних ізолюючих матеріалів та збільшенням довжини активної сталі.

При форсованому повітряному охолодженні (рис. 3.3) капсула гідроагрегату герметизується і у ній підтримується підвищений тиск повітря. У капсулі встановлюється потужний вентилятор з електродвигуном, який проганяє нагріте повітря через охолоджувачі, а потім знову в генератор. Така система забезпечує достатньо симетричне і надійне охолодження активних частин гідрогенератора, однак значно ускладнює його обслуговування.

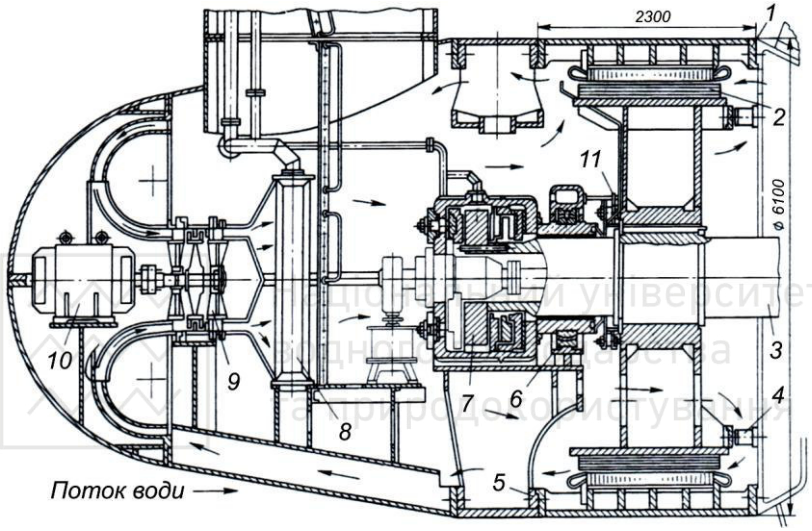


Рис. 3.3. Гідрогенератор капсульного агрегату
з повітряним охолодженням [31]:

1 – статор; 2 – ротор; 3 – вал агрегату; 4 – гальма; 5 – перехідне кільце;
6 – підшипник; 7 – підп'ятник; 8 – охолоджувач; 9 – вентилятор;
10 – двигун; 11 – контактні кільця

Капсульні гідрогенератори з повним водяним охолодженням (рис. 3.4) є більш прогресивною і економічною конструкцією у порівнянні з генераторами з повітряним охолодженням. Вода, що циркулює у порожнистих провідниках статора і ротора забезпечує достатньо ефективне охолодження. Крім того, відпадає необхідність у повній герметизації капсули, спрощується конструкція та створюються умови для обслуговування вузлів генератора в будь-який час.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

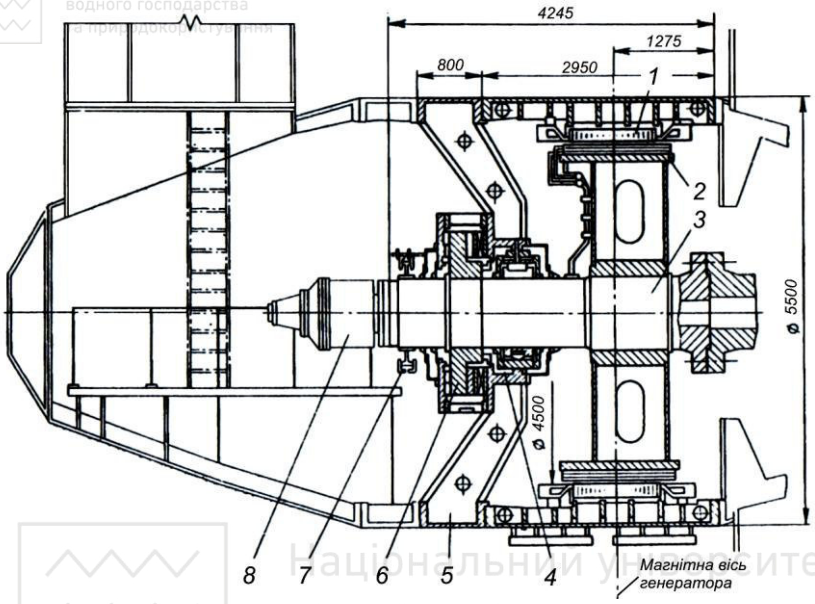


Рис. 3.4. Гідрогенератор капсульного агрегату
з водяним охолодженням [31]:

1 – статор; 2 – ротор; 3 – вал генератора; 4 – підшипник; 5 – перехідне кільце;
6 – підп'ятник; 7 – контактне кільце; 8 – водоприймач

Основні розміри і габарити гідрогенераторів залежать від розмірів їх активної частини – діаметра розточки статора D_i, довжини активної сталі статора l_t, які залежать від потужності та частоти обертання генератора.

Номінальна потужність гідрогенератора, кВт, визначається

$$P_н = N \cdot \eta_{ген}, \tag{3.1}$$

де N – номінальна потужність на валу турбіни;

$\eta_{ген}$ – ККД гідрогенератора.

Розміри гідрогенератора визначаються за уявною потужністю P_S, кВ·А,

Національний університет
водного господарства
та природокористування

$$P_s = \frac{P_н}{cos\varphi}, \tag{3.2}$$

де $cos\ \varphi$ – коефіцієнт потужності.

При P_S до 20 МВ·А приймається $cos\varphi = 0{,}95$, при P_S >20 МВ·А – $cos\varphi = 0{,}98$.

Коефіцієнт корисної дії капсульних гідрогенераторів має бути не нижче 95% при потужності генератора до 10 МВ·А, при більшій потужності – не нижче 96%.

Частота обертання гідрогенератора (об/хв) залежить від виду з'єднання генератора з турбіною. При прямому з'єднанні частота обертання гідрогенератора буде дорівнювати частоті обертання турбіни

$$n_{ген} = n_{тур}.$$

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Діаметр розточки статора D_i може бути визначений через залежність

$$D_i = \frac{D_a}{1{,}05 \div 1{,}07}, \tag{3.3}$$

де D_a – зовнішній діаметр статора, який пов'язаний з діаметром капсули залежністю

$$D_a = \frac{D_к}{1{,}10 \div 1{,}20}, \tag{3.4}$$

де $D_к$ – діаметр капсули.

Діаметр розточки статора D_i, довжина активної сталі l_t, уявна потужність P_S, частота обертання генератора пов'язані залежністю:

$$c = \frac{P_s}{D_i^2 l_t n_{ген}}, \tag{3.5}$$

Національний університет водного господарства та природокористування

де c – коефіцієнт використання.

Для горизонтальних капсульних агрегатів приймається межах: c =11…13 – при водяному охолодженні; c =4…7 – при повітряному охолодженні.

З цієї формули знаходиться величина l_t

$$l_t = \frac{cD_i^2 n_{ген}}{P_s}, \tag{3.6}$$

де $n_{ген}$ – кількість обертів гідрогенератора.

Знайдена величина l_t приймається з ряду стандартних величин [2]: 33, 36, 40, 45, 50, 55, 60, 67, 75, 82, 90, 100, 110, 122, 135, 150, 165, 182, 200, 220, 245, 270, 300 см.

Основні розміри гідрогенератора можуть бути визначені перерахунками з використанням основних розмірів капсульних гідрогенераторів, що наведені в табл. 3.1 для близьких значень частоти обертання, якщо діаметр корпуса статора генератора $D_к$, що розраховується, дорівнює табличному значенню.

Національний університет водного господарства та природокористування

Таблиця 3.1

Основні розміри капсульних гідрогенераторів [9]

Тип генератора	Потужність, МВ·А	Номінальна частота обертів, об/хв	Довжина активної сталі, м	Діаметр ротора, м	Діаметр корпуса статора, м	Відстань між підш., м	Загальна довжина, м	Висота осі підш., м
з водяним охолодженням								
СГКВ-776/125-96	27,55	62,5	1,25	7,322	9,0	4,5	7,0	1,1
СГКВ-720/140-80	48,3	75,0	1,4	6, 835	8,5	Визначається по агрегату в цілому		
з повітряним охолодженням								
СГК-2 538/160-70	19,9	85,7	1,6	4,92	6,1	Визначається у складі агрегату	2,8	Визначається у складі агрегату
СГК-535/220-52	42,22	115,4	2,2	5,08	6,6		3,7	

Національний університет
водного господарства

Довжина активної сталі l_t генератора, що розраховується, може бути знайдена наступним чином. З таблиці береться генератор (див. дод. 3), у якого діаметр корпуса статора дорівнює діаметру капсули гідрогенератора, що розраховується. Величина l_t табличного генератора визначається за умовним позначенням гідрогенератора.

Визначається l_t гідрогенератора, що розраховується:

- при тій самій частоті обертання

$$l_t = \frac{P_s}{P_{s_T}} \cdot l_{t_T}, \tag{3.7}$$

де P_{s_T} – повна потужність табличного генератора;

l_{t_T} – довжина активної сталі табличного генератора.

- при близькій частоті обертання

$$l_t = \frac{P_s}{P_{s_T}} \frac{n_T}{n} \cdot l_{t_T}, \tag{3.8}$$

Національний університет
водного господарства
та природокористування

де n_T – частота обертання табличного генератора;

n – частота обертання генератора, що розраховується.

Вага генератора може бути визначена (орієнтовно)

$$G_{ген} = (35..45) D_i l_t, \text{ (т)} \tag{3.9}$$

де D_i – діаметр розточки статора (м);

l_t – довжина активної сталі (м).

Вага ротора генератора

$$G_p = (0{,}5 \pm 0{,}05) G_{ген}. \tag{3.10}$$

Решта розмірів гідрогенератора визначається конструктивно за аналогією інших схем ГЕС з горизонтальним капсульними агрегатами.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Розділ 4. Добір трансформаторів

Силовий трансформатор розміщується на перекритті будівлі ГЕС або на бичках водозливної греблі (рис. 4.1).

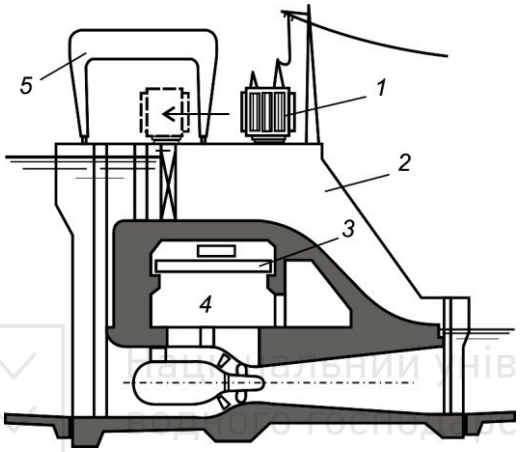


Рис. 4.1. Схема розміщення силового трансформатора:

1 – силовий трансформатор; 2 – бичок; 3 – мостовий кран;
4 – машинна зала; 5 – козловий кран водозливної греблі

На генераторній напрузі ГЕС обслуговуються тільки місцеві споживачі, в радіусі до 5 км. Передача енергії віддаленим споживачам виконується на підвищеній напрузі. Постачання електроенергії малопотужних пристанційних споживачів, в тому числі власних потреб ГЕС, вимагає зниження генераторної напруги.

Для перетворення змінного струму однієї напруги у змінний струм іншої напруги застосовують трансформатори, які підвищують або знижують напругу струму.

На ГЕС застосовуються двообмоточні, триобмоточні та автотрансформатори, трифазні і однофазні трансформатори. Марка трансформатора визначає: перша літера Т – (трифазний); О – однофазний; перша або друга і третя визначають системи охолодження. Далі ставляться літера: Т – триобмоточний; У – удосконалений; С – трансформатор власних потреб; Г –

грозозахисний; А – автотрансформатор; К – з кабельним виводом; Е – для електрифікації залізничного транспорту.

За літерами ставиться дріб: у чисельнику – потужність, кВ·А, в знаменнику – напруга, кВ.

Наприклад, трансформатор ТЦ – 630000/220 (рис. 4.2).

Означає трифазний, з системою охолодження Ц (масляно-водяна циркуляційна система), потужністю 630000 кВ·А, з напругою 220 кВ.

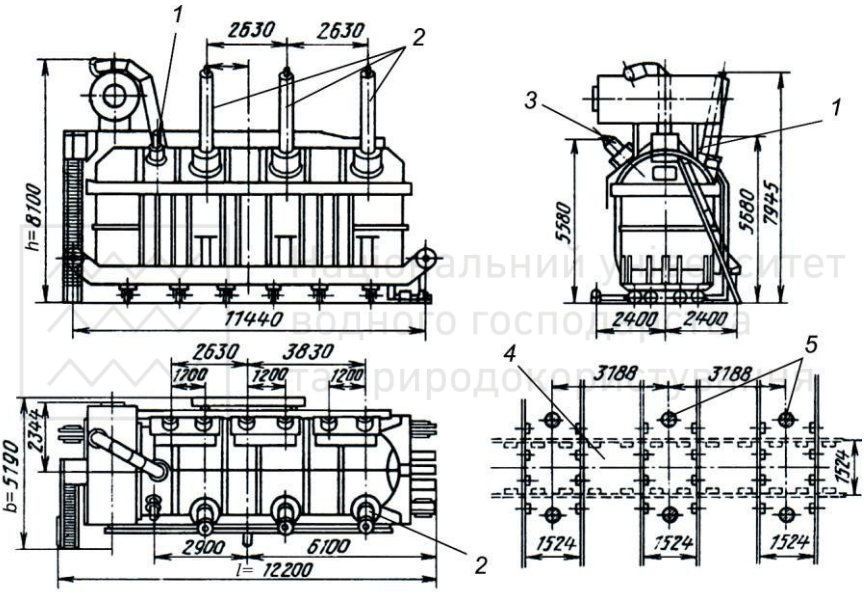


Рис. 4.2. Трансформатор ТЦ-630000/220 [14]:

1 – вивід 35 кВ; 2 – вивід 220 кВ; 3 – вивід низької напруги НН; 4 – схема розміщення залізничних колій; 5 – майданчики для гідродомкратів

Підбір трансформатора здійснюється після складання головної схеми електричних з'єднань. Приймається головна схема електричних з'єднань на основі проведення техніко-економічних порівнянь. Найбільш проста блочна схема, яка має незначну кількість агрегатів і з'єднань, завдяки чому забезпечує надійність і економічність.

Національний університет водного господарства та природокористування

На ГЕС з горизонтальними капсульними агрегатами, потужність яких не перевищує 50 МВт, доцільно прийняти в проекті схему з'єднання 2Г – 1Т – 1В, де позначено цифрами кількість, а літерами назву Г – генератор; Т – трансформатор; В – вивід.

Силовий трансформатор підбирається за потужністю трансформатора $S_{тр}$ і високою напругою на виводах U_B.

$$S_{тр} = z_{ген} \cdot P_s, \tag{4.1}$$

де $z_{ген}$ – кількість генераторів, які під'єднанні до трансформатора відповідно до прийнятої схеми електричних з'єднань;
P_S – повна потужність генератора.

Значення високої напруги на виводах трансформатора U_B визначається напругою ЛЕП ($U_{ЛЕП}$), яка залежить від довжини ЛЕП та найбільшої потужності, що передається на один ланцюг (приймаємо $N_{вст}$ – встановлена потужність ГЕС). Орієнтовно величина (U_B=$U_{ЛЕП}$) може бути знайдена з таблиці 4.1 [14].

Національний університет водного господарства та природокористування

Таблиця 4.1

Встановлена потужність ГЕС, $N_{вст}$, МВт	до 200		200-1000	
Максимальна довжина ЛЕП, $L_{ЛЕП}$, км	50–150	150–250	250–500	50–1000
Напруга ЛЕП, $U_{ЛЕП}$, кВ	110	220	330	500

За потужністю трансформатора $S_{тр}$ та напругою U_B в каталозі трансформаторів (дод. 4) визначаємо марку трансформатора та його основні розміри, h – висота; b – ширина; l – довжину та повну масу. Необхідно врахувати, що трансформатори допускають тимчасове перевантаження 5-10 %.

При відсутності каталогів марку трансформатора можна прийняти, орієнтуючись на стандартні номінальні потужності силових трансформаторів і автотрансформаторів (кВ·А) з ряду [14]: 10, 16, 25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600, 2500, 4000, 6300, 10000, 16000, 25000, 40000, 63000, 80000, 10000, 125000,

160000, 200000, 250000, 320000, 400000, 500000, 630000, 800000, 1000000.

Розділ 5. Визначення розмірів розподільчих пристроїв

На ГЕС існують два види розподільчих пристроїв – генераторної напруги та високої напруги.

Розподільчі пристрої генераторної напруги, як правило, виконуються закритого типу (ЗРП). Для постачання споживачів власних потреб ГЕС встановлюються понижуючі трансформатори, які забезпечують енергією споживачів власних потреб ЗРП і розміщуються у закритих приміщеннях.

Розподільчий пристрій високої напруги частіше буває відкритим (ВРП) і розміщується на спеціальних майданчиках у більшості випадків зі сторони нижнього б'єфу.

Орієнтовно розміри ВРП можна прийняти за площею однієї комірки високої напруги, яка складається з вимикача і двох роз'єднувачів за табл. 5.1 [14].

Таблиця 5.1

Напруга U, кВ	110	220	330	500
Довжина комірки $l_к$, м	60	90	120	160
Ширина комірки $в_к$, м	7	15	22	30
Площа однієї комірки $F_к$, м^2	420	1350	2640	4800

Повна ширина ВРП визначається

$$B_{ВРП} = в_к (n_к + 1), \tag{5.1}$$

де $в_к$ – ширина комірки; $n_к$ – число комірок.

Довжина ВРП дорівнює довжині комірки

$$L_{ВРП} = l_к. \tag{5.2}$$

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Кількість комірок приймається рівним числу виводів високої напруги відповідно до прийнятої схеми електричних з'єднань.

Розділ 6. Добір гідромеханічного устаткування

6.1. Сміттєутримуюча решітка

Сміттєутримуючі решітки застосовуються на ГЕС для захисту турбін від плаваючих предметів, льоду, шуги, торф'янику.

Решітка складається з вертикально розташованих металевих стержнів *1*, які з'єднуються загальним каркасом з ригелем *2* (рис. 6.1).

Отвір між стержнями решітки рекомендується приймати для поворотно-лопатевих турбін від 10 до 20 см.

Решітка може складатись з секцій з висотою до 6,0…6,5 м.

Розрахункова площа решітки може бути визначена за формулою

$$F_{розр} = \frac{Q_{тр}}{v_{доп}}, \qquad (6.1)$$

де $Q_{тр}$ – витрата турбіни, м^3/с;

$v_{доп}$ – середня швидкість води, яка допускається для безпечної експлуатації решітки ($v_{доп}$ призначається не більше 1,1-1,3 м/с).

Повна висота решітки H_P визначається різницею відміток нижньої кромки забральної балки і верха фундаментної плити.

Ширина решітки B_P визначається шириною турбінної камери.

Конструктивна площа решітки

$$F_{рк} = B_p \cdot H_p . \qquad (6.2)$$

Вона повинна бути $F_{рк} \geq F_{розр}$.

У протилежному випадку може бути збільшена висота решітки за рахунок заглиблення фундаментної плити.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

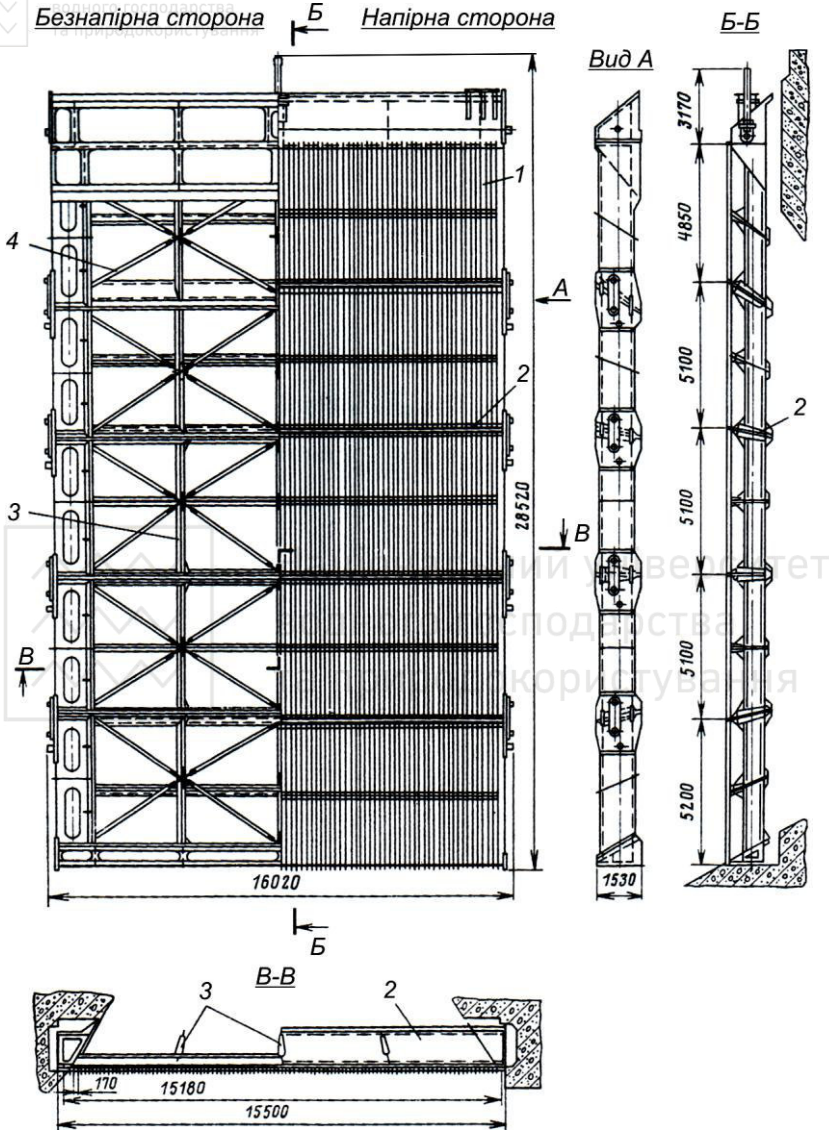


Рис. 6.1. Сміттєутримуюча решітка:

1 – стержні; 2 – ригель; 3 – діафрагма; 4 – розкоси

Для очистки решітки грейфером перед нею необхідно мати вільніший простір шириною по течії не менше 2-3 м для виконання операцій з грейфером у відкритому стані. Посередині цього простору в бичках передбачаються пази шириною до 30 см, які забезпечують пересування грейфера.

Найчастіше застосовуються вертикальні плоскі решітки, що встановлюються в пази бичків або можуть бути з нахилом (рис. 6.2) під кутом 60-80^0, тоді швидкість $v_{доп}$ зменшують до 0,6…0,8 м/с.

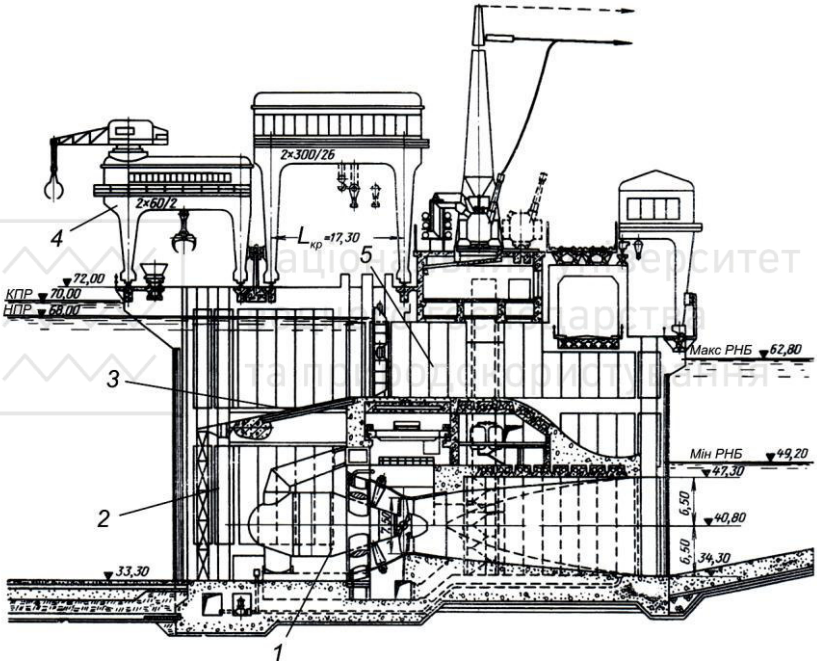


Рис. 6.2. Будівля ГЕС з горизонтальними капсульними агрегатами:

1 – капсула; 2 – СУР вертикальна; 3 – СУР з нахилом;
4 – козловий кран; 5 – водозлив

Послідовність розміщення пазів залежить від чистоти води у водосховищі: якщо вода достатньо чиста, без плаваючого сміття, тоді спочатку виконується паз ремонтного затвора, далі решітка і далі паз основного затвора. При забрудненій воді першим є паз решітки, щоб під її захистом можна було б встановити ремонтні

Національний університет водного господарства та природокористування

затвори. З метою економії замість перших двох пазів виконується один суміщений паз для установки решітки, яку при ремонті виймають і замість неї опускають ремонтний затвор.

Решітки обслуговуються частіше козловими кранами *4* (рис. 6.2), які розташовані по верху бичків.

Ширина і глибина паза решітки залежать від розмірів і конструкції решітки. Орієнтовно їх можна прийняти такими.

Ширина паза $в_п$ в залежності від прогону решітки може бути (табл. 6.1).

Таблиця 6.1

Прогін решітки, м	4	6	8	10	12	14
Ширина паза $в_п$, м	0,7	0,9	1,1	1,2	1,2	1,3

Глибина паза призначається в залежності від прогону решітки (табл. 6.2).

Національний університет водного господарства та природокористування

Таблиця 6.2

Прогін решітки, м	4	6	8	10	12	14
Глибина паза $t_п$, м	0,4	0,5	0,6	0,65	0,7	0,8

Відстань між пазами рекомендується приймати

$$l_{м.п.} \geq 1{,}5в_п \qquad (6.3)$$

6.2. Затвори

За експлуатаційним призначенням затвори поділяються на ремонтні і аварійно-ремонтні.

Ремонтні затвори. Вони використовуються для тимчасового перекриття отворів водопровідного тракту ГЕС при ревізіях і ремонті обладнання. Розташовуються перед аварійно-ремонтними затворами і встановлюються кранами в спокійну воду. За звичай, застосовуються плоскі затвори, які в залежності від розмірів отворів, можуть бути одиночні або секційні. Одиночні

Національний університет
водного господарства
та природокористування
застосовуються при висоті до 14 м. На ГЕС, як правило, є декілька комплектів ремонтних затворів.

Аварійно-ремонтні затвори. Аварійно-ремонтні затвори (рис. 6.3) призначені для швидкого перекриття подачі води (2…3 хв.) до гідромашин на випадок їх аварійної зупинки. Вони можуть використовуватися і у якості ремонтного загородження. Обслуговуються індивідуальними механізмами (гідропідйомниками, лебідками) з дистанційним керуванням і переміщуються краном водоприймача. Як правило, вони плоского типу.

Затвори відсмоктувальної труби. За звичай, ці затвори вертикальні, встановлюються на виході з відсмоктувальної труби. Вони можуть бути одиночні або секційні плоского типу.

На руслових ГЕС, як правило, застосовуються металеві затвори на опорах або ковзаючі.

Розміри затворів у курсовому проекті визначаються конструктивно за розмірами отворів.

Масу плоского затвора можна визначити за формулою А.Р. Березінського:

$$G_{затв} = 0{,}055 F_o \sqrt{F_o}\ , \qquad (6.4)$$

де $G_{затв}$ – маса затвора в тонах;

F_O – площа отвору, що перекривається, м^2.

Необхідну вантажопідйомність підйомних механізмів B_n в тонах для маневрування затворами можна визначити наближено за формулою:

$$B_n = 1{,}1 \cdot G_{затв} + 1{,}2 \cdot T_{тр} \qquad (6.5)$$

де $T_{тр}$ – сила тертя в опорно-ходових частинах; 1,1 і 1,2 – коефіцієнти запасу.

$$T_{тр} = K_{тр} \cdot P, \qquad (6.6)$$

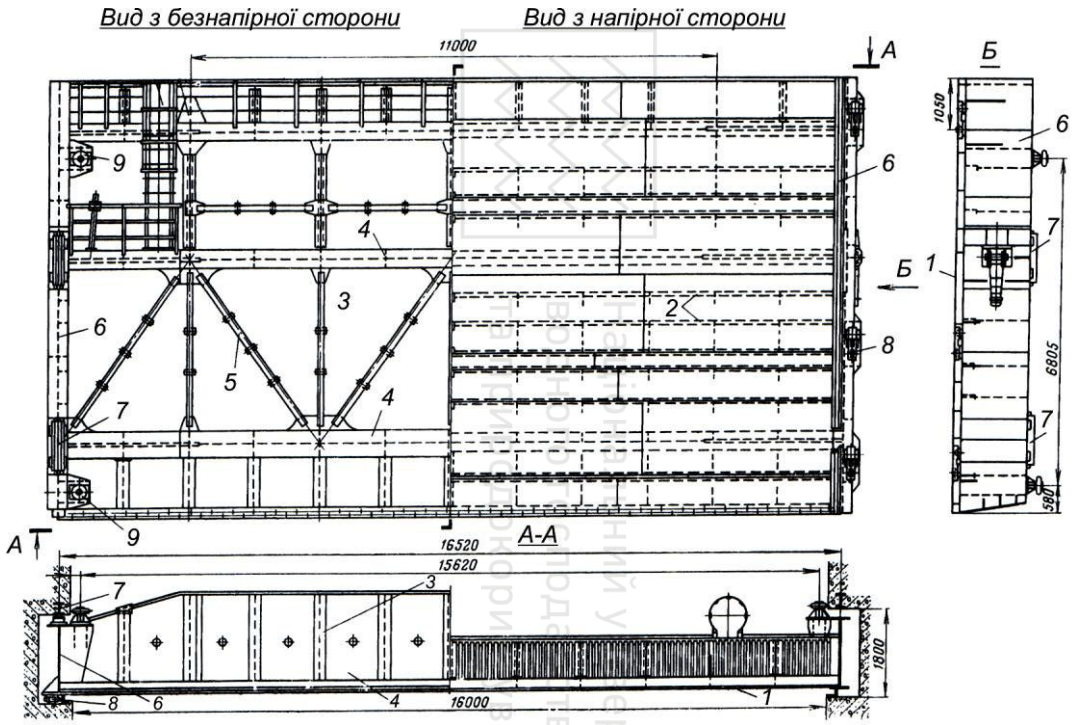


Рис. 6.3. Аварійно-ремонтний затвор:

1 – обшивка; 2 – балочна клітка; 3 – діафрагма; 4 – ригель; 5 – ферми жорсткості; 6 – опорні балки; 7 – опорно-ходова частина; 8 – зворотні колеса; 9 – бокові колеса

Національний університет водного господарства та природокористування

де $K_{тр}$ – максимальний коефіцієнт тертя опор (для каткових опор $K_{тр}$ =0,1, для ковзаючих $K_{тр}$ =0,13…0,23) [5]; P – розрахункове навантаження на затвор в тонах.

$$P = 0{,}5 \cdot H_з^2, \tag{6.7}$$

де $H_З$ – напір на затвор, м.

6.3. Підйомно-транспортне устаткування

В будівлях ГЕС передбачається підйомно-транспортне устаткування для обслуговування машинної зали (основний кран) та решіток і затворів у водоприймачі та ремонтного затвора у відсмоктувальній трубі.

Вибір основного крана необхідно проводити одночасно з вибором конструкції машинної зали. На ГЕС з горизонтальним капсульними агрегатами можливі різні варіанти монтажу, ремонту, демонтажу агрегатів і допоміжного обладнання.

У схемі (рис. 7.13) демонтаж турбіни і генератора проводиться за допомогою козлового крана *8* через знімну кришку *13*. Кран встановлено на гребені греблі. Допоміжні операції можуть виконуватись кранами малої вантажопідйомності *14*, які розташовані в машинній залі над робочим колесом.

Можливий варіант з розташуванням капсули у верхньому б'єфі (рис. 6.4).

Демонтаж генератора в цьому випадку виконується козловим краном *1*. Ця схема дозволяє обійтися без знімних кришок, тому що перенесення робочого колеса здійснюється малим краном *2*, який доставляє колесо до шахти монтажного майданчика, де воно обслуговується козловим краном. Доступ в капсулу здійснюється через шахту-лаз складного профілю *3*. Виводи шин генератора та всі технологічні комунікації прокладаються: або через ту саму шахту, або через статорну порожнинну колону.

На схемі (рис. 6.5) в машинній залі *1* розташований мостовий кран малої вантажопідйомності *2*, а основним краном є козловий кран *3* більшої вантажопідйомності.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

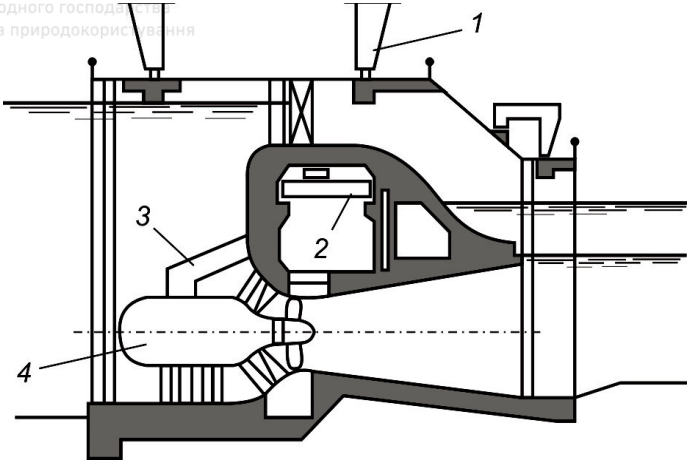


Рис. 6.4. ГЕС із розташуванням капсули у верхньому б'єфі:
1 – козловий кран; 2 – кран малої вантажопідйомності;
3 – шахта-лаз, 4 – капсула

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Можливий варіант будівлі ГЕС, коли основний кран *3* розташований в закритій машинній залі *4* (рис. 4.1). У цьому випадку ревізія трансформатора проводиться на спеціальному майданчику, який обслуговується краном водозливної греблі *5* або на монтажному майданчику, куди трансформатор опускається через спеціальну шахту.

Основним типом підйомно-транспортного устаткування на ГЕС можуть бути козлові, напівкозлові, мостові крани та різні засоби малої механізації.

Мостові крани, які випускаються серійно, мають такі параметри (головний гак/допоміжний гак) від 15/3 до 250/30 т з висотою підйому 16-32 м. Прогін таких кранів досягає 26 м. Схема мостового електричного крана та його основні параметри наведені на рис. 6.6,а і в додатку 5.

Козлові і напівкозлові крани обладнані ходовою частиною для пересування крана по підкрановим шляхам. Козлові і напівкозлові крани виготовляються в одиничних екземплярах, тому їх параметри визначаються у кожному конкретному випадку. На рис. 6.6,б наведена схема козлового крана, а основні розміри в додатку 6.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

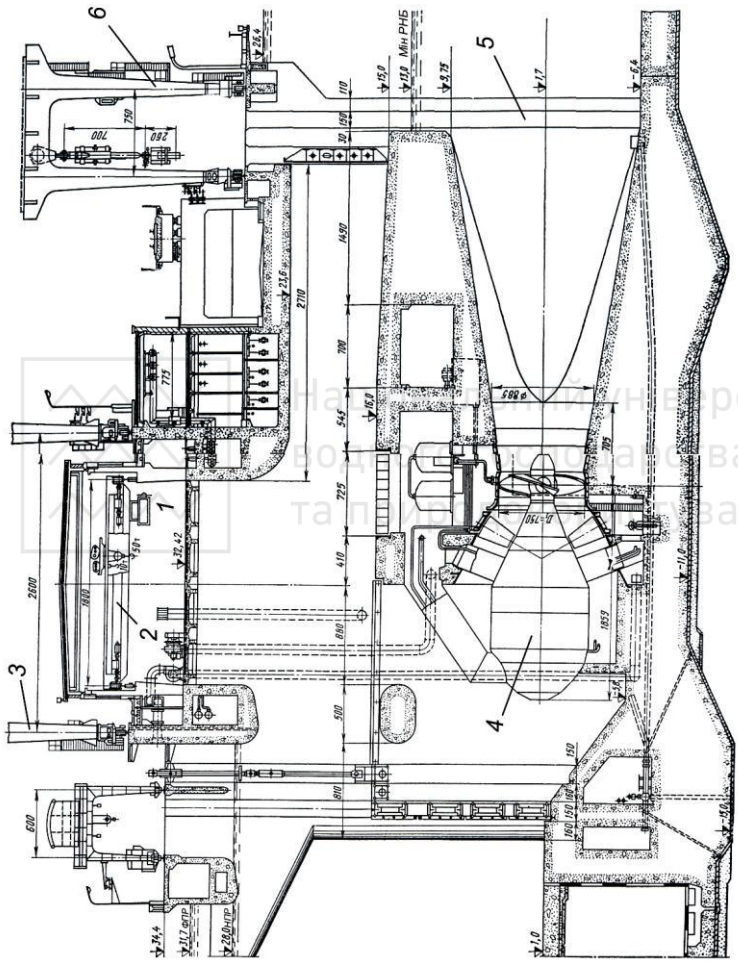


Рис. 6.5. ГЕС з розташуванням капсули у верхньому б'єфі:

1 – машинна зала; 2 – мостовий кран; 3 – основний козловий кран; 4 – капсула;
5 – паз затвора відсмоктувальної труби; 6 – козловий кран нижнього б'єфу

Національний університет
водного господарства
та природокористування

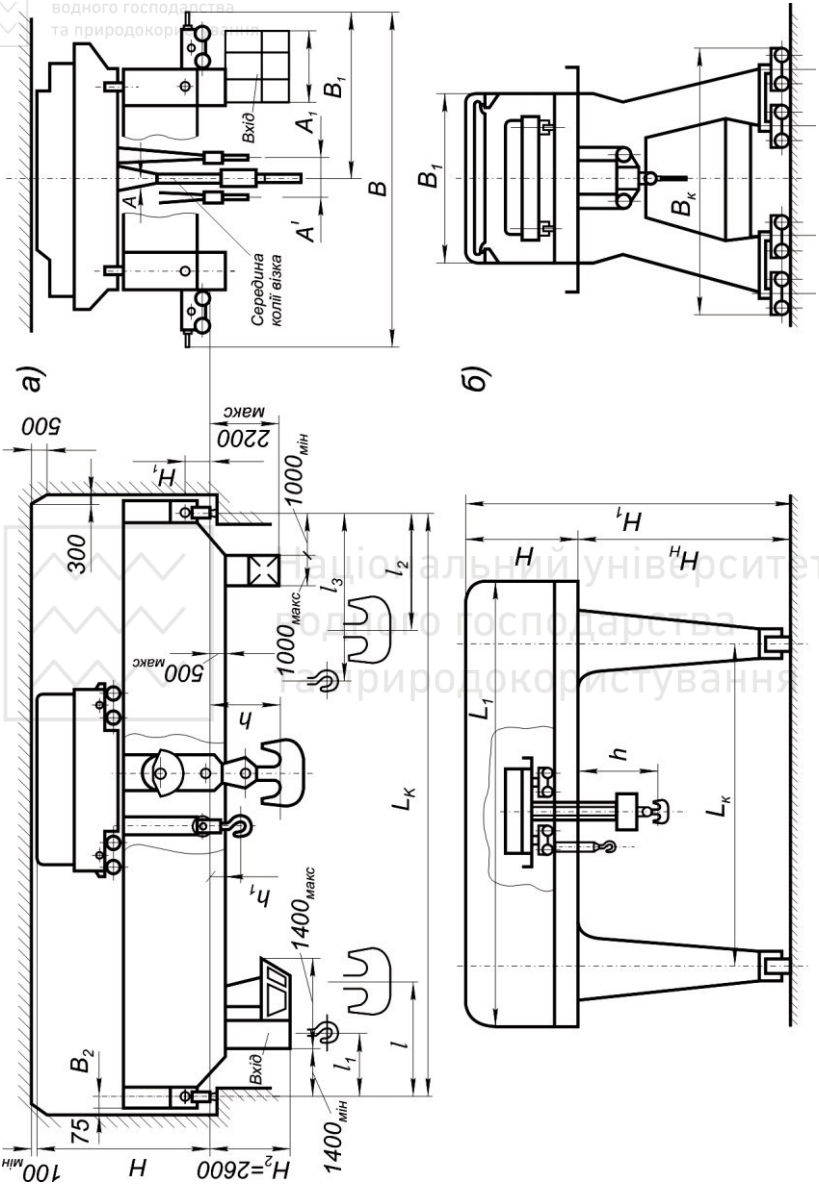


Рис. 6.6. Конструктивні схеми і основні розміри кранів:

а – мостовий; б – козловий

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Висота ніг козлового крану ($H_н$) визначається в залежності від висоти підйому і переносу устаткування. Повна висота козлового крана визначається

$$H_1 = H_н + H. \tag{6.8}$$

Крани підбираються в залежності від вантажопідйомності, яка визначається масою вантажу. Так, вантажопідйомність головного крана, який застосовується для монтажу і ремонту агрегатів, визначається масою ротора G_P або робочого колеса G_{PK} (більшого за масою).

Прогони кранів L_K залежать від конструктивних особливостей будівлі ГЕС і для мостових кранів виконуються з кроком 1 м, а для козлових (напівкозлових) – з кроком через 0,5 м.

Головний кран будівлі ГЕС обслуговує, за звичай, одночасно і щитове відділення водоприймача.

Крани *6*, що обслуговують затвори відсмоктувальних труб (рис. 6.5), підбирають згідно маси найбільших елементів (затворів абр секцій) з врахуванням сил тертя в опорно-ходових частинах.

Розміри кранів встановлюють за розмірами елементів, які вони обслуговують.

Кількість кранів визначається кількістю агрегатів. При кількості агрегатів більше ніж 10 застосовуються два крани, що забезпечує більшу оперативність різних робіт при монтажі устаткування.

Остаточно тип, кількість і вантажопідйомність кранів визначається на основі техніко-економічного порівняння устаткування.

Розділ 7. Розрахунок та конструювання будівлі ГЕС

7.1. Типи будівель ГЕС з горизонтальним капсульним агрегатами

Такі будівлі ГЕС відносяться до руслових ГЕС. Існують різні компоновочні рішення будівель ГЕС з горизонтальними

Національний університет
водного господарства
та природокористування

капсульними агрегатами. В залежності від розташування капсули їх можна поділити на три групи:

1. Капсула розміщена у верхньому б’єфі (рис. 6.5).
2. Капсула розміщена в турбінній камері (рис. 1).
3. Капсула розміщена у відсмоктувальній трубі (рис. 7.1).

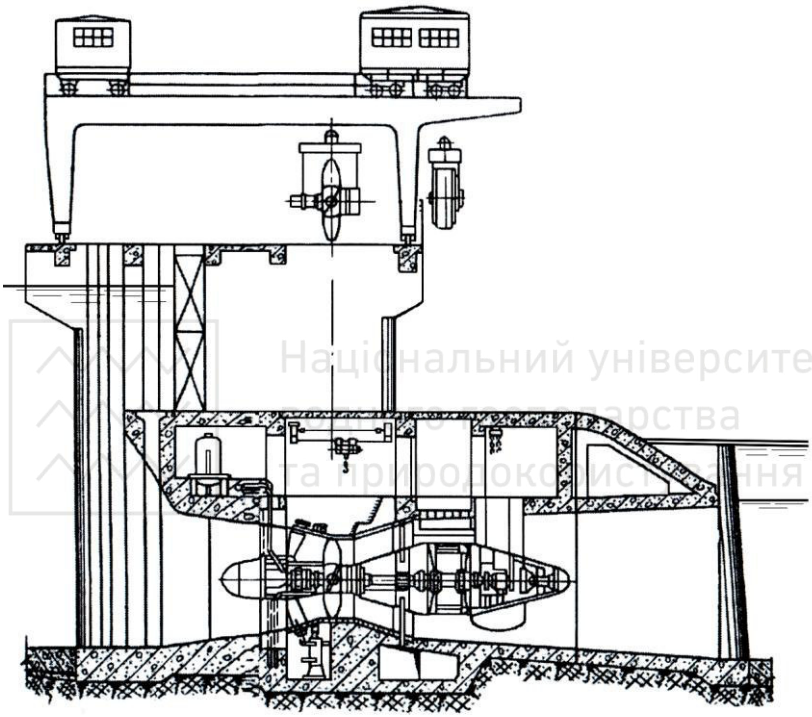


Рис. 7.1. Горизонтальний агрегат із капсулою у відсмоктувальній трубі

Всі наведені компоновки будівлі ГЕС задовольняють основним вимогам підвищення енергетичних якостей таких компоновок ніж конструкцій звичайних вертикальних турбін із спіральними турбінними камерами і зігнутими відсмоктувальними трубами.

Найбільш повно реалізують ці вимоги в конструкціях перших двох груп [29], де підвідний тракт достатньо прямовисний, а

Національний університет
водного господарства
та природокористування

прямовисна відсмоктувальна труба вільна від опору потоку опор агрегату.

Дослідження [17] показали, що з цих двох варіантів розташування капсули у верхньому б'єфі, де має місце відкрита водоприймальна камера, підвід води до робочого колеса здійснюється більш рівномірно, чим покращує умови, в яких працює робоче колесо турбіни. Це дозволяє збільшити потужність турбіни, особливо на більших витратах, до 4%.

Меншими можливостями реалізації шляхів підвищення енергетичних показників турбіни характеризуються конструкції будівель ГЕС з варіантом розміщення капсули у відсмоктувальній трубі. Відсмоктувальна труба характеризується складною формою і наявністю в ній опору, тому енергетичні характеристики турбіни нижчі і пропускна спроможність менша.

Енергетичні показники всіх типів ГЕС з горизонтальними капсульними агрегатами можуть бути збільшені за рахунок застосування гвинтових вставок у відсмоктувальній трубі [17], які дають можливість покращити структуру потоку в трубі, за рахунок чого збільшити потужність агрегату.

Перетворення кінетичної енергії потоку після робочого колеса в потенційну пов'язано з втратами її у відсмоктувальній трубі. Розрізняють такі види втрат у відсмоктувальних трубах: внутрішні втрати, які складаються з втрат на тертя, завихрення та вихідні втрати з кінетичною енергією потоку на виході з відсмоктувальної труби. Сумарні втрати у відсмоктувальній трубі $\sum h$ визначаються залежністю

$$\sum h = \zeta_{вн} \frac{v_3^2}{2g} + \alpha_5 \frac{v_5^2}{2g}, \qquad (7.1)$$

де v_3 – середня швидкість потоку на виході з робочого колеса; v_5 – середня швидкість потоку у вихідному перерізі відсмоктувальної труби; $\zeta_{вн}$ – коефіцієнт,що визначає величину внутрішніх втрат; α_5 – коефіцієнт Коріоліса, який характеризує ступінь нерівномірності розподілу швидкості потоку v_5.

Національний університет
водного господарства

Чим менша нерівномірність потоку α_5 на виході з труби, тим менші втрати у відсмоктувальній трубі.

Дослідження, що проводились на кафедрі гідроенергетики та гідромашин Національного університету водного господарства та природокористування на повітряній моделі турбінного блока Київської ГЕС з діаметром робочого колеса 460 мм, показали, що практично на всіх режимах має місце суттєва нерівномірність потоку на виході з відсмоктувальної труби (рис. 7.2).

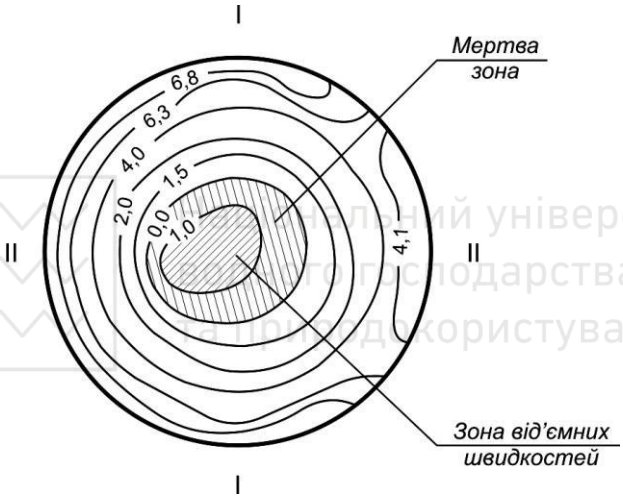


Рис. 7.2. Епюри швидкостей у вихідному перерізі відсмоктувальної труби при режимі $\varphi = 15^0$; $a_0 = 10^0$; $n'_I = 110$ об/хв

На визначеному режимі мають місце так звані “мертві зони”, де швидкість потоку дорівнює нулю та зони від’ємних швидкостей.

Спостереження показали, що епюру швидкостей на виході з відсмоктувальної труби (основні параметри: L=3,2D, θ=5^{0}30’) формують епюри швидкостей на виході з робочого колеса, про що свідчить епюра *1* на рис. 7.3.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

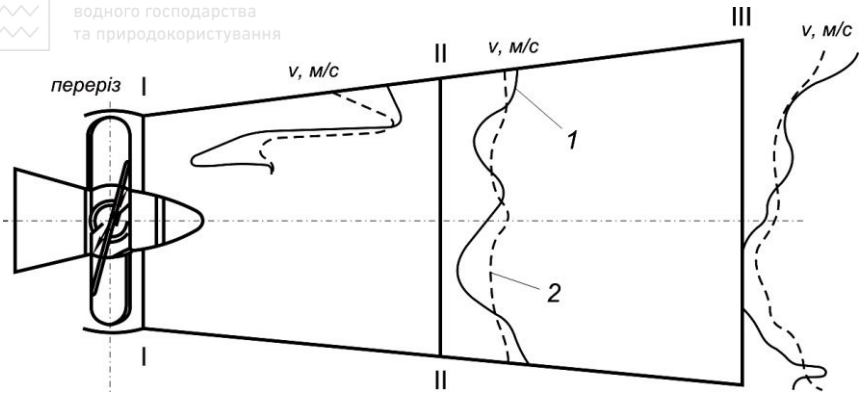


Рис. 7.3. Епюри швидкостей по довжині відсмоктувальної труби при режимі $\varphi = 15^0$; $a_0 = 5^0$; $n'_I = 110$ об/хв.:

1 – без гвинтових вставок; 2 – з гвинтовими вставками

Запропоновано (автори І.Г. Максимов, В.В. Лутаєв, авторське свідоцтво СРСР № 217274, 1968 р.) встановлювати у відсмоктувальній трубі по гвинтовій лінії безперервний гребень (гвинтові вставки) визначеної висоти, як це зображено на рис. 7.4.

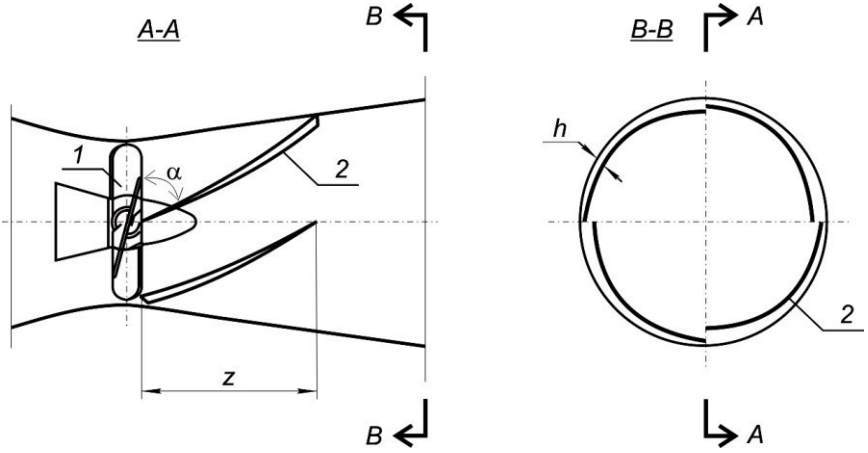


Рис. 7.4. Схема гвинтової вставки у відсмоктувальній трубі

1 – робоче колесо турбіни; 2 – гвинтові вставки

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Основна ідея влаштування гвинтових вставок полягає в тому, щоб зберегти більш стійку гвинтоподібну форму руху потоку, що зходить з робочого колеса, по довжині відсмоктувальної труби і тим самим зменшити величину втрат напору.

Формула побудови гвинтової вставки

$$\varphi = \frac{1}{tg\alpha \cdot tg\theta} ln \frac{r_o + z \cdot tg\theta}{r_o}, \qquad (7.2)$$

де α – кут входу гвинтової вставки; θ – кут розкриття конуса відсмоктувальної труби; z – довжина гвинтової вставки по осі (висоті); r_O – радіус.

Розрахунок окреслення гвинтових вставок наступний. Приймаємо кут входу гвинтової вставки α і задаємось значенням величини z. При відомій величині θ будуються на внутрішній поверхні відсмоктувальної труби окреслення гвинтових ліній, за якими встановлюються гвинтові вставки.

Порівнюючи між собою епюри швидкостей на виході з відсмоктувальної труби без гвинтових вставок і з ними (рис. 7.3), бачимо, що рівномірність потоку при гвинтових вставках збільшується.

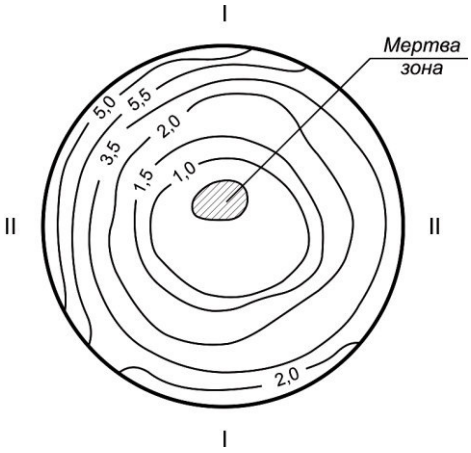


Рис. 7.5. Епюри швидкостей у вихідному перерізі відсмоктувальної труби при режимі $\varphi = 15^0$; $a_0 = 10^0$; $n'_I = 110$ об/хв. при встановленій гвинтовій вставці

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Аналогічну картину спостерігаємо і на рис. 7.5, де зображено епюри на виході із відсмоктувальної труби при умові встановлення гвинтових вставок.

Енергетичні спостереження визначили, що при встановлені гвинтових вставок потужність агрегату може бути збільшена на 4…7% (рис. 7.6).

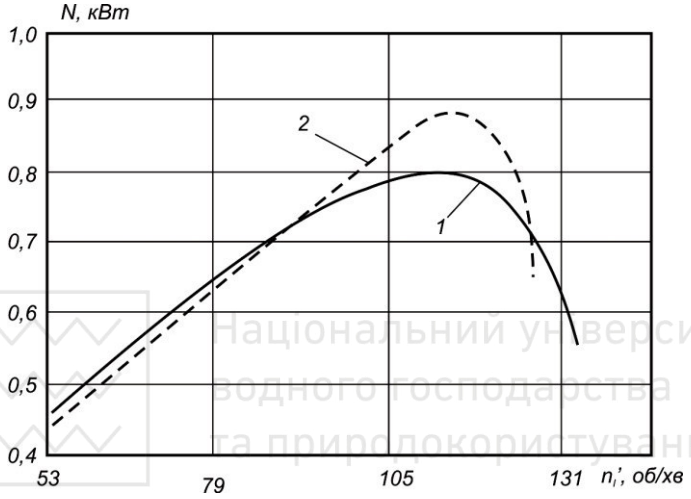


Рис. 7.6. Графік залежності $N=f(n_1')$ при $\varphi = 15^0$; $a_0 = 12^0$

1 – без гвинтових вставок; 2 – з гвинтовими вставками

При діаметрі робочого колеса, менше ніж 7,5…8,5 м, капсульні гідроагрегати виготовляються з консольним робочим колесом, при діаметрі більше 7,5 м – з статором *3* (рис. 7.7), що встановлюється за робочим колесом. Це призводить до зниження ККД агрегату приблизно на 1%.

Гідроагрегати можуть бути з опорним бичком під капсулою при $D_1 > 6м$ або розпірними колонами і розтяжками при $D_1 \leq 6м$.

Товщина опорного бичка приймається *0,45…0,55* D_1. Установка опорного бичка зменшує ККД гідроагрегату на 0,5%.

ГЕС з горизонтальними капсульними агрегатами можуть бути напіввідкритого типу (рис. 7.8).

За конструктивним виконанням ГЕС можуть бути несуміщені (рис. 7.8) або водозливного типу (рис. 6.2, 6.5, 7.1).

Національний університет
водного господарства
та природокористування

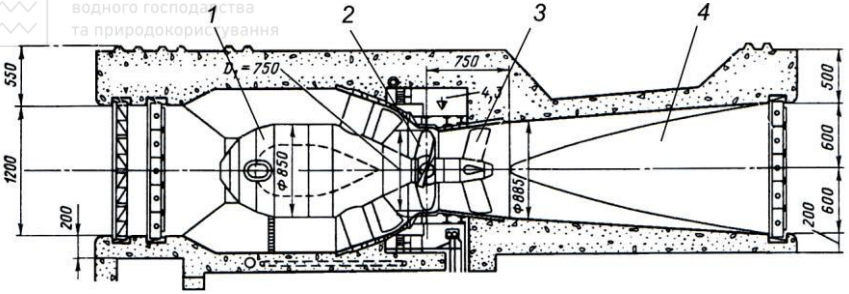


Рис. 7.7. Капсульний агрегат із статором за робочим колесом:

1 – капсула; 2 – робоче колесо; 3 – статор за робочим колесом;
4 – відсмоктувальна труба

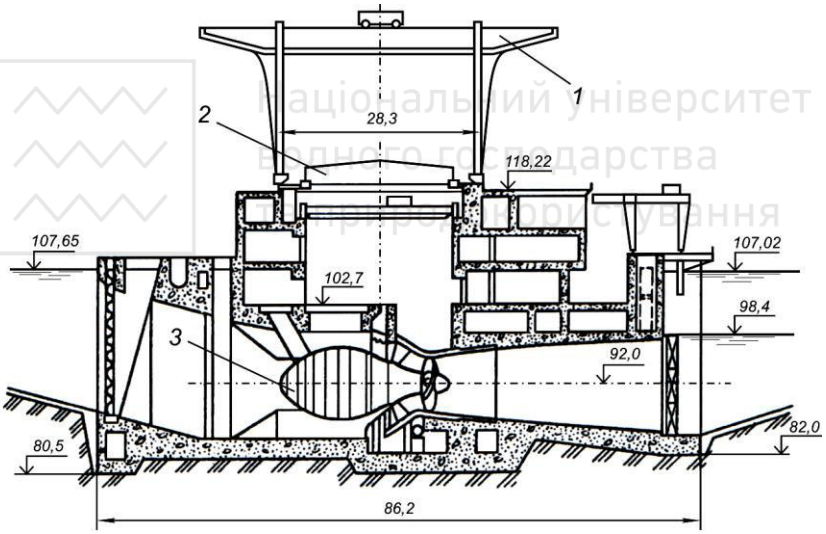


Рис.7.8. ГЕС напіввідкритого типу з горизонтальними
капсульними агрегатами:

1 – основний козловий кран; 2 – знімна кришка; 3 – капсула

Можлива конструкція гідроагрегату із застосуванням в капсулі мультиплікатора *3* (рис. 7.9). Така конструкція призводить до зниження ККД агрегату і збільшення осьової довжини капсули (при меншому діаметрі капсули).

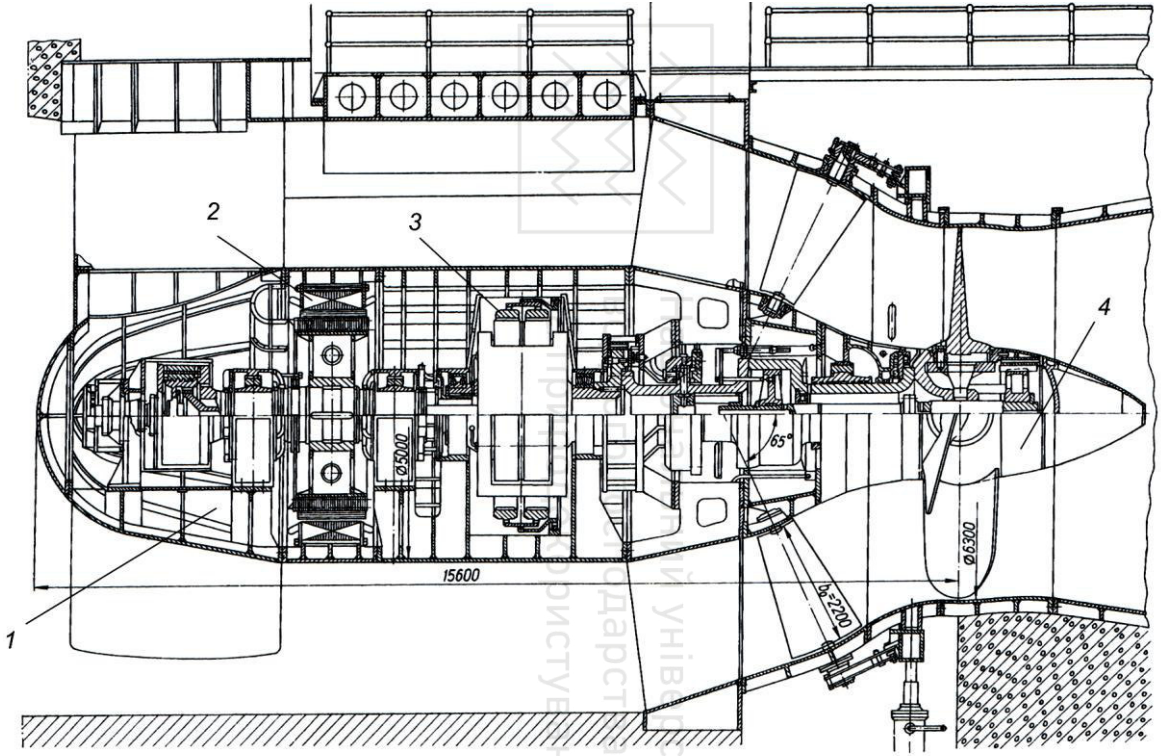


Рис. 7.9. Горизонтальний капсульний агрегат з мультиплікатором:
1 – капсула; 2 – генератор; 3 – мультиплікатор; 4 – робоче колесо

Національний університет водного господарства та природокористування

Національний університет
водного господарства

7.2. Водоприймач будівлі ГЕС

Водоприймач складає єдине ціле з будівлею ГЕС. Розміри вхідного перерізу водоприймача визначаються розмірами сміттєутримуючої решітки. В межах водоприймача розміщуються сміттєутримуюча решітка, пази для розміщення ремонтних та аварійно-ремонтних затворів та для устаткування, що виконує очистку решітки.

Затвори і СУР можуть розташовуватись або у трьох лініях пазів, або при суміщені паза ремонтного затвора і СУР – в двох. СУР в залежності від кількості сміття у водоводі може бути встановлена або до, так і за пазами ремонтного затвора.

В залежності від розташування капсули можуть бути встановлені вертикальні, нахилені або горизонтальні решітки.

Ширина водоприймального отвору приймається рівною ширині турбінної камери $B_{от}=B_{тк}$ (рис. 7.10).

Товщину бичків *8*, що закріплюються у фундаментну плиту *7* на скельних ґрунтах приймають не менше 2,8…3 м, особливо коли вони знаходяться на межі агрегатних блоків або секцій, які відокремлюються температурно-осадочними швами.

При м’яких ґрунтах основи товщину основних бичків збільшують до 3,5…4 м, і більш особливо тоді, коли вони знаходяться на межі секції.

Для напівскельних ґрунтів приймають товщину бичків 3…3,5 м.

Товщина проміжних бичків може бути зменшена до 1,5…2 м.

Форму оголовків бичків з верхньої сторони необхідно робити гідравлічно досконалою, з метою зменшення втрат напору.

Довжина водоприймача визначається конструктивно з умови розстановки затворів, решіток та пристроїв для їх очистки. Розміри пазів визначаються конструкцією затворів і решіток і приймаються за табл. 7.1. Відстань між пазами береться конструктивно з врахуванням, що забезпечує мінімальні втрати напору. Мінімальна відстань між пазами з умов експлуатації складає 1,2…1,5 м.

Нижня частина водоприймача визначається фундаментною плитою.

При глинистих і дрібнозернистих піщаних ґрунтах товщина фундаментної плити з верхньої сторони може досягати 5…10 м з нижньої сторони 3…4 м.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Таблиця 7.1*

l, м	2	4	6	8	10	15	20
$в_п$, *м*	0,5	0,7	0,9	1,1	1,2	1,4	1,5
$t_п$, *м*	0,25	0,4	0,5	0,6	0,65	0,75	0,9
$в_ш$, *м*	0,12	0,18	0,2	0,22	0,25	0,3	0,4

* прийнято згідно [26]: l – прогін між бичками; $в_П$ – ширина паза; $t_П$ – глибина паза; $в_Ш$ – ширина штраби.

Для збільшення шляху фільтрації з верхньої або низової сторони, а при необхідності з обох сторін, влаштовуються зуб'я.

На напівскельних ґрунтах товщина плити з верхньої сторони може бути зменшена до 4…5 м і з низової до 2 м.

Товщину фундаментної плити при скельних породах з верхньої сторони зменшують до 1 м, а з низової до 0,5 м [14].

Відмітка верха бичка відмітка $\downarrow ВБ_ч$, визначається спеціальним розрахунком, конструктивно вона може бути прийнятою на 3…5 м вищою за відмітку $\downarrow НПР$.

Верх решітки опирається на проміжну стінку. Очистка решітки виконується грейфером (граблями), для чого перед решіткою передбачається спеціальний паз шириною 25-30 см.

Відстань від паза грейфера до входу в отвори визначається з умови отримання достатньо рівномірного розподілу швидкостей по всій площі. Конструктивно цю відстань можна призначити рівною 2…3 м.

Довжина водоприймача складає

$$L_{вдп} = l_к + в_{п1} + 2 \cdot l_{мп} + 2 \cdot в_п \qquad (7.3)$$

де $l_к$ – відстань від паза грейфера до входу в отвори; $в_{п1}$ – ширина паза грейфера; $l_{мп}$ – відстань між пазами; $в_п$ – ширина паза СУР, аварійно-ремонтного затвора.

В кінці водоприймача виконується масивна напірна стінка товщиною 2…4 м, $t_{НС}$ =(0,15…0,2)$H_С$, де $H_С$ – діючий на стінку напір, а на вході забральна балка товщиною 0,5…1,5 м, яка заглиблюється під рівень мертвого об'єму не менше ніж на 1…2 м.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

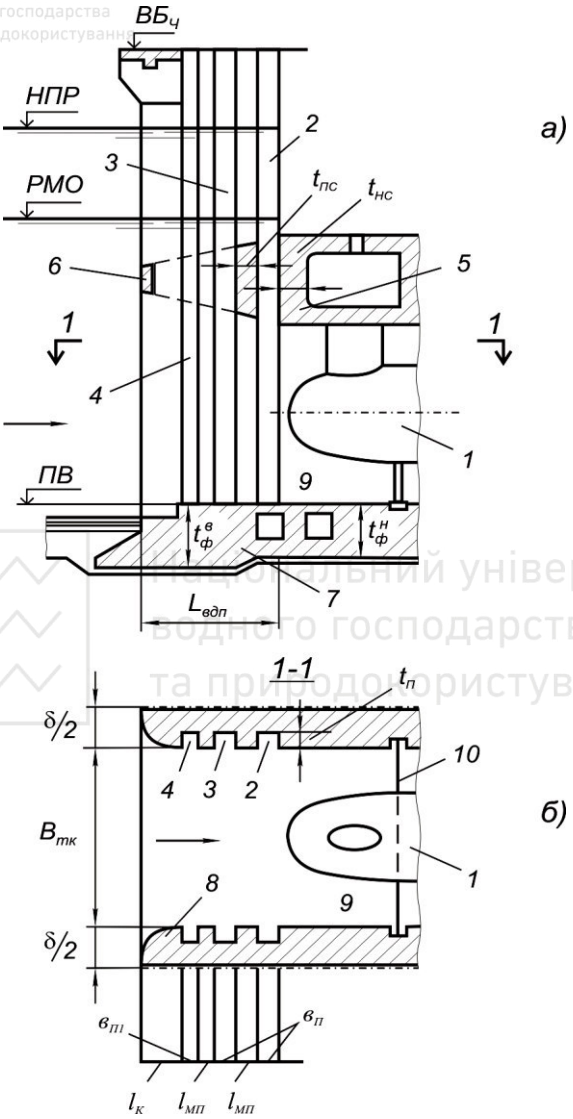


Рис. 7.10. Конструкція водоприймача:

а – поперечний переріз; б – плановий переріз;
1 – капсула; 2 – паз аварійно-ремонтного затвора; 3 – паз сміттєутримуючої решітки; 4 – паз грейфера; 5 – напірна стінка; 6 – забральна балка; 7 – фундаментна плита; 8 – бичок; 9 – турбінна камера; 10 – розтяжки

Національний університет водного господарства та природокористування

7.3. Конструкція і розміри агрегатного блока будівлі ГЕС

Агрегатний блок будівлі ГЕС – це залізобетонна споруда, яка обмежена бичками та фундаментною плитою, між якими в проточному тракті закріплений горизонтальний капсульний агрегат (рис. 7.11). Проточний тракт складається з водоприймача, турбінної камери та відсмоктувальної труби.

Основними розмірами агрегатного блока є ширина $B_{БЛ}$, довжина $L_{БЛ}$ і висота $H_{БЛ}$.

Ширина блока $B_{БЛ}$ (рис. 7.11) – це відстань між осями основних бичків, яка визначається:

$$B_{БЛ} = B_{тк} + \delta\,, \tag{7.4}$$

де $B_{тк}$ – ширина турбінної камери;

δ – товщина бичка.

Національний університет водного господарства та природокористування

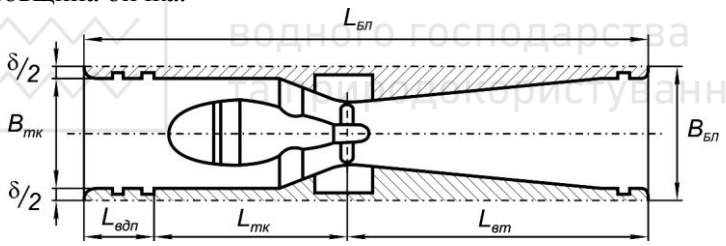


Рис. 7.11. Схема агрегатного блока

Для того, щоб уникнути великого напруження в бетонному масиві, будівлю ГЕС розрізують температурно-осадочними швами на секції. Застосовують блочну схему на окремі агрегатні блоки та секційну з розділенням на секції по декілька агрегатів (рис. 7.13,*г*).

Довжина блока ГЕС визначає габаритний розмір будівлі поздовж потоку:

$$L_{БЛ} = L_{вдп} + L_{тк} + L_{вт}\,, \tag{7.5}$$

де $L_{вдп}$ – довжина водоприймача; $L_{тк}$ – довжина турбінної камери; $L_{вт}$ – довжина відсмоктувальної труби.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Визначення розмірів будівлі ГЕС.

Довжина ГЕС – $L_{ГЕС}$ (рис. 7.12) визначається за формулою:

$$L_{ГЕС} = z \cdot B_{БЛ} + L_{ММ}, \tag{7.6}$$

де z – кількість агрегатів; $B_{БЛ}$ – ширина агрегатного блока; $L_{ММ}$ – довжина монтажного майданчика.

Довжину монтажного майданчика орієнтовно можна прийняти рівною (1,2…1,5)$B_{БЛ}$ при кількості агрегатів z≤10 і (1,5…2,0)$B_{БЛ}$ при z>10 [5]. Ширина монтажного майданчика приймається такою самою як і ширина машинної зали.

Ширина будівлі ГЕС – $B_{ГЕС}$ дорівнює довжині агрегатного блока $L_{БЛ}$.

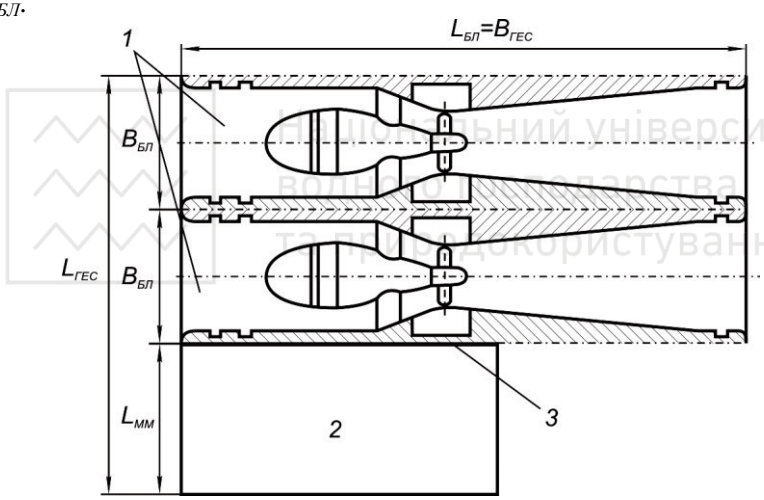


Рис. 7.12. План будівлі ГЕС:

1 – агрегатні блоки; 2 – монтажний майданчик;
3 – температурно-осадочний шов

Принципова конструкція агрегатного блока у вигляді вертикальної і планової компоновок наведена на рис. 7.13.

В середині блока розміщується капсульний агрегат *1* у складі поворотно-лопатевої горизонтальної турбіни і горизонтального гідрогенератора, що у капсулі та турбінної камери *15* і прямовисної відсмоктувальної труби *16*. Капсула за допомогою колон, розтяжок

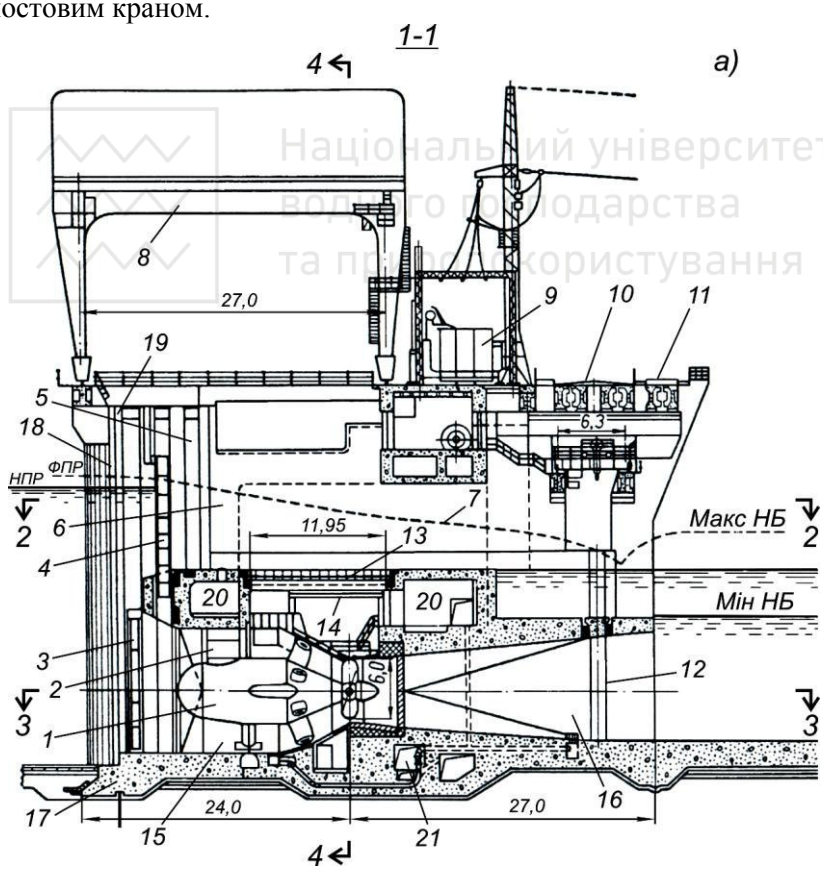
Національний університет
водного господарства
та природокористування

і статора турбіни закріпляється по периметру в бетоні та фундаментній плиті *17*.

Вода до турбіни подається через водоприймач та турбінну камеру і відводиться до нижнього б'єфу через відсмоктувальну трубу. Водоприймач утворюється бичками *18*, фундаментною плитою та стінкою. Він обладнаний пазом аварійно-ремонтного затвора *4*, суміщеним пазом решітки та ремонтного затвора *3*, а також допоміжним пазом *19* грейфера для очищення решітки.

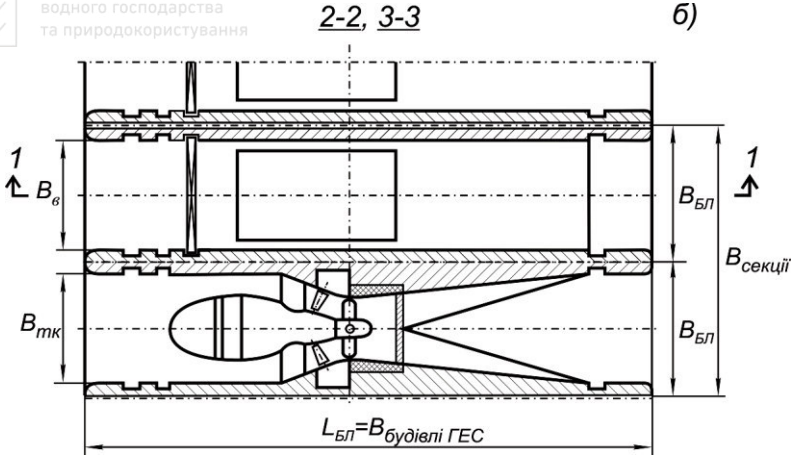
Машинна зала напіввідкритого типу обладнана мостовим краном *14*.

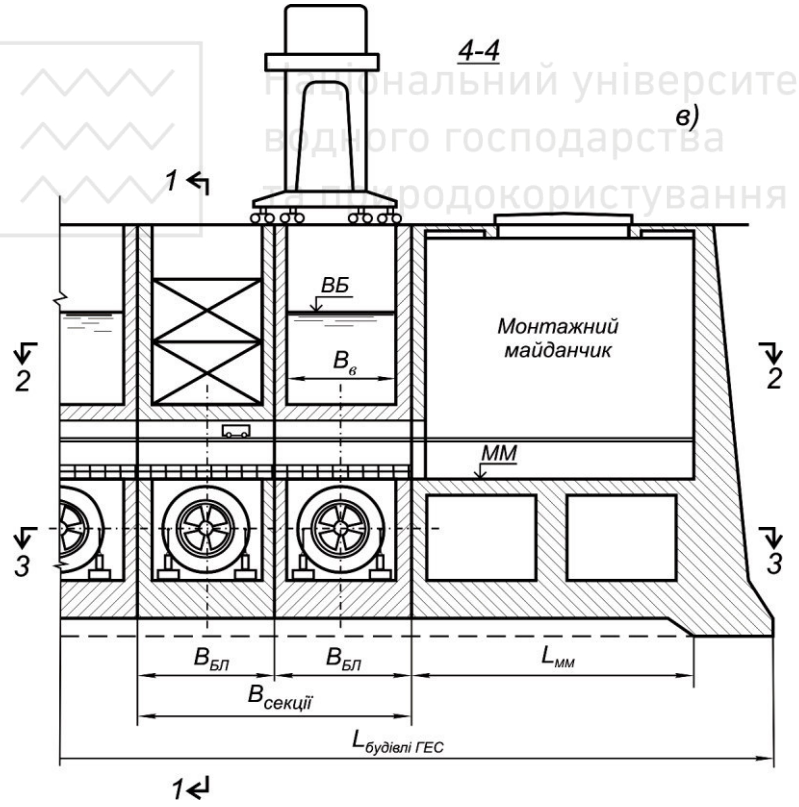
Щитове відділення верхнього б'єфу відкрите і обслуговується козловим краном *8*, а ремонтний затвор *12* відсмоктувальної труби мостовим краном.



Національний університет
водного господарства
та природокористування

Національний університет
водного господарства
та природокористування





Національний університет
водного господарства
та природокористування

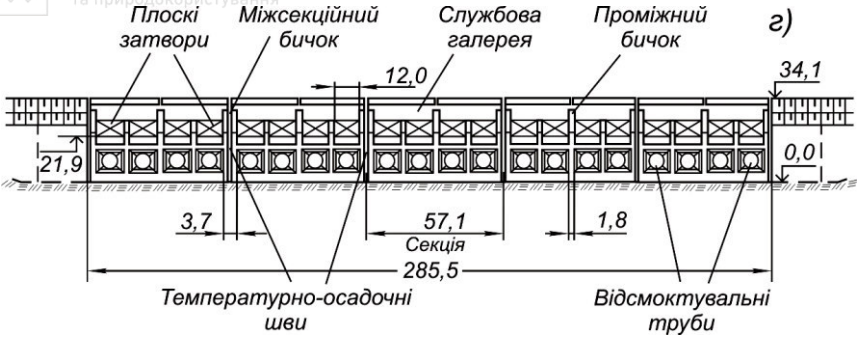


Рис. 7.13. Компоновка будівлі ГЕС з горизонтальними капсульними агрегатами:

а – поперечний переріз; б – планові розрізи;
в – поздовжній переріз; г – вид з нижнього б'єфу;
1 – капсульний агрегат; 2 – шахта-лаз; 3 – СУР; 4 – аварійно-ремонтний затвор; 5 – паз затвора водозливу; 6 – галереї генераторних виводів; 7 – крива вільної поверхні на водозливі; 8 – козловий кран; 9 – трансформатор; 10 – автодорога; 11 – залізнична дорога; 12 – паз ремонтного затвора відсмоктувальної труби; 13 – знімні кришки; 14 – кран малої вантажопідйомності; 15 – турбінна камера; 16 – відсмоктувальна труба; 17 – фундаментна плита; 18 – бички; 19 – паз грейфера; 20 – технологічні приміщення; 21 – галереї осушення

З боку нижнього б'єфу над відсмоктувальною трубою передбачено місце для установки підвищуючого трансформатора *9*.

Технологічні приміщення *20* використовуються для розміщення допоміжного обладнання і з'єднуються з машинною залою, турбінною камерою і відсмоктувальною трубою технологічними проходами.

Доставка обладнання з монтажного майданчика здійснюється основним краном *8* через знімну кришку *13* при опущеному затворі водозливу *5* та мостовим краном машинної зали *14*. Доставка обладнання на монтажні майданчики забезпечується залізницею на відмітці гребня греблі. Основний кран перевантажує устаткування на монтажний майданчик через вантажний люк (рис. 7.13, розріз 4-4).

Через верхнє перекриття машинної зали, яке має люки із знімними кришками *13*, відбувається перелив води у виді водозливу

з широким порогом, на якому встановлюється затвор водозливного отвору *5*. Цей затвор обслуговується козловим краном *8*.

Сполучення капсули *1* з технологічним приміщенням *20* і машинною залою відбувається через шахту-лаз *2*, яка розміщується у верхній колоні капсули. Шахта використовується також для прокладки різних комунікацій, шинопроводів та інших систем.

Через галерею *6* відбувається прокладка генераторних виводів до трансформаторів *9*.

Передбачена галерейна система осушення проточної частини блока ГЕС *21*.

Мостові переходи *10*, *11* розташовані на бичках у нижньому б'єфі.

Можливі інші конструкції будівлі ГЕС з горизонтальним капсульними агрегатами (рис. 7.14).

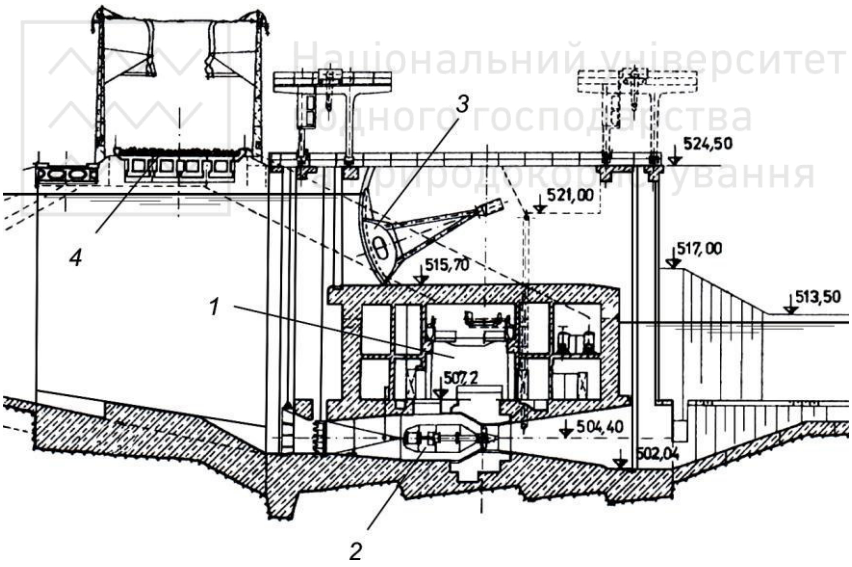


Рис. 7.14. Будівля ГЕС з горизонтальними капсульними агрегатами і машинною залою закритого типу:

1 – машинна зала; 2 – капсула; 3 – затвор водозливу; 4 – мостові переходи

Схема агрегатного блока з висотною прив’язкою наведена на рис. 7.15.

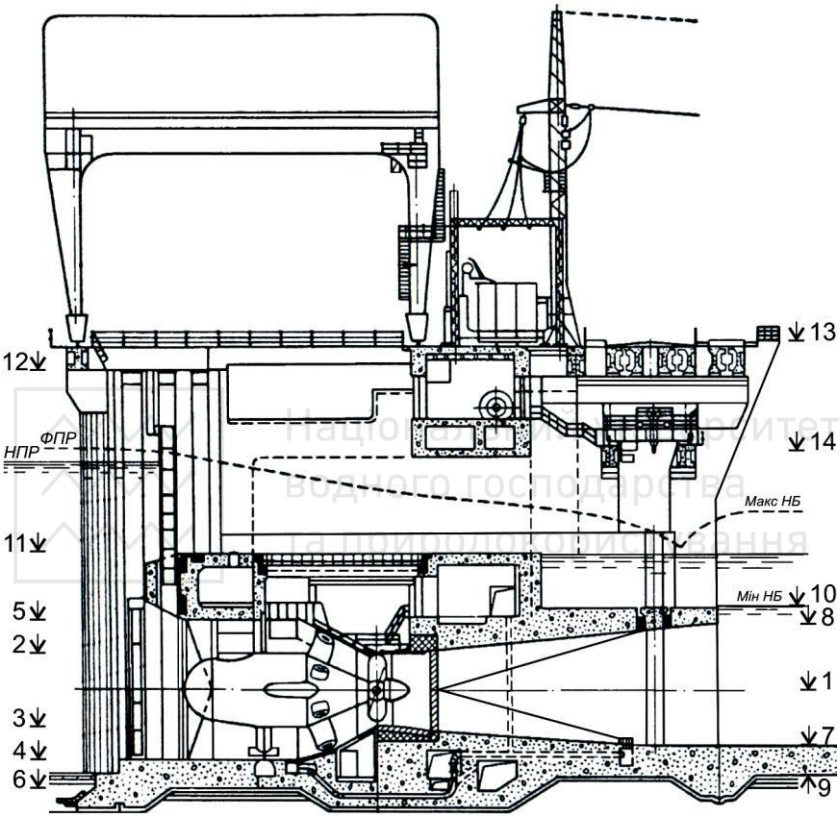


Рис. 7.15. Схема агрегатного блока з висотною прив’язкою

Основні відмітки визначаються, виходячи з мінімального і максимального рівнів води у нижньому б’єфі, висоти відсмоктування турбіни H_S (табл.7.2) та відміток верхнього б’єфу (ФПР, НПР, РМО).

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Таблиця 7.2

Основні відмітки агрегатного блока

№	Основні відмітки агрегатного блока Назва	Розрахункові залежності для визначення відміток	Визначення величин
1	2	3	4
↓1	Конструктивна вісь турбіни	$\downarrow орк = \downarrow НБ + H_s$	$H_s = B - \frac{\downarrow}{900} - H_d - \frac{D_1}{2} - \sigma H - 1{,}5$ при різних режимах роботи турбіни
↓2	Верх капсули	$\downarrow вк = \downarrow орк + \frac{D_к}{2}$	$D_к = (1{,}1 \div 1{,}2) D_1$ – діаметр капсули; при застосуванні мультиплікатора $D_к = (0{,}8 \div 1{,}0) D_1$
↓3	Низ капсули	$\downarrow нк = \downarrow орк - \frac{D_к}{2}$	———— " ————
↓4	Поріг водоприймача	$\downarrow вдп = \downarrow орк - \frac{h_{тк}}{2}$	$h_{тк} = (1{,}9 \div 2{,}25) D_1$ – висота турбінної камери
↓5	Верх турбінної камери	$\downarrow втк = \downarrow орк + \frac{h_{тк}}{2}$	———— " ————
↓6	Основа фундаментної плити водоприймача	$\downarrow офпв = \downarrow вдп - t_{ф.п_1}$	$t_{ф.п_1}$ – товщина фундаментної плити; $t_{ф.п.1}$=*8-10 м* для глинистих і дрібнозернистих піщаних ґрунтів; $t_{ф.п.1}$=*4-5 м* для напівскельних ґрунтів; $t_{ф.п.1}$≈*1 м* для скельних ґрунтів.
↓7	Низ відсмоктувальної труби	$\downarrow втн = \downarrow орк - \frac{h_5}{2}$	h_5 - висота вихідного перерізу відсмоктувальної труби; $h_5 = D_1 + 2L_5 \cdot tg\beta$, де D_1 – діаметр робочого колеса; $L_5 = (4 \div 5) D_1$ – довжина відсмоктувальної труби; $\beta = 13 \div 15^o$ – кут нахилу
↓8	Верх відсмоктувальної труби	$\downarrow втв = \downarrow орк + \frac{h_5}{2}$	———— " ————

Національний університет
водного господарства
та природокористування

продовження табл. 7.2

↓9	Основа фундаментної плити під відсмоктувальною трубою	$\downarrow офпвт = \downarrow втн - t_{ф.п_2}$	$t_{ф.п_2}$ – товщина фундаментної плити; $t_{ф.п.2}$=3-4 *м* для глинистих і дрібнозернистих піщаних ґрунтів; $t_{ф.п.2} \leq 2$ *м* для напівскельних ґрунтів; $t_{ф.п.2} \leq 0,5$ *м* для скельних ґрунтів.
↓10	Верх перекриття на вході відсмоктувальної труби	$\downarrow пвт = \downarrow втв + h_п$	$h_п = 1 \div 1,5(м)$ – товщина перекриття
↓11	Поріг водозливу	$\downarrow водоз = \downarrow НПР - H_в$	$H_в$ - шар води на водозливі. В першому наближенні може бути призначений за умови пропуску витрати через водозлив $Q_в = (1,5 \div 2)Q_{ГЕС}$. При цьому висота машинної зали повинна бути достатньої висоти для переносу малогабаритних вузлів обладнання на монтажний майданчик.
↓12	Верх бичка	$\downarrow ВБч = \downarrow НПР + a$	a=3…5 *м* – запас, що враховує висоту вітрової хвилі і можливого нагону.
↓13	Мостові переходи	$\downarrow МП = \downarrow ВБч + \delta$	$\delta \approx 0,5 \div 1,0м$ – величина узвишшя мостових переходів
↓14	Гак мостового крана для обслуговування ремонтного затвора відсмоктувальної труби	$\downarrow К = \downarrow пвт + h_з + 0,3м$	$h_з$ – висота затвора $h_з \approx h_5$.

7.4. Мостові переходи

Мостові переходи (шосейні *10*, залізничні *11*) можуть бути розташовані на консолях бичків водоприймачів або на консолях низових бичків з подальшим виходом або на гребінь греблі (рис. 7.13,а) або на берму греблі.

Національний університет водного господарства та природокористування

7.5. Під'їзні шляхи

Під'їзні колії забезпечують доставку будівельних матеріалів, конструкцій, а також вузлів і деталей устаткування в період будівництва ГЕС. Під'їзні колії залишаються і на період експлуатації. Закінчуються під'їзні колії на монтажному майданчику будівлі ГЕС.

У більшості випадків будівельний майданчик зв'язується із залізничною мережею, що дозволяє доставляти всі матеріали та обладнання залізницею.

Доставка устаткування і матеріалів може здійснюватись автомобільним транспортом та спеціальними автодорогами, які мають малі ухили і достатньо великий радіус поворотів.

В'їзд до монтажного майданчика може здійснюватись за фронтальною схемою з нижнього б'єфу або торцевою (поперек горизонталей місцевості).

На ГЕС з горизонтальними капсульними агрегатами, зазвичай, під'їзні колії до монтажного майданчика розташовуються за торцевою схемою і проходять по гребню греблі.

Під'їзд до монтажного майданчика необхідно робити прямолінійним і на підході до нього без нахилу. Ширина в'їзду, виходячи із залізничних габаритів при нормальній колії 1524 мм, має бути не меншим 4,5…5 м, а при суміщенні його з коліями прокатки трансформатора призначається виходячи з довжини трансформатора з відповідними запасами із обох сторін. Цим визначається ширина воріт на монтажному майданчику.

Розділ 8. Водоскидні споруди ГЕС

Будівля ГЕС водозливного типу

Водозливними називаються такі будівлі ГЕС, над закритою машинною залою яких розміщуються поверхневі водоскиди. Зазвичай вони повністю замінюють водозливну греблю.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Досвід показує, що при напорах нижче 28-30 м застосування вертикальних агрегатів у водозливних будівлях ГЕС ускладнюється через неможливість забезпечення необхідних габаритів розмірів машинної зали [13]. У таких випадках більш ефективне застосування горизонтальних агрегатів, які розміщуються у напіввідкритій машинній залі під водозливом. Зменшення заглиблення будівлі ГЕС знижує її вартість на 10-15% у порівнянні із варіантом застосування вертикальних агрегатів. Експлуатація капсульних гідроагрегатів складніше, ніж звичайних вертикальних, так як їх ремонт виконується у стиснених умовах і вимагає підвищених затрат.

По всій довжині будівлі ГЕС (рис. 7.13) влаштовується водозлив з широким порогом *7*. Верхнє перекриття із знімними люками будівлі ГЕС є водозливом, що є основним недоліком такого варіанту.

Прогони водозливу розділяються бичками, які знаходяться на межі агрегатних блоків.

Пропускна спроможність одного прогону визначається за формулою:

$$Q_п = mв\sqrt{2g}H_в^{3/2}, \qquad (8.1)$$

де m = 0,36…0,38 – коефіцієнт витрати;
$в$ – ширина прогону, м;
$H_в$ – шар води, який переливається, м.

Пропускна спроможність всього водозливу визначається

$$Q_в = Q_п \cdot n, \qquad (8.2)$$

де n – кількість прогонів.

У випадку, якщо не вистачить водозливного фронту для пропуску всієї розрахункової повеневої витрати, виконується розрахунок водозливної греблі або іншої водоскидної споруди.

Будівля ГЕС з горизонтальним капсульним агрегатом може бути виконана в двох варіантах: водозливного типу, в якому скид води здійснюється поверхневими водоскидами (рис. 7.13) або звичайної руслової ГЕС (рис. 7.8).

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Розділ 9. Застосування капсульних гідроагрегатів на ГЕС малої потужності та ГАЕС

В останній час інтерес до капсульних гідроагрегатів на ГЕС малої потужності значно виріс. За установленою потужністю до малих ГЕС відносяться ГЕС з потужністю від 1000 до 10000 кВт. Єдиної класифікації малих ГЕС у світі не існує. Вона змінюється до 2000 кВт у Італії, Норвегії, Швеції, Швейцарії і до 30000 кВт у США [22].

Підвищення ефективності роботи малих ГЕС висуває ряд вимог до їх гідросилового обладнання і станції в цілому: створення повністю автоматизованого уніфікованого обладнання, що виключає присутність обслуговуючого персоналу при нормальній експлуатації станції; техніко-економічні показники обладнання і станції повинні витримувати конкуренцію з альтернативними джерелами енергії; вплив на навколишнє середовище повинний бути мінімальним.

До напорів 10-15 м досить ефективною є компоновка малої ГЕС з горизонтальними агрегатами [14]. Гідроагрегати низьконапірних малих ГЕС з горизонтальною віссю мають капсульну, прямоточну або трубну компоновку.

Застосування капсульних гідроагрегатів дозволяє зменшити ширину бичків, збільшити відмітку закладання фундаментної плити та сприяє більш широкому використанню збірних залізобетонних елементів, дозволяє проводити монтаж і демонтаж агрегатів укрупненими блоками.

Проточний тракт малої ГЕС руслового типу включає в себе водоприймач, який обладнаний решіткою і пазом для ремонтного затвора. Іноді паз ремонтного затвора встановлюється у паз решітки. Зі сторони нижнього б'єфу також влаштовується для необхідності ремонту затвор.

Різні фірми-виробники пропонують декілька варіантів компоновки малих ГЕС з капсульними агрегатами.

Фірма "FUJI" (Японія) рекомендує такі варіанти компоновки капсульних агрегатів (рис. 9.1) у діапазоні напорів від 4 до 18 метрів, потужністю від 400 до 6000 кВт і діаметром робочого колеса турбіни від 1,25 до 3,0 метрів [4].

Національний університет
водного господарства
та природокористування

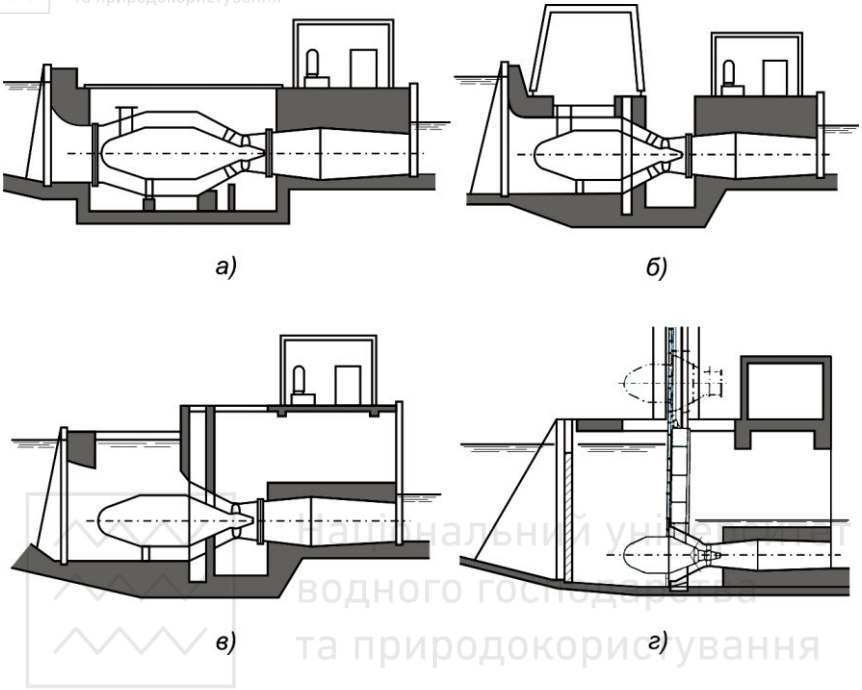


Рис. 9.1. Варіанти компоновки капсульних гідроагрегатів "FUJI" (Японія):

а – у закритій металевій камері; б – у напірній бетонній камері; в – у відкритій камері; г – вмонтовані у затвор

Так як будівлі ГЕС сприймають напір води, то при їх проектуванні повинні враховуватись вимоги з стійкості і надійності, як і для звичайних руслових ГЕС.

Гідроагрегати фірми "SULZER ESCHER WYSS" (Швейцарія) можуть бути використані в діапазоні напорів 2…40 метрів у варіантах (рис. 9.2): капсульний з прямим приводом, капсульний з мультиплікатором, прямоточний S-подібного типу з мультиплікатором, капсульний з конічною передачею і виносним генератором, типу "STRAFLO", типу "STRAFLO" з ремінною передачею.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

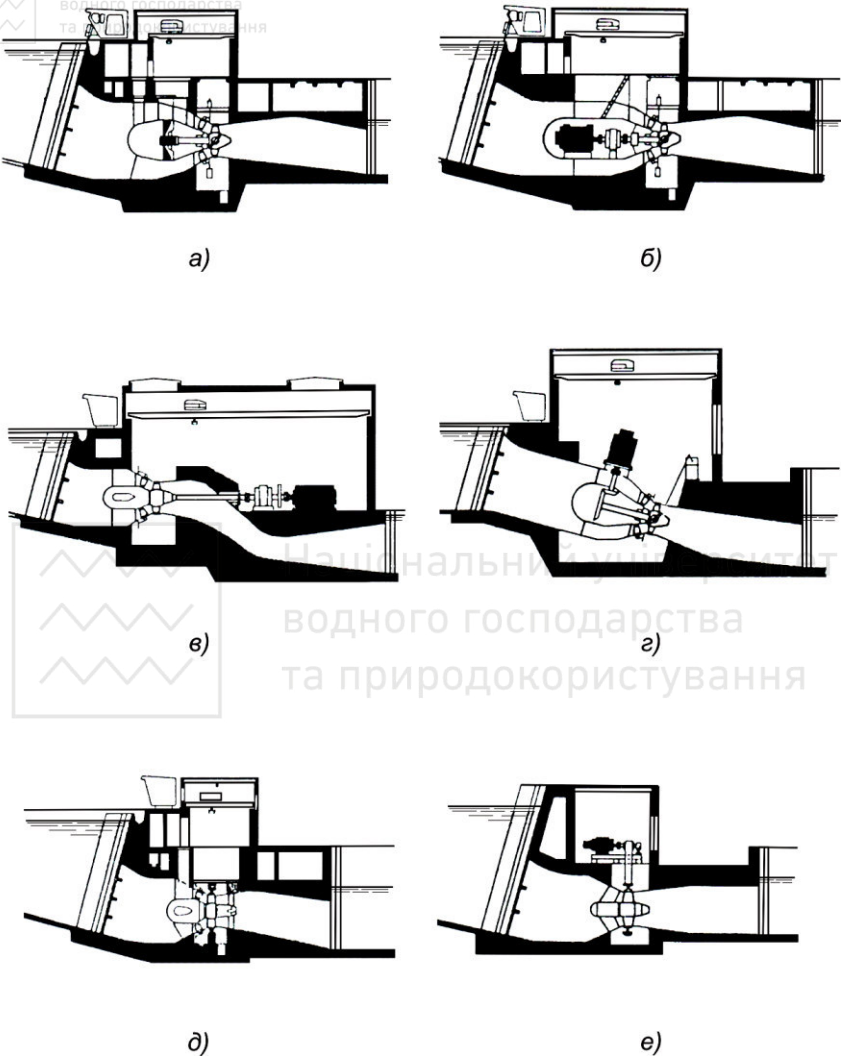


Рис. 9.2. Варіанти компоновки гідроагрегатів
“SULZER ESCHER WYSS” (Швейцарія):

а – капсульний з прямим приводом; б – капсульний з мультиплікатором;
в – прямоточний S-подібного типу з мультиплікатором; г – капсульний з
конічною передачею і виносним генератором; д – типу “STRAFLO”;
е – типу “STRAFLO” з ремінною передачею.

На рис. 9.3 наведена схема низьконапірної ГАЕС з напіввідкритою машинною залою *1* і нахиленими сміттєутримуючими решітками *2*.

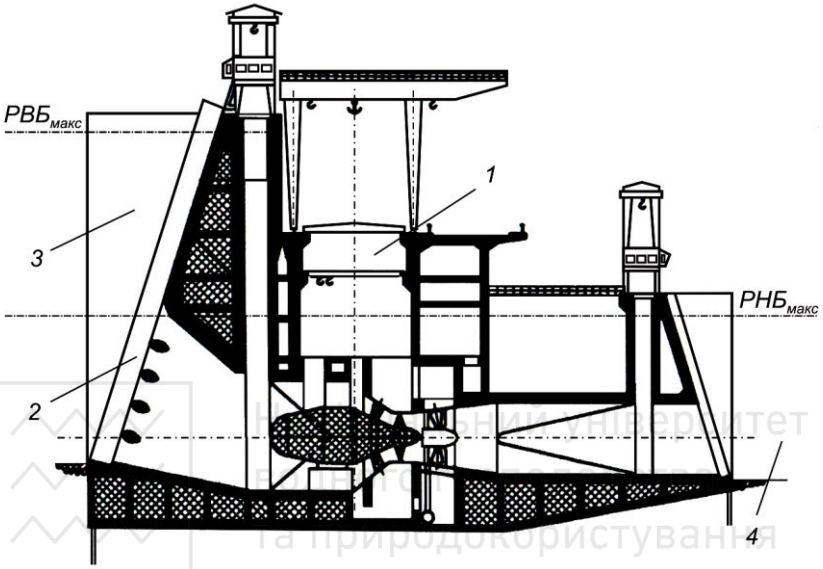


Рис. 9.3. Низьконапірна ГАЕС з горизонтальними капсульними агрегатами (фірма “Atlantic Alsthom”):

1 – машинна зала; 2 – СУР; 3 – верхній басейн; 4 – нижній басейн

Розділ 10. Застосування капсульних гідроагрегатів на припливних електричних станціях

Припливні електростанції (ПЕС) реалізують енергію особливого виду – припливну, яка є результатом гравітаційної взаємодії Землі з Місяцем і Сонцем.

На цей час найбільш перспективними типами гідроагрегатів для двосторонньої роботи ПЕС є капсульні агрегати, які використовуються також і в умовах односторонньої роботи ПЕС.

Національний університет
водного господарства

Проточна частина будівлі ПЕС Ранс (Франція) з 24-ма капсульними агрегатами, яка була побудована в 1967 р., стала класичною для припливних електростанцій [25].

Агрегат ПЕС (рис. 10.1) являє собою капсулу *14*, яка виконана з тонкого сталевого прокату. В капсулі розміщується генератор *9*, підп'ятник *10*, підшипник *8* та вентилятор *7*. Робоче колесо *13* з'єднується з генератором валом *11*.

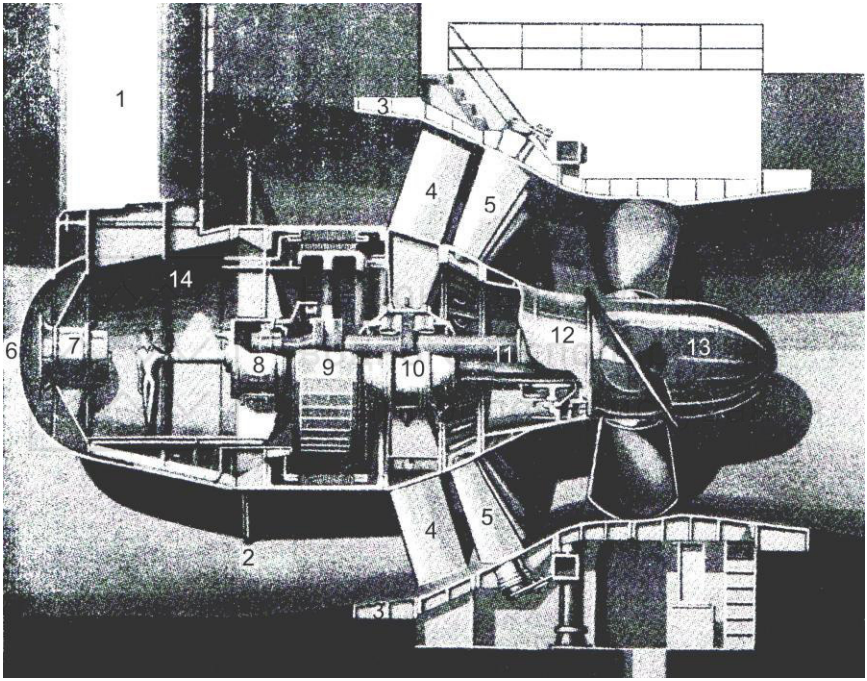


Рис. 10.1. Агрегат ПЕС Ранс:

1 – шахта сполучення; 2 – з/б розтяжки; 3 – камера робочого колеса; 4 – статор турбіни; 5 – напрямний апарат; 6 – обтікач-охолоджувач; 7 – ветилятор; 8 – підшипник; 9 – генератор; 10 – підшипник з підп'ятником; 11 – вал; 12 – перехідний конус; 13 – робоче колесо; 14 – капсула

Для вибору габаритів проточної частини наведена схема на рис. 10.2.

Компоновку будівлі ПЕС з використанням капсульних агрегатів при двох і односторонній роботі представлено на рис. 10.3.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

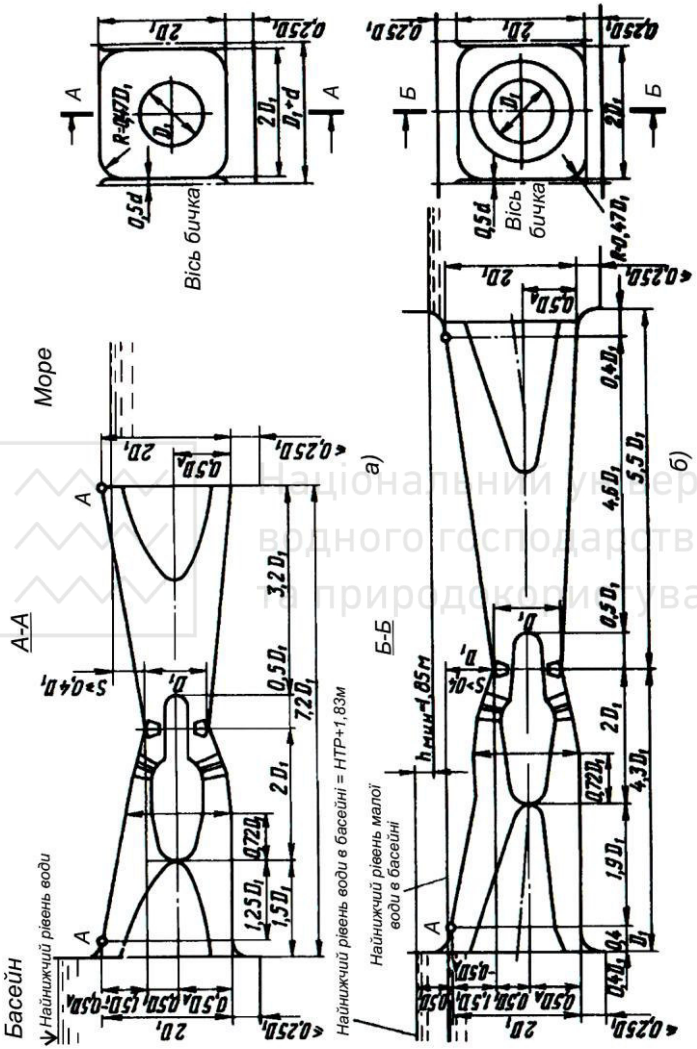


Рис. 10.2. Схема для визначення габаритів проточної частини будівлі ПЕС з капсульним агрегатом (ПЕС Фанді):
а – односторонньої дії; б – двосторонньої дії

Національний університет
водного господарства
та природокористування

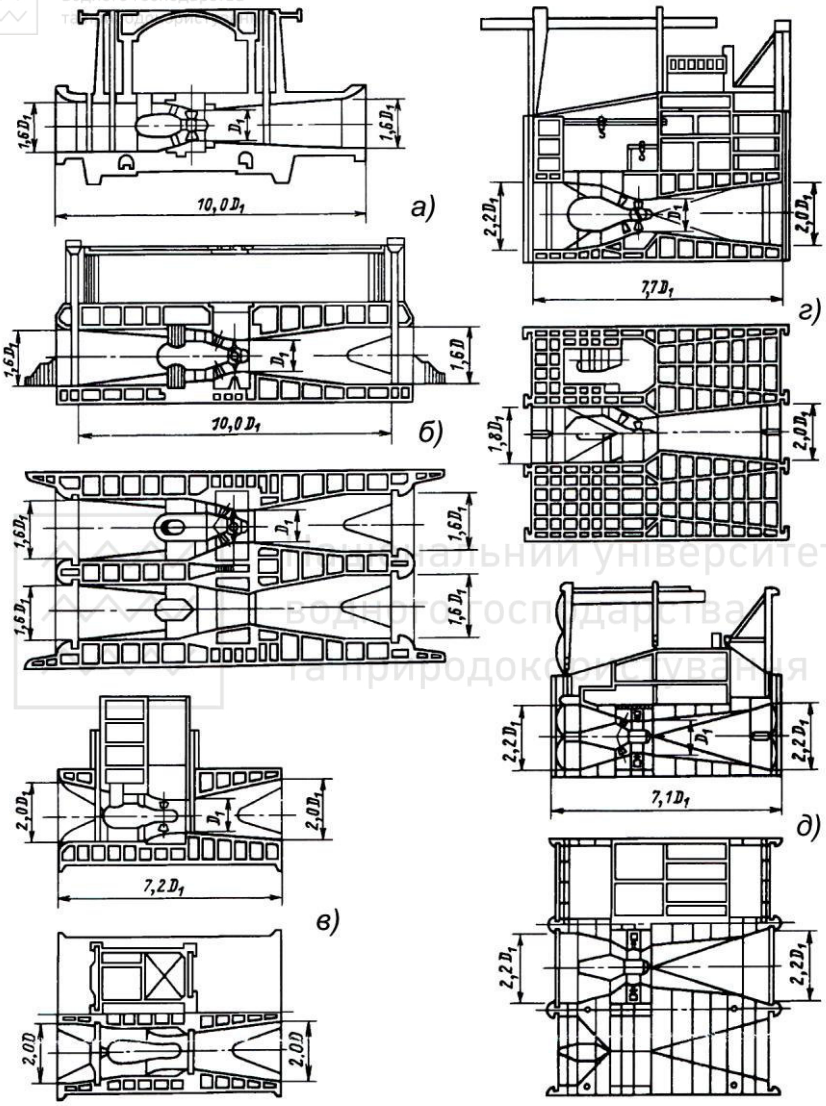


Рис. 10.3. Компоновки будівель ПЕС одно- і двосторонньої дії:

а – ПЕС Ранс; б – Кислогубська ПЕС; в – ПЕС в затоці Фанді;
г – ПЕС Северн; д – ПЕС Странгфорд-Лох

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Загальна компоновка верхньої будови будівлі ПЕС повинна відповідати, насамперед умовам експлуатації, монтажу і демонтажу елементів агрегату.

При компоновці будівлі ПЕС часто використовують суміщену компоновку, коли будівля ГЕС і водопропускні отвори суміщаються.

В залежності від топографічних, геологічних, економічних та інших умов існує цілий ряд варіантів компоновки будівлі ГЕС.

На рис. 10.4 показана компоновка будівлі ПЕС у проекті Северн з демонтажем агрегату *1* у зборці. Така компоновка дозволяє вийняти агрегат у зібраному стані за допомогою плаваючого крана *2* та перенести його на баржу і, навпаки, підняти з баржі і встановити в блоці.

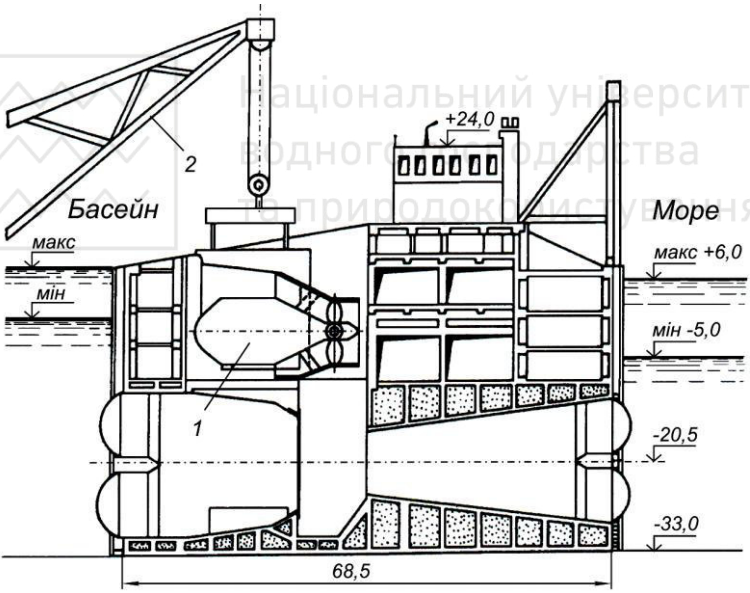


Рис. 10.4. Компоновка будівлі ПЕС в проекті Северн з демонтажем агрегату у зборці:

1 – агрегат у зборці під час монтажу; 2 – плаваючий кран

У проекті Мезенської ПЕС (рис. 10.5), яка знаходиться в суворих кліматичних умовах, над водопропускними отворами розташована

Національний університет
водного господарства
та природокористування

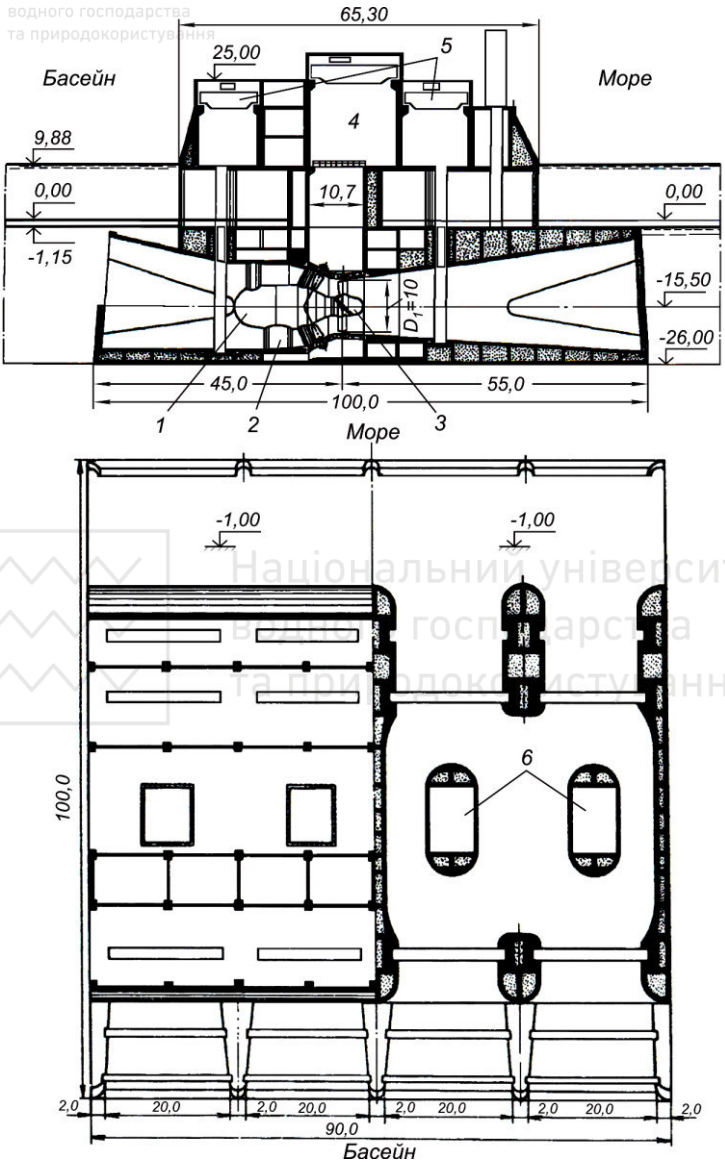


Рис. 10.5. Наплавна конструкція будівлі Мезенської ПЕС:

1 – капсула; 2 – опори; 3 – робоче колесо; 4 – машзала;
5 – крани; 6 – бичок-шахта

Національний університет
водного господарства
та природокористування

закрита машинна зала *4* з трьома мостовими кранами *5*. Демонтаж елементів агрегату відбувається через бичок-шахту *6*.

Будівля ПЕС Ранс (рис. 10.6) являє собою порожнинну залізобетонну греблю із склепінним перекриттям, яке опирається на контрфорси. Машинна зала *3* закритого типу. В ній є кришка люка *4*, через який відбувається монтаж і демонтаж агрегату. Доступ в капсулу здійснюється через порожнинну колону *5*.

В одному з варіантів ПЕС Камберленд (рис. 10.7) передбачено несуміщений варіант ПЕС. Монтаж елементів агрегату *1* відбувається через шахту *2*, а доступ в капсулу через колону *3*.

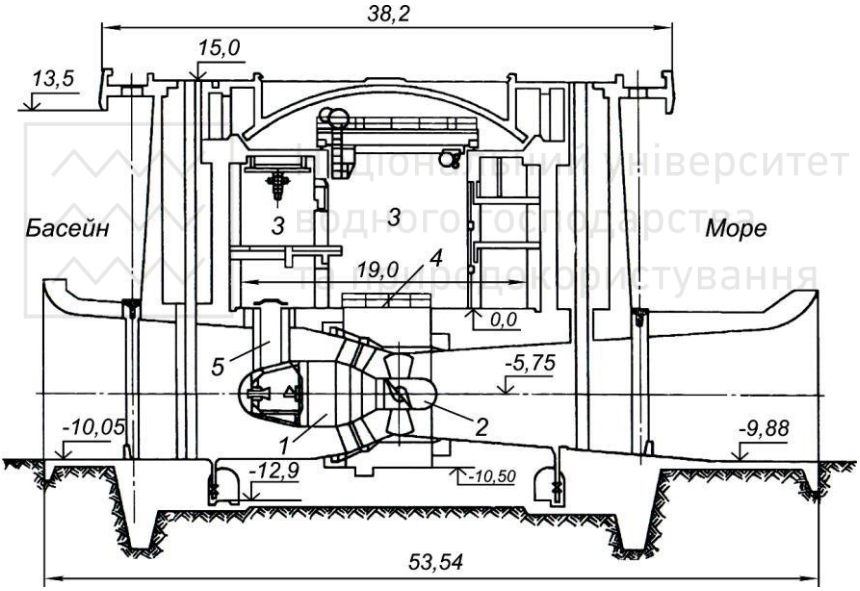


Рис. 10.6. Поперечний переріз будівлі ПЕС РАНС по осі агрегату:

1 – капсула; 2 – робоче колесо; 3 – машзала;
4 – кришка люка; 5 – порожнинна колона

Компоновка будівлі Кислогубської ПЕС (рис. 10.8) передбачає суміщену схему з водопропускними отворами. Окреслення проточної частини гідроагрегату характеризуються тим, що прямовисний конічний водовід переходить на прямокутній переріз

Національний університет
водного господарства
та природокористування

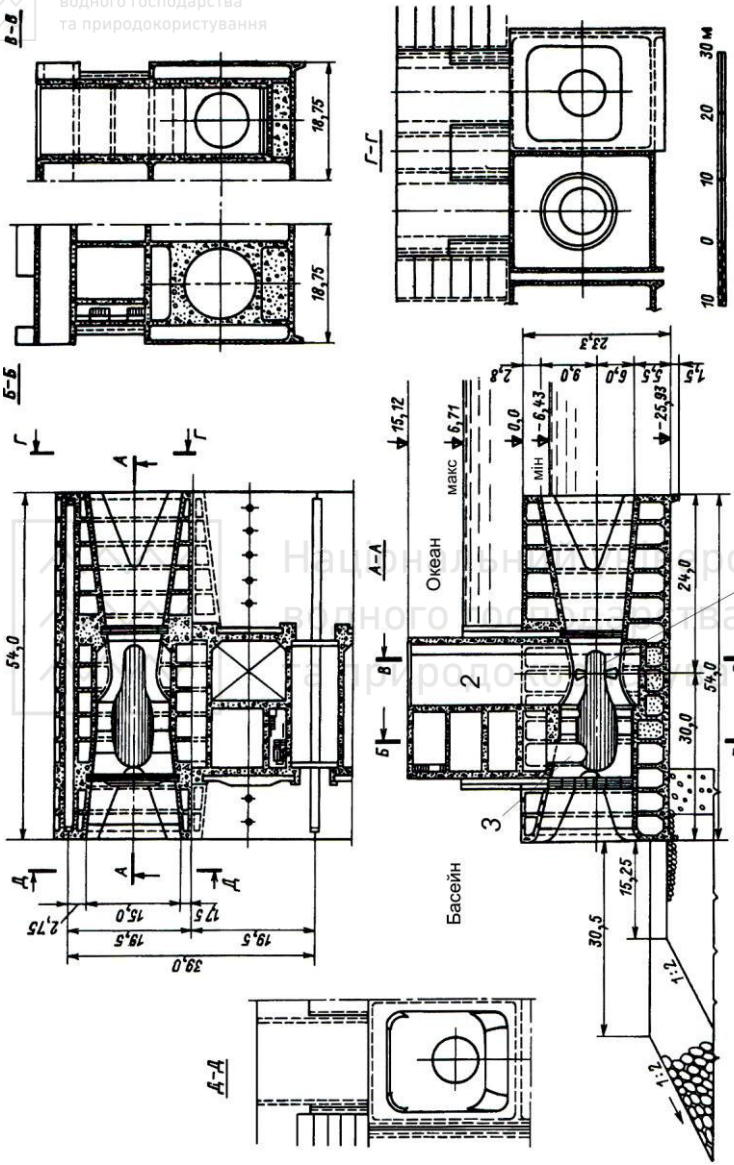


Рис.10.7. Конструкція будівлі ПЕС Камберленд (несуміщений варіант):
1 – агрегат; 2 – шахта; 3 – колона

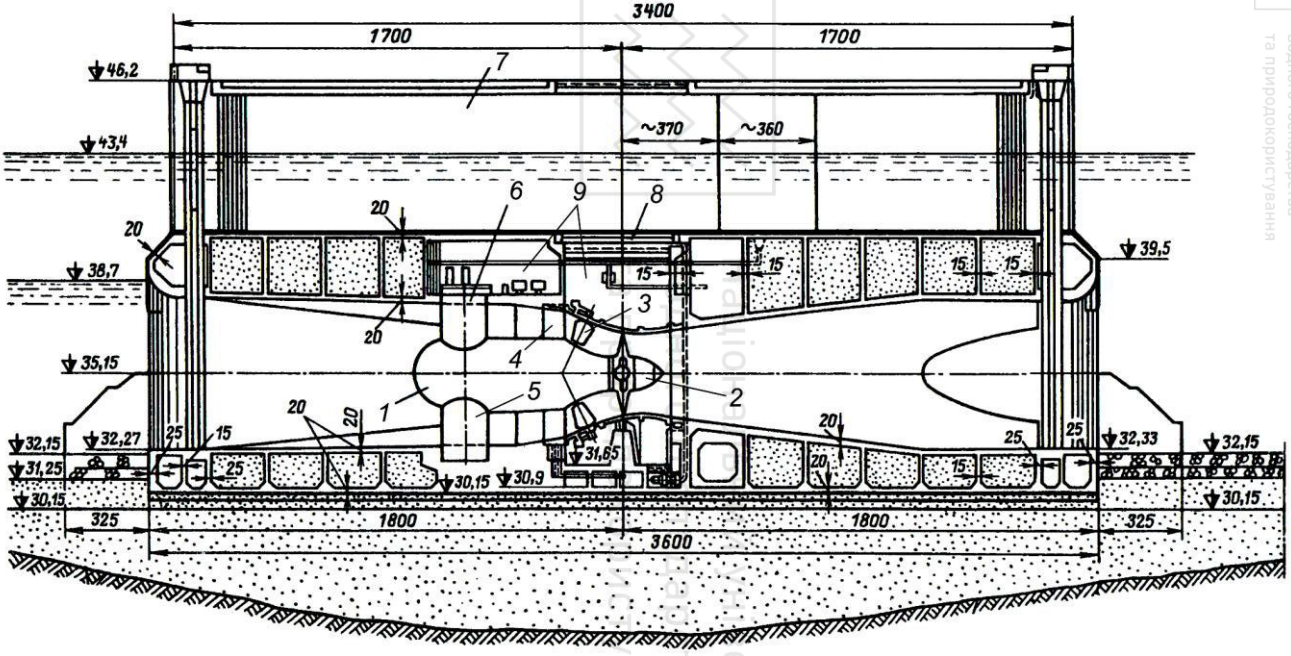


Рис. 10.8. Компоновка будівлі Кислогубської ПЕС:
1 – капсула; 2 – робоче колесо; 3 – напрямний апарат; 4 – статор турбіни; 5 – опорна колона; 6 – шахта доступу; 7 – водозлив; 8 – герметична кришка; 9 – машинна зала

Національний університет водного господарства та природокористування

на вході і виході. Вхідні оголовки водоводів мають еліптичне окреслення для зменшення місцевих втрат напору. Між оголовками розміщуються пази затворів.

Статор турбіни *4*, опорна колона *5*, шахта доступу в капсулі *6* закріплені у монолітному масиві. На плиті поверхневого водозливу *7* знаходиться герметична кришка люка *8* для монтажу і демонтажу агрегату. Під ним в приміщені машинної зали *9* розташовані котли маслонапірної установки і обладнання системи регулювання.

Є проекти ПЕС з горизонтальними капсульними агрегатами в багатоярусному виконанні. На рис. 10.9 наведена схема двоярусної конструкції ПЕС Шозе, а на рис. 10.10 – триярусна конструкція Пенжинської ПЕС.

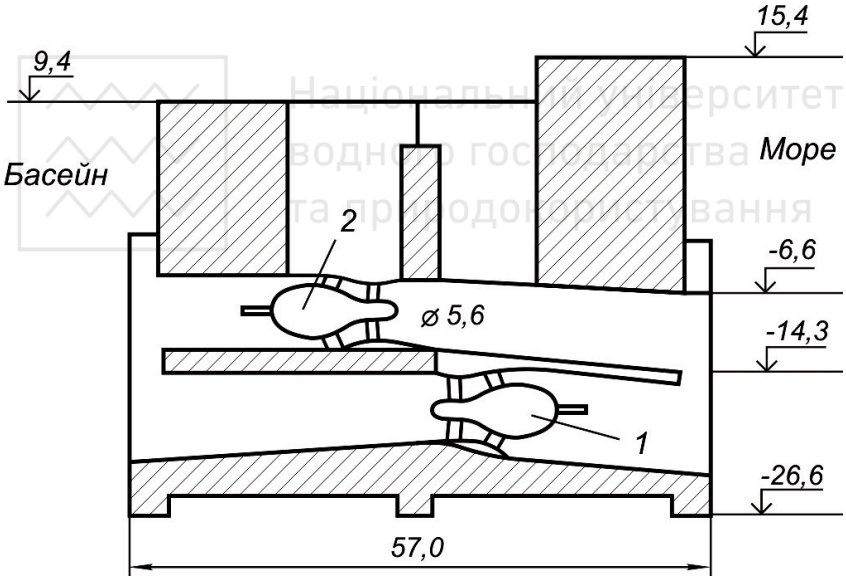


Рис. 10.9. Схема двоярусної конструкції ПЕС Шозе:

1 – капсула нижнього ярусу; 2 – капсула верхнього ярусу

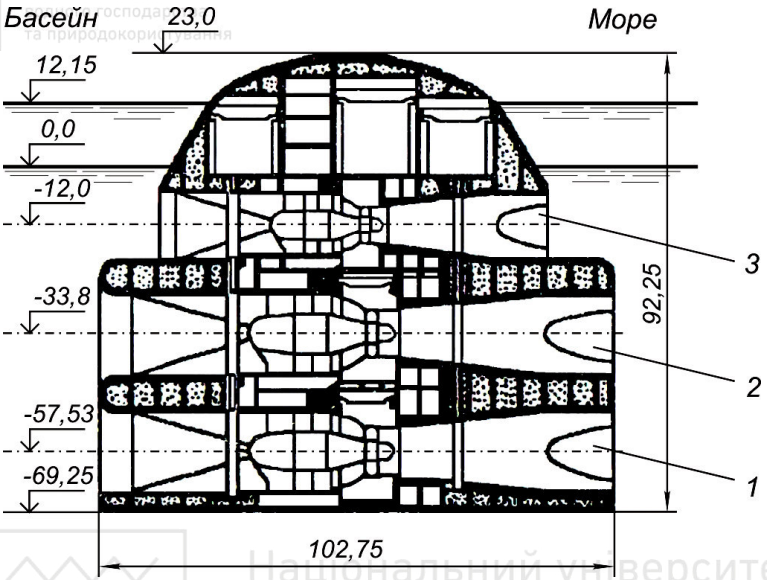


Рис. 10.10. Схема триярусної конструкції Пенжинської ПЕС:
1 – перший ярус; 2 – другий ярус; 3 – третій ярус

Розділ 11. Добір елементів системи автоматичного регулювання турбін (САРТ)

Для регулювання потужності і підтримання синхронної частоти обертання агрегату передбачається встановлення САРТ з електрогідравлічним регулятором швидкості з колонкою керування, маслонапірною установкою із серводвигуном, що розташовані на кришці турбіни.

Добір елементів системи автоматичного регулювання розглянуто в [1].

Послідовність розрахунку.

1. Розрахунок серводвигунів напрямного апарата.

Визначаємо об’єм серводвигунів

Національний університет
водного господарства
та природокористування

$$W_{сна} = \frac{A_{сна}}{P_к}, \qquad (11.1)$$

де $A_{сна}$ – працездатність серводвигунів напрямного апарата, Дж;

$P_к = 4 \cdot 10^6$ Па – робочий тиск у котлі МНУ.

$$A_{сна} = K_{сна} \rho g H_{макс} в_о D_1^2, \qquad (11.2)$$

де $K_{сна} = 0{,}045..0{,}055$ – дослідний коефіцієнт;

$\rho = 1000$ кг/м^3 – густина води;

$g = 9{,}81$ м/с^2 – прискорення сили тяжіння;

$H_{макс}$ – максимальний напір турбіни;

$в_о$ – висота напрямного апарата;

D_1 – діаметр робочого колеса.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Діаметр серводвигуна напрямного апарата визначаємо за залежністю

$$d_{сна} = \lambda D_1 \sqrt{\overline{в_о} H_{макс}} \qquad (11.3)$$

де $\lambda = 0{,}020...0{,}026$ – емпіричний коефіцієнт при $P_к = 4 \cdot 10^6$ Па;

$\overline{в_о} = \frac{в_о}{D_1}$ – відносна висота напрямного апарата (табл. 1.2).

Стандартний ряд діаметрів $d_{сна}$ серводвигунів 250-1000 мм через 50 мм [30].

2. Розрахунок серводвигунів робочого колеса.

Визначаємо об'єм серводвигунів робочого колеса, аналогічно серводвигунам напрямного апарата

Національний університет
водного господарства
та природокористування

$$W_{срк} = \frac{A_{срк}}{P_к}, \qquad (11.4)$$

де $A_{срк}$ – працездатність серводвигунів робочого колеса, Дж;

$$A_{срк} = K_{сна}\rho g H_{макс}(D_1^3 - d_{вт}^3), \qquad (11.5)$$

де $K_{сна} = 0{,}05...0{,}06$ – дослідний коефіцієнт;

$d_{вт}$ – діаметр втулки робочого колеса (табл. 1.2).

Діаметр серводвигуна робочого колеса для розвороту його лопатей визначаємо за емпіричною залежністю

$$d_{срк} = (0{,}3...0{,}45)D_1. \qquad (11.6)$$

Національний університет
водного господарства
та природокористування

3. Розрахунок котла маслонапірної установки.

Маслонапірна установка призначена для живлення маслом під тиском гідравлічної системи регулювання гідротурбіни та обслуговування інших механізмів енергетичного обладнання гідроагрегату.

МНУ складається з гідравлічного акумулятора тиску, масляного баку, двох насосів з електроприводами (робочий і резервний), механізмів автоматики, контрольно-вимірювальних приладів, спеціальної арматури і трубопроводів (рис. 11.1). Температура масла в котлі МНУ повинна бути у межах 10-50 C^0.

Система автоматичного керування МНУ підтримує у заданих межах тиск і рівень масла в гідроакумуляторі, контролює температуру масла, формує попереджувальні сигнали і команди аварійної зупинки агрегату.

Тип маслонапірної установки визначається сумарним об'ємом серводвигунів, які обслуговуються однією МНУ (серводвигуни напрямного апарата, робочого колеса і т.д.).

Повний об'єм котла МНУ знаходимо за залежністю

$$W_к = 20 \cdot W_{сна} + 4 \cdot W_{срк}, \qquad (11.7)$$

Національний університет
водного господарства
та природокористування

За необхідним об’ємом котла і прийнятим розрахунковим тиском у котлі приймаємо марку маслонапірної установки (додаток 8).

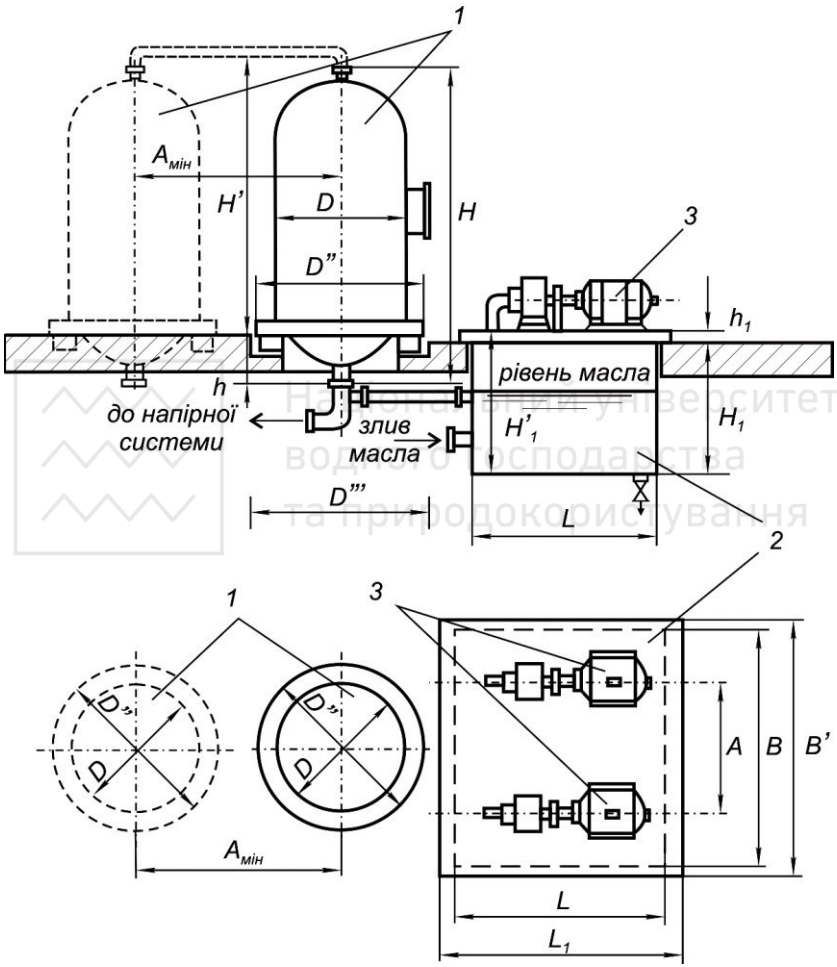


Рис. 11.1. Маслонапірна установка (МНУ):

1 – акумулятори тиску (котли); 2 – масляний бак; 3 – маслонасоси

Національний університет
водного господарства

4. Добір насосів маслонапірної установки.

Акумулятор тиску – це котел, який заповнений стисненим повітрям і маслом у певному співвідношенні. В процесі регулювання і керування гідротурбіни енергія стисненого повітря витрачається на роботу сервомоторів. Масляні насоси періодично поповнюють витрачений об'єм масла і, тим самим, підтримують заданий тиск в акумуляторі.

Визначаємо подачу насоса

$$Q_н = \frac{2{,}5W_{сна} + qT}{T} \tag{11.8}$$

де T=60…180 с – тривалість відновлення тиску і рівня масла;
q=3 л/с – протічки в системі.

За прийнятим тиском і визначеною подачею добирається насос за додатком 7.

Національний університет
водного господарства

5. Добір і розрахунок електрогідравлічного регулятора

Основним елементом електрогідравлічного регулятора є золотник, який призначений для пропуску і розподілу масла трубопроводу від котла МНУ до серводвигунів, а також від серводвигунів до зливного бака.

Визначаємо діаметр головного розподільчого золотника, який дорівнює діаметру трубопроводу, який підводить масло до серводвигуна

$$d_{тр} = \sqrt{\frac{4Q_з}{\pi v_м}}, \tag{11.9}$$

де $Q_з$ – витрата через золотник;

$v_м$=4…6 м/с – швидкість руху масла.

Витрата $Q_з = \frac{W_{сна}}{T_s}$,

де $W_{сна}$ – об'єм серводвигунів напрямного апарата;

T_s=5…8 с – розрахунковий час регулювання напрямного апарата.

Національний університет водного господарства та природокористування

Стандартний діаметр головного золотника регулятора приймаємо з ряду: 50, 70, 100, 150, 200, 250, 300 мм [8].

Отже марка електрогідравлічного регулятора *ЕГР – $d_{тр}$*.

Розділ 12. Розрахунок ежекції на водозливній ГЕС

Під час проходження повені рівень води в нижньому б'єфі суттєво підвищується, внаслідок чого зменшується напір і потужність турбін. Наприклад, при зниженні напору на 50% витрата знижується на 30-35%, а потужність знижується на 70-75%. Часткове поновлення напору і потужності можливе за рахунок ефекту ежекції, який можна отримати в результаті взаємодії турбінних і скидних витрат. Використання ефекту ежекції на суміщених ГЕС на відміну від спеціальних пристроїв (наприклад в ежекторних насосах) не є самоціллю, його доцільно використовувати тільки при наявності надлишку води, тому що в звичайних умовах (при відсутності надлишку води) більш ефективно пропускати через агрегати ГЕС.

Розрахунок ефекту ежекції зводиться до визначення зниження тиску у вихідному перерізі відсмоктувальної труби в порівнянні з тиском, що визначається рівнем води на рисбермі.

Розрахунок ежекції на суміщених будівлях ГЕС розглянуто в [5].

При ежекції потужність турбіни визначається

$$N_{т,еж} = 9{,}81 Q_{т,еж} H_{т,еж} \eta_{т,еж}, \qquad (12.1)$$

де $Q_{т,еж} = Q_т + \Delta Q_{еж}$, $H_{т,еж} = H_т + \Delta H_{еж}$, $\eta_{т,еж}$ – витрата, напір і ККД турбіни при наявності ежекції;

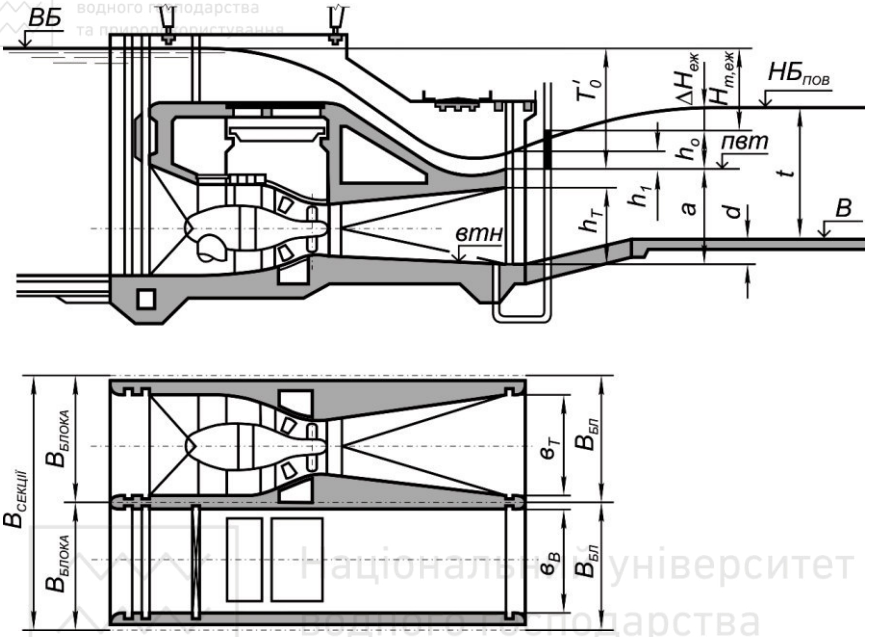
$Q_т$, $H_т$ – витрата і напір турбіни без врахування ежекції.

ККД турбіни при наявності ежекції визначається

$$\eta_{т,еж} = \eta_{м,еж} + \Delta\eta,$$

де $\Delta\eta$ – поправка до ККД, яку визначили раніше (див. 1.2).

Національний університет
водного господарства
та природокористування



Національний університет
водного господарства
та природокористування

Рис. 12.1. Схема розрахунку водозливної ежекції
за напором

Ефект ежекції складає

$$\Delta N_{m,еж} = N_{m,еж} - N_m . \qquad (12.2)$$

Величину потужності турбіни визначаємо за параметрами режимної точки на універсальній характеристиці при H_m=$H_{мін}$ і $Q'_{I,макс}$, за умови безкавітаційної роботи (точка О): $Q'_{I,макс} = Q'_{I,p}$.

$$N_m = 9{,}81 Q'_{I,p} D_1^2 H_{мін} \sqrt{H_{мін}} \eta_{но} ,$$

де $\eta_{но}$ – ККД в точці О натурної турбіни.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Визначаємо величину потужності турбіни при ежекції

$$N_{т,еж} = 9{,}81 Q'_{I,еж} D_1^2 (H_{мін} + \Delta H_{еж}) \sqrt{(H_{мін} + \Delta H_{еж})} \cdot \eta_{т,еж},$$

приймаємо $Q'_{I,еж} = Q'_{I,р}$.

Збільшення напору за рахунок ежекції визначаємо за залежністю

$$\Delta H_{еж} = \Delta h_{еж} - \Delta h_o, \qquad (12.3)$$

де величина $\Delta h_{еж}$ при затопленому поверхневому режимі складає

$$\Delta h_{еж} = t + d - a - \frac{t^2 - (a - d)^2 - A}{2(a - d) + h_1}, \qquad (12.4)$$

Національний університет
водного господарства
та природокористування

де t – глибина води на рисбермі

$$t = \downarrow НБ_{макс} - \downarrow B;$$

$\downarrow B$ – відмітка водобою;

d – висота порогу водобою,

$$d = \downarrow B - \downarrow вт\,н;$$

$\downarrow вт\,н$ – відмітка низу відсмоктувальної труби;

$$a = \downarrow пвт - \downarrow вт\,н;$$

$\downarrow пвт$ – відмітка верху перекриття у вихідному перерізі відсмоктувальної труби;

h_1 – глибина потоку на водозливному уступі,

$$h_1 = 0{,}47 T'_o;$$

$$T'_o = \downarrow НПР - \downarrow пвт.$$

Величину A знаходимо за залежністю

$$A = \frac{2}{g B_{БЛ}} [\frac{\alpha_B Q_B}{h_B B_B} + \frac{\alpha_T Q_T^2}{h_T B_T} - \frac{\alpha_t (Q_B + Q_T)^2}{t B_{БЛ}}], \qquad (12.5)$$

Національний університет
водного господарства
де $\alpha_B = \alpha_T = 1{,}35; \alpha_t = 1{,}04$ – значення коефіцієнтів кількості руху у вихідних перерізах водоскиду, відсмоктувальної труби і на рисбермі;

Q_B – витрата водоскиду, що скидається через агрегатний блок;

Q_T – витрата турбіни,

$$Q_T = \frac{N_m}{9{,}81 H_{мін} \eta_m};$$

h_B – висота водоскидного отвору;

B_B – ширина водоскидного отвору;

h_T – висота отвору відсмоктувальної труби на виході;

B_T – ширина отвору відсмоктувальної труби на виході;

$B_{БЛ}$ – ширина агрегатного блока.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Знаходимо величину перепаду відновлення

$$\Delta h_o = \frac{A_0}{2t + d}, \qquad (12.6)$$

де

$$A_0 = \frac{2Q_T^2}{g B_{БЛ}} \left(\frac{\alpha_T}{h_T B_T} - \frac{\alpha_t}{t B_{БЛ}} \right). \qquad (12.7)$$

Слід відмітити, що ежекція не може бути спеціальним заходом для покращення енергетичних показників ГЕС, а є лише додатковим позитивним ефектом до переваг гідровузлів з суміщеними будівлями ГЕС.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Розділ 13. Приклад проектування машинної будівлі ГЕС з горизонтальними капсульними агрегатами

Вихідні дані:

1. Встановлена потужність ГЕС
$N_{вст} = 350 МВт.$

2. Нормальний підпірний рівень
$\downarrow НПР = 200 м.$

3. Рівень мертвого об'єму
$\downarrow РМО = 199 м.$

4. Максимальний рівень у нижньому б'єфі
$\downarrow НБ_{макс} = 189 м.$

5. Мінімальний рівень у нижньому б'єфі
$\downarrow НБ_{мін} = 186 м.$

6. Максимальний напір
$H_{макс} = 14 м.$

7. Мінімальний напір
$H_{мін} = 10 м.$

8. Довжина ЛЕП
$L = 250$ км.

9. Грунти:
глинисті та дрібнозернисті піщані грунти.

10. Максимальна повенева витрата
$Q_{макс} = 11050 м^3/с.$

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Національний університет водного господарства та природокористування

13.1. Добір турбіни

13.1.1. Визначення типу турбіни

Для визначення типу гідравлічної турбіни необхідні такі вихідні дані:

- встановлена потужність ГЕС – $N_{вст} = 350 МВт$;
- напори:
  - максимальний $H_{макс} = 14$ *м*;
  - мінімальний $H_{мін} = 10$ *м*.

Встановлена потужність ГЕС та діапазон зміни напорів визначаються водноенергетичними розрахунками.

Визначаємо розрахунковий напір за формулою:

$$H_p = \frac{2H_{мін} + H_{макс}}{3} = \frac{2 \cdot 10 + 14}{3} = 11{,}3 \text{ м}.$$

Тип турбіни знаходимо за допомогою номенклатури капсульних агрегатів (табл. 1.1). У діапазоні напорів 10…14 *м* приймаємо турбіну ПЛ15-ГК.

Національний університет водного господарства та природокористування

13.1.2. Розрахунок основних параметрів гідротурбіни

Основними параметрами гідротурбіни є:

- діаметр робочого колеса D_1;
- синхронна частота обертів n;
- коефіцієнт корисної дії η_m;
- висота відсмоктування H_S.

Визначаємо діаметр робочого колеса:

$$D_1 = \sqrt{\frac{N_m}{9{,}81 Q'_{Ip} H_p \sqrt{H_p} \eta_m}},$$

де N_m – потужність турбіни, *кВт*.

Величина N_m визначається

$$N_m = \frac{N_{вст}}{z \eta_г},$$

де z – кількість агрегатів, яка призначається з умов розташування обраної турбіни, з її параметрами, в межах номенклатурного графіка (рис. 1.1) для турбін типу ПЛ-ГК.

Призначаємо $z = 20$ агрегатів, тоді

$$N_m = \frac{350}{20 \cdot 0{,}96} = 18{,}3 МВт = 18300 \text{ кВт}.$$

Коефіцієнт корисної дії генератора в попередніх розрахунках можна прийняти $\eta_г = 0{,}96$.

Q'_{Ip} – зведена розрахункова витрата турбіни, яку приймаємо з табл. 1.2 для турбіни ПЛ15-ГК і дорівнює $Q'_{I,макс}$.

Приймаємо $Q'_{Ip} = 2600 л/с = 2{,}6 \text{ м}^3/с$.

η_m – коефіцієнт корисної дії турбіни, величину якого на попередній стадії розрахунку приймаємо 0,89.

Тоді

$$D_1 = \sqrt{\frac{18300}{9{,}81 \cdot 2{,}6 \cdot 11{,}3\sqrt{11{,}3} \cdot 0{,}89}} = 4{,}6 \text{ м}.$$

Приймаємо найближчий номінальний (стандартний) діаметр робочого колеса

$$D_1 = 4{,}75 м .$$

Визначаємо частоту обертання вала турбіни

$$n = \frac{n'_{Ip}\sqrt{H_p}}{D_1},$$

де n'_{Ip} – зведена частота обертання, яка приймається за табл. 1.2 для ПЛ15-ГК

$$n'_{Ip} = n'_{I,опт} = 150 об/хв,$$

H_p – розрахунковий напір, $H_p = 11{,}3 м$.

$$n = \frac{150\sqrt{11{,}3}}{4{,}75} = 106 \text{ об/хв}.$$

Заокруглюємо n до найближчого синхронного значення $n_0 = 107{,}1$ об/хв.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Уточнюємо зведену частоту обертання турбіни

$$n'_{Ip} = \frac{n_o D_1}{\sqrt{H_p}} = \frac{107{,}1 \cdot 4{,}75}{\sqrt{11{,}3}} = 151 \text{ об/хв.}$$

Визначаємо розрахунковий коефіцієнт корисної дії натурної турбіни

$$\eta_{тр} = \eta_{мр} + \Delta\eta,$$

де $\eta_{мр}$ – розрахунковий коефіцієнт корисної дії моделі, який визначається в режимній точці за уточненими обертами $n'_{Ip} = 151$ *об/хв* при $Q'_{I,макс} = 2600$ *л/с* на головній універсальній характеристиці турбіни ПЛ15-ГК

$$\eta_{мр} = 89\%,$$

$\Delta\eta$ – поправка на різницю діаметрів робочих коліс і напорів модельної і натурної турбіни,

$$\Delta\eta = \eta_{то} - \eta_{мо},$$

де $\eta_{мо}$ – максимальний ККД модельної турбіни, що визначається за універсальною характеристикою турбіни ПЛ15-ГК

$$\eta_{мо} = 91{,}6\%,$$

$\eta_{то}$ – оптимальний ККД натурної турбіни:

$$\eta_{то} = 1 - (1 - \eta_{мо})\left(0{,}3 + 0{,}75\sqrt[5]{\frac{D_{1м}}{D_1}}\sqrt[10]{\frac{H_м}{H_p}}\right),$$

де $D_{1м}$ – діаметр модельної турбіни, $D_{1м} = 0{,}46$ *м* (див. універсальну характеристику турбіни);

$H_м$ – напір модельної турбіни, $H_м = 3$*м*.

$$\eta_{то} = 1 - (1 - 0{,}916)\left(0{,}3 + 0{,}75\sqrt[5]{\frac{0{,}46}{4{,}75}}\sqrt[10]{\frac{3}{11{,}3}}\right) = 0{,}943.$$

Тоді

$$\Delta\eta = 0{,}943 - 0{,}916 = 0{,}027.$$

Розрахунковий коефіцієнт корисної дії натурної турбіни складе

$$\eta_{тр} = 0{,}89 + 0{,}027 = 0{,}917.$$

Визначаємо номінальну (розрахункову) потужність турбіни

Національний університет
водного господарства
та природокористування

$$N_{mo} = 9{,}81 Q'_{1p} D_1^2 H_p \sqrt{H_p}\,\eta_{mp} = 9{,}81 \cdot 2{,}6 \cdot 4{,}75^2 \cdot 11{,}3\sqrt{11{,}3} \cdot 0{,}917 =$$

$$= 20045 \text{ кВт}.$$

Уточнюємо розрахункову витрату турбіни

$$Q_{mp} = \frac{N_{mo}}{9{,}81 \cdot H_p \eta_{mp}} = \frac{20045}{9{,}81 \cdot 11{,}3 \cdot 0{,}917} = 197 \text{ м}^3/\text{с}.$$

13.1.3. Визначення розмірів камери робочого колеса

Основні розміри проточної частини робочого колеса поворотно-лопатевої капсульної гідротурбіни наведені на рис. 13.1.

Діаметр горловини

$$D_{гор} = 0{,}973 D_1 = 0{,}973 \cdot 4{,}75 = 4{,}6 \text{ м}.$$

Діаметр корпусу робочого колеса

$$d_{вт} = 0{,}35 D_1 = 0{,}35 \cdot 4{,}75 = 1{,}7 \text{ м}.$$

Національний університет
водного господарства
та природокористування

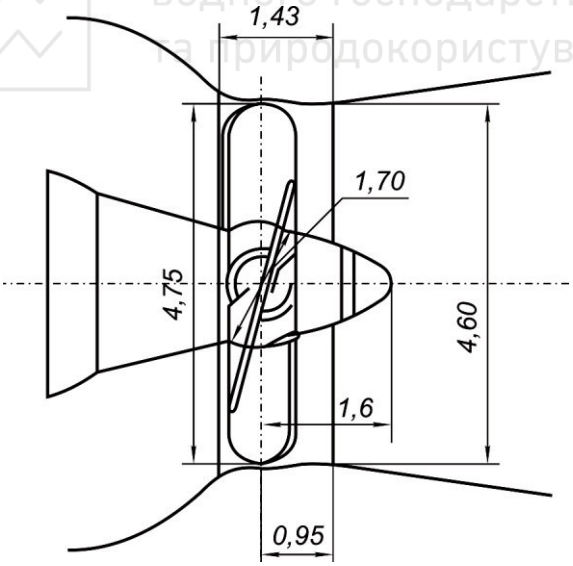


Рис. 13.1. Схема проточної частини робочого колеса гідротурбіни ПЛ15-ГК

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Висота втулки і обтікача робочого колеса

$$h_{вт} = 0{,}33D_1 = 0{,}33 \cdot 4{,}75 = 1{,}6 \text{ м}.$$

Довжина камери робочого колеса

$$L_к = 0{,}3D_1 = 0{,}3 \cdot 4{,}75 = 1{,}43 \text{ м}.$$

Відстань від осі розвороту робочого колеса до горловини

$$l = 0{,}2 \cdot D_1 = 0{,}2 \cdot 4{,}75 = 0{,}95 \text{ м}.$$

Кількість лопатей робочого колеса 4.

Зазор між камерою і лопатями робочого колеса складає

$$0{,}001D_1 = 0{,}001 \cdot 4{,}75 = 0{,}0048 \text{ м}.$$

Для горизонтальних турбін капсульного типу застосовується напрямний апарат конічного типу, де вісь повороту лопатей розташовується на конічній поверхні. Основні розміри напрямного апарата наведені на рис. 13.2.

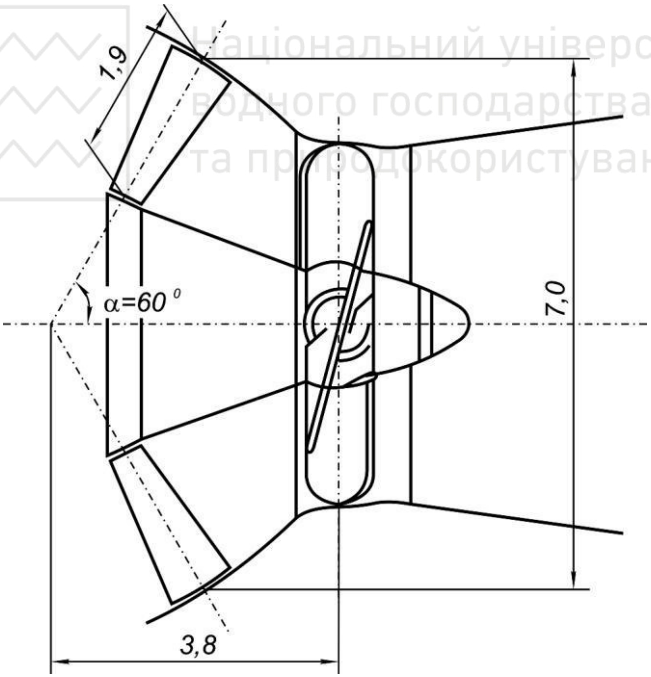


Рис. 13.2. Основні розміри напрямного апарата

Національний університет водного господарства та природокористування

Висота напрямного апарата

$$b_0 = 0{,}4D_1 = 0{,}4 \cdot 4{,}75 = 1{,}9 \ м.$$

Кут нахилу осі повороту лопаті напрямного апарата до осі турбіни $\alpha = 60^o$.

Відстань між робочим колесом і напрямним апаратом

$$L_0 = 0{,}8D_1 = 0{,}8 \cdot 4{,}75 = 3{,}8 \ м.$$

Діаметр турбінної камери в зоні напрямного апарата приймається

$$D_{на} = 1{,}5D_1 = 1{,}5 \cdot 4{,}75 = 7{,}0 \ м.$$

Кількість лопатей напрямного апарата при діаметрі $D_1 = 4{,}75 \ м$ складає 16 шт.

13.1.4. Побудова робочої зони турбіни та визначення відмітки осі робочого колеса

Будуємо робочу зону гідротурбіни на головній універсальній характеристиці турбіни ПЛ 15-ГК (рис. 13.3).

Робоча зона турбіни визначається багатокутником зі сторонами $n'_I = const$ при напорах $H_{макс}$, $H_{мін}$ і Q'_I при вказаних напорах.

З правої сторони робоча зона обмежується зведеною розрахунковою витратою турбіни $Q'_{I,макс} = 2600 \ л/с$. З лівої сторони зона обмежується лінією зміни зведеної витрати при мінімальній гарантованій потужності, що задається заводом-виробником турбіни $N_{т,гар.мін}$.

Приймаємо

$$N_{т,гар.мін} = 0{,}4N_{то} = 0{,}4 \cdot 20045 = 8018 \ кВт.$$

Визначаємо зведені частоти і зведені витрати при напорах: $H_{макс} = 14 м$, $H_{мін} = 10 м$, $H_p = 11{,}3 м$.

Частоту:

$$n'_{I,мін} = \frac{n_o D_1}{\sqrt{H_{макс}}} = \frac{107{,}1 \cdot 4{,}75}{\sqrt{14}} = 136 \ об/хв,$$

Національний університет
водного господарства
та природокористування

$$n'_{I,p} = \frac{n_o D_1}{\sqrt{H_p}} = \frac{107{,}1 \cdot 4{,}75}{\sqrt{11{,}3}} = 151 \text{ об/хв},$$

$$n'_{I,макс} = \frac{n_o D_1}{\sqrt{H_{мін}}} = \frac{107{,}1 \cdot 4{,}75}{\sqrt{10}} = 161 \text{ об/хв}.$$

Витрату:

$$Q'_{I,мін} = \frac{N_{то}}{9{,}81 D_1^2 H_{макс} \sqrt{H_{макс}} \eta_{тр}} =$$

$$= \frac{20045}{9{,}81 \cdot 4{,}75^2 \cdot 14\sqrt{14} \cdot 0{,}917} = 1{,}88 м^3/с,$$

$$Q'_{I,p} = \frac{N_{то}}{9{,}81 D_1^2 H_p \sqrt{H_p} \eta_{тр}} =$$

$$= \frac{20045}{9{,}81 \cdot 4{,}75^2 \cdot 11{,}3\sqrt{11{,}3} \cdot 0{,}917} = 2{,}59 м^3/с,$$

$$Q'_{I,макс} = \frac{N_{то}}{9{,}81 D_1^2 H_{мін} \sqrt{H_{мін}} \eta_{тр}} =$$

$$= \frac{20045}{9{,}81 \cdot 4{,}75^2 \cdot 10\sqrt{10} \cdot 0{,}917} = 3{,}12 м^3/с.$$

Наносимо на універсальну характеристику турбіни ПЛ 15-ГК отримані значення n'_I і Q'_I та на перетині визначаємо точки *А*, *Б*, *В* (рис. 13.3).

Визначаємо точку *О* на перетині $n'_{I,макс} = 161$ *об/хв* та $Q'_{I,p} = 2600 л/с$.

Зона роботи турбіни охоплює область високих ККД, що свідчить вдалий вибір параметрів турбіни.

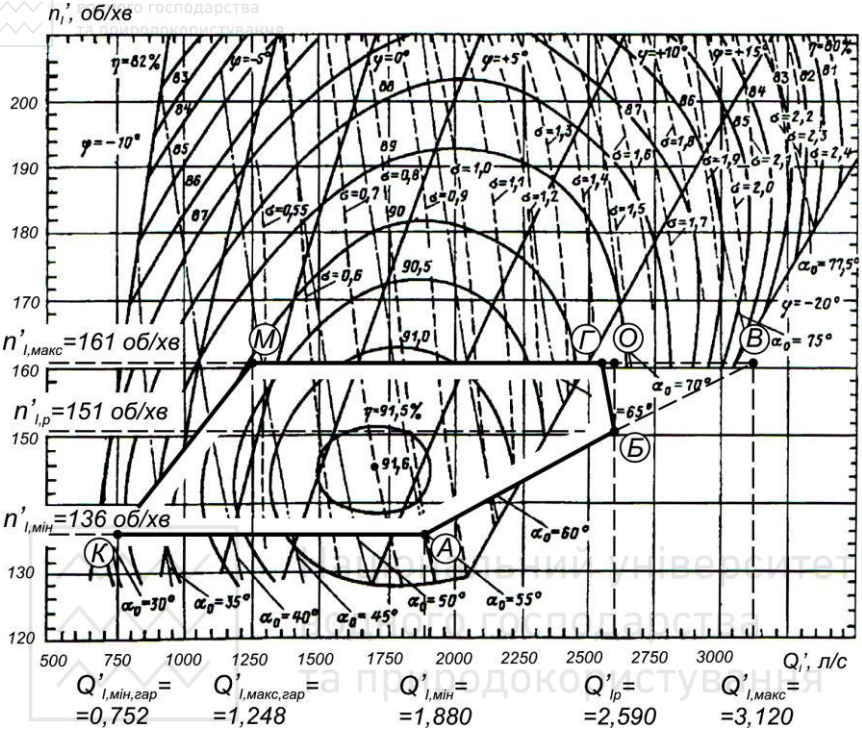


Рис. 13.3. Робоча зона гідротурбіни ПЛ15-ГК-46

Положення точки *Г* визначається проведенням з точки *Б* лінії, яка паралельна лінії відкриття напрямного апарата $a_0=65^0$ до перетину з горизонтальною лінією, що відповідає $n'_{I,макс}$.

Визначаємо значення мінімальної гарантованої витрати Q'_I при $H_{макс}$ і $H_{мін}$.

При $n'_{I,макс}$

$$Q'_{I,макс.гар} = 0{,}4Q'_{I,макс} = 0{,}4 \cdot 3120 = 1248\ л/с.$$

При $n'_{I,мін}$

$$Q'_{I,мін.гар} = 0{,}4Q'_{I,мін} = 0{,}4 \cdot 1880 = 752\ л/с.$$

Національний університет водного господарства та природокористування

На перетині $n'_{I,мін} = 136$ *об/хв* та $Q'_{I,мін.гар} = 752$ *л/с* отримуємо точку *К*, на перетині $n'_{I,макс} = 161$ *об/хв* та $Q'_{I,макс.гар} = 1248$ *л/с* – точку *М*.

Визначаємо відмітку осі робочого колеса турбіни.

$$\downarrow от^{к} = \downarrow НБ_{мін} + H_s^{к},$$

де $H_s^{к} = H_s - \frac{D_1}{2}$ – для горизонтальних капсульних турбін.

Допустима висота відсмоктування

$$H_s = 10 - \frac{\downarrow НБ}{900} - H_d - \sigma H - 1{,}5,$$

де ↓*НБ* – відмітка розташування гідротурбіни над рівнем моря;
H_d – висота водяного стовпа, за графіком (рис. 1.8) при температурі 6^0С (при такій температурі проводились дослідження модельної турбіни – див. універсальну характеристику турбіни ПЛ 15-ГК), H_d=0,08 *м*; σ – коефіцієнт кавітації в точках *А*, *Б*, *Г*; *Н* – напори в точках *А*, *Б*, *Г*; 1,5 – запас на висоту відсмоктування.

Визначення допустимої висоти відсмоктування проводимо в табличній формі (табл. 13.1).

Таблиця 13.1

Визначення відмітки осі робочого колеса

Н, м	↓*НБ, м*	*Робоча точка*	σ	H_d, *м*	σH, *м*	$\frac{\downarrow НБ}{900}$, *м*	$\frac{D_1}{2}$, *м*	H_s, *м*	$H_s^{к}$, *м*	$\downarrow от^{к}$, *м*
14,0	186	*А*	0,79	0,08	11,06	0,206	2,375	-2,55	-4,92	181,08
11,3	186	*Б*	1,50	0,08	16,95	0,206	2,375	-8,44	-10,82	175,18
10,0	189	*Г*	1,43	0,08	14,30	0,210	2,375	-5,79	-8,16	180,84

Остаточно приймаємо найменше значення $\downarrow от^{к} = 175{,}0$ *м* з невеликим пониженням у запас.

Національний університет
водного господарства

13.2. Добір основних розмірів проточного тракту

13.2.1. Визначення розмірів капсули

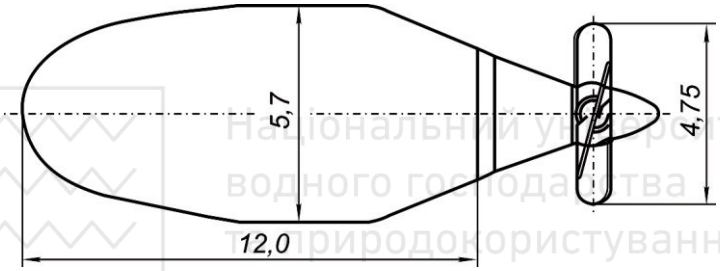
Розміри капсули визначаються у відношенні до діаметру робочого колеса турбіни.

Приймаємо діаметр капсули $D_к = 1{,}2D_1$ (для забезпечення повної геометричної подібності з модельною турбіною)

$$D_к = 1{,}2 \cdot 4{,}75 = 5{,}7 \text{ м}.$$

Довжина капсули $L_к = 2{,}5D_1 = 2{,}5 \cdot 4{,}75 \approx 12{,}0$ м.

Приймаємо варіант, коли капсула розміщена з верхньої сторони.



Національний університет
водного господарства
та природокористування

Рис. 13.4. Основні розміри капсули

13.2.2. Кріплення капсули

Капсула закріплюється системою колон і розтяжок. У головній частині капсули розташована верхня колона, яка має обтічний профіль і використовується для проходу персоналу, а також для прокладки різних комунікацій, трубопроводів системи регулювання, мащення підшипників і підп'ятника, шинопроводів (рис. 13.5).

Довжина профілю верхньої колони приймається

$$l_в = 0{,}6D_1 = 0{,}6 \cdot 4{,}75 \approx 3{,}0 \text{ м}.$$

Товщина профілю

$$в_в = 0{,}6l_в = 0{,}6 \cdot 3{,}0 = 1{,}8 \text{ м}.$$

Передбачено дві горизонтальні колони:
довжиною

Національний університет
водного господарства
та природокористування

$$l_{гк} = 0{,}3D_1 = 0{,}3 \cdot 4{,}75 \approx 1{,}5 \ м;$$

та товщиною

$$в_{гк} = 0{,}4l_н = 0{,}4 \cdot 1{,}5 = 0{,}6 \ м.$$

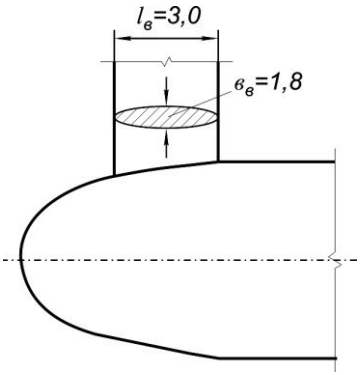
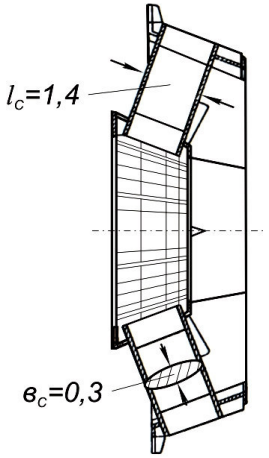


Рис. 13.5. Головна частина капсули

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Навколо капсули встановлюємо 6 розтяжок, один кінець якої закріплюється в капсулі, а другий в бетоні.

Нижня частина капсули закріплюється системою колон статора, які мають невеликій нахил до осі турбіни (рис. 13.6). Кількість статорних колон – 6.



Довжина профілю статорних колон становить

$$l_c = 0{,}3D_1 = 0{,}3 \cdot 4{,}75 = 1{,}4 \ м.$$

Товщину профілю статорних колон приймаємо

$$в_c = 0{,}2l_c = 0{,}2 \cdot 1{,}4 = 0{,}3 \ м.$$

Рис. 13.6. Статор гідротурбіни

Національний університет
водного господарства

13.2.3. Визначення розмірів турбінної камери

Турбінна камера має прямокутний переріз на початку і переходить у циліндричний в області капсули (рис. 13.7).

Розміри турбінної камери визначаються в залежності від діаметру робочого колеса.

Ширина турбінної камери на вході

$$B_{тк} = 2{,}0D_1 = 2{,}0 \cdot 4{,}75 = 9{,}5 \ м.$$

Висота турбінної камери на вході

$$h_{тк} = 2{,}0D_1 = 2{,}0 \cdot 4{,}75 = 9{,}5 \ м.$$

Довжина турбінної камери

$$L_{тк} = 3{,}4D_1 = 3{,}4 \cdot 4{,}75 = 16{,}1 \ м.$$

13.2.4. Визначення розмірів відсмоктувальної труби

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Приймаємо прямовисну горизонтальну відсмоктувальну трубу з переходом на прямокутний переріз на частині довжини.

Розміри відсмоктувальної труби визначаємо у долях від діаметру робочого колеса (рис. 13.7).

Довжина відсмоктувальної труби

$$L_5 = 4{,}55D_1 = 4{,}55 \cdot 4{,}75 = 21{,}6 \ м.$$

Висота на виході відсмоктувальної труби

$$h_5 = 1{,}73D_1 = 1{,}73 \cdot 4{,}75 = 8{,}2 \ м.$$

Приймаємо $h_5 = 8{,}0 \ м.$

Ширину вихідного перерізу відсмоктувальної труби приймаємо $B_5 = B_{тк}$, де $B_{тк}$ – ширина турбінної камери на вході.

$$B_5 = 9{,}5 \ м.$$

13.3. Добір гідрогенераторів

Гідрогенератор розташований в герметичній капсулі, зовнішня поверхня корпуса статора генератора є частиною капсули гідроагрегату. Статор розташовується в центральній частині капсули.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

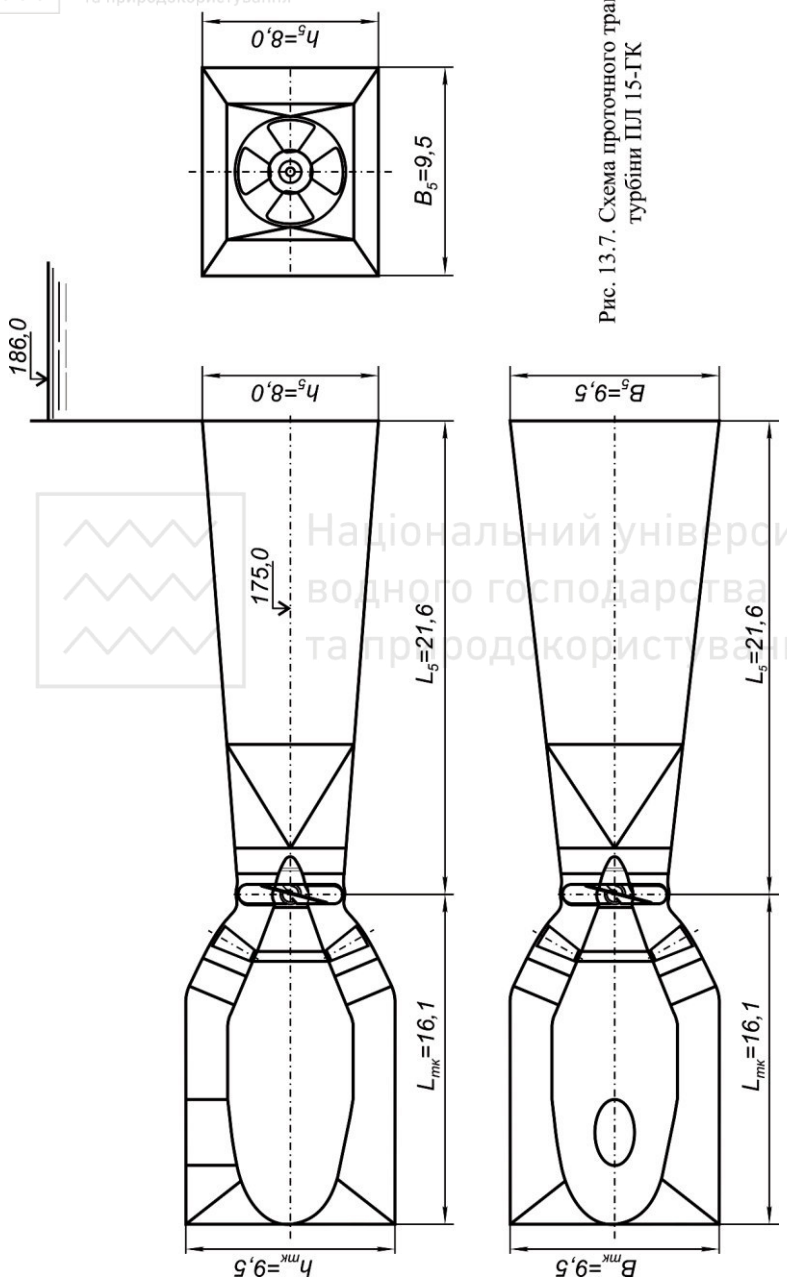


Рис. 13.7. Схема проточного тракту турбіни ПЛ 15-ГК

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Національний університет водного господарства та природокористування

Основні розміри і габарити гідрогенератора залежать від розмірів їх активної частини – діаметра розточки статора D_i, довжини активної сталі l_t, які, в свою чергу, залежать від потужності та частоти обертання генератора.

Номінальна потужність гідрогенератора визначається за формулою

$$P_н = N \cdot \eta_{ген},$$

де N – номінальна потужність турбіни $N_{то} = 20{,}04 МВт$;

$\eta_{ген}$ – ККД гідрогенератора.

При потужності генератора більше 10 *МВ·А* $\eta_{ген}$ має бути не нижчим ніж 96%.

$$P_н = 20{,}04 \cdot 0{,}96 = 19{,}2 МВт.$$

Визначаємо величину уявної потужності, *МВ·А*

$$P_s = \frac{P_н}{cos\varphi},$$

де $cos\,\varphi$ – коефіцієнт потужності, при потужності P_S до 20 *МВ·А* приймається $cos\varphi = 0{,}95$.

$$P_s = \frac{19{,}2}{0{,}95} = 20{,}2 \ МВ·А.$$

З'єднання генератора з турбіною пряме, тому кількість обертів генератора дорівнює кількості обертів турбіни

$$n_{ген} = n_{тур} = 107{,}1 \ об/хв.$$

Визначаємо діаметр розточки статора

$$D_i = \frac{D_a}{1{,}05},$$

де D_a – зовнішній діаметр статора, який пов'язаний з діаметром капсули

$$D_a = \frac{D_к}{1{,}1} = \frac{5{,}7}{1{,}1} = 5{,}2 \ м.$$

Тоді $D_i = \frac{5{,}2}{1{,}05} = 4{,}95 \ м.$

Визначаємо довжину активної сталі за формулою

$$l_t = \frac{cD_i^2 n_{ген}}{P_s},$$

де c – коефіцієнт використання.

В проекті приймаємо генератор з повітряним охолодженням. Для таких генераторів приймається c =4…7.

$$l_t = \frac{7 \cdot 4{,}95^2 \cdot 107{,}1}{20200} = 0{,}91 \text{ м}.$$

Приймаємо l_t із стандартного ряду

$$l_t = 100 \text{ см}.$$

Марка генератора, яка прийнята в проекті – СГК-520/100-52.

Решта розмірів гідрогенератора визначається конструктивно.

Схема гідрогенератора наведена на (рис. 13.8).

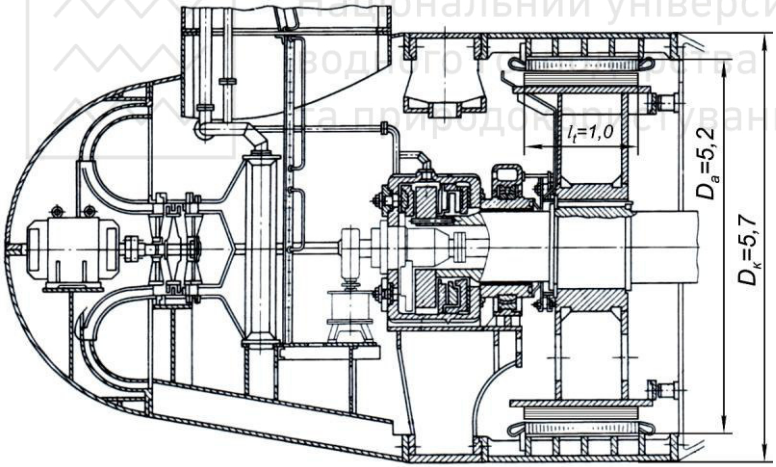


Рис. 13.8. Поперечний переріз гідрогенератора СГК-520/100-52

Визначаємо вагу генератора

$$G_{ген} = 40 D_i l_t = 40 \cdot 4{,}95 \cdot 1 = 198 \text{ т}.$$

Приймаємо $G_{ген} = 200 \text{ т}.$

Визначаємо вагу ротора генератора

Національний університет
водного господарства
та природокористування

$$G_p = 0{,}55 G_{ген} = 0{,}55 \cdot 200 = 110 \ т.$$

Номінальна напруга обмотки статора складає 3,15 *кВ*.

13.4. Добір трансформаторів

Підбір трансформатора здійснюється після складання головної схеми електричних з'єднань. Приймаємо просту блочну схему електричних з'єднань. При потужності капсульного агрегату до 50 *МВт* (в прикладі 17,6 *МВт*) доцільно прийняти схему з'єднань 2Г-1Т-1В.

Визначаємо потужність силового трансформатора

$$S_{тр} = z_{ген} \cdot P_s = 2 \cdot 20{,}2 = 40{,}4 \ МВ{\cdot}А,$$

де $z_{ген}$ – кількість генераторів, підключених до трансформатора; P_S – повна потужність генератора.

Значення високої напруги на виводах трансформатора U_B визначається напругою ЛЕП, яка залежить від довжини ЛЕП ($L = 250$ *км*) та величини встановленої потужності ($N_{вст} = 350 МВт$).

За таблицею 4.1 при $N_{вст} = 350 МВт$ і $L = 250$ *км* напруга ЛЕП (напруга на виводах трансформатора) складає $U_B = U_{ЛЕП} = 330$ *кВ*.

За потужністю трансформатора $S_{тр} = 40{,}4$ *МВ·А* та напругою $U_B = 330$ *кВ* в каталозі трансформаторів (додаток 4) визначаємо марку трансформатора та його основні розміри.

Марка трансформатора АТДТГ- 60000/330.

Основні розміри:

довжина – l=10,7 *м*;

ширина – $в$=7,6 *м*;

висота – h=8,7 *м*.

Маса трансформатора складає 165 *т*.

Силові трансформатори розміщуються на бичках водозливної греблі.

Схема трансформатора наведена на рис. 13.9.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

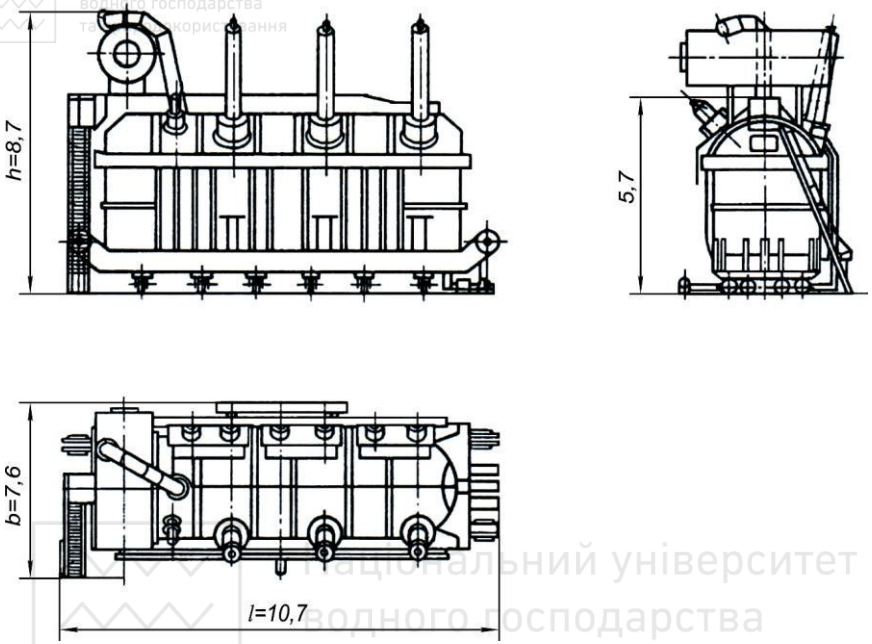


Рис. 13.9. Трансформатор АТДТГ- 60000/330

13.4. Визначення розмірів розподільчих пристроїв високої напруги

Приймаємо відкритий розподільчий пристрій (ВРП), який розміщується на спеціальному майданчику зі сторони нижнього б'єфу.

Повна ширина ВРП визначається

$$B_{ВРП} = в_к(n_к + 1) = 22(10+1) = 242\ м,$$

де $в_к$ – ширина комірки, яка при напрузі $330\ кВ$ складає $22\ м$ (табл. 5.1); $n_к$ – число комірок приймається рівним числу виводів високої напруги $n_к = 10$.

Довжина $L_{ВРП}$ дорівнює довжині комірки ВРП $L_{ВРП} = l_к = 120\ м$ (табл. 5.1) .

Національний університет водного господарства

13.6. Добір гідромеханічного устаткування

13.6.1. Визначення розмірів сміттєутримуючої решітки (СУР)

Визначаємо розрахункову площу решітки

$$F_{розр} = \frac{Q_{тр}}{v_{доп}} = \frac{197}{1{,}3} = 151{,}5 \ м^2$$

де $Q_{тр}$ – витрата турбіни, $м^3/с$; $v_{доп}$ – середня швидкість води.

Конструктивна площа решітки

$$F_{рк} = B_р \cdot H_р,$$

де $B_р = B_{тк} = 9{,}5 \ м$; $H_р = h_{тк} = 9{,}5 \ м$.

$$F_{рк} = 9{,}5 \cdot 9{,}5 = 90{,}25 \ м^2.$$

Оскільки $F_{рк} < F_{розр}$, збільшуємо висоту турбінної камери на вході до $h_{тк} = 12{,}5 \ м$, тоді висота решітки складає $H_р = 16{,}0 \ м$.

У такому випадку $F_{рк} = 9{,}5 \cdot 16{,}0 = 152 \ м^2$.

Умова, коли $F_{рк} > F_{розр}$, виконана.

Решітка складається з металевих вертикально розташованих стержнів, які з'єднуються загальним каркасом. Отвір між стержнями приймаємо 15 *см*.

Решітка складається з чотирьох секцій висотою 4 *м*.

Очистка решітки здійснюється грейфером, який пересувається в пазах бичків шириною 20 *см*.

Решітки обслуговуються козловим краном, який розташований на верху бичків.

Визначаємо ширину і глибину паза решітки, які при прогоні 9,5 *м* за табл. 6.1 і 6.2 складають:

$$в_п = 1{,}2 \ м; \ t_п = 0{,}65 \ м.$$

З метою економії паз СУР суміщається з пазом ремонтного затвора.

Відстань від пазу СУР до пазу аварійно-ремонтного затвора складає $l_{м.п.} = 1{,}5в_п = 1{,}5 \cdot 1{,}2 = 1{,}8 \ м$.

Національний університет водного господарства

13.6.2. Визначення розмірів аварійно-ремонтного затвора і ремонтного затвора відсмоктувальної труби

Розміри затворів визначаємо конструктивно за розмірами отворів, які вони перекривають.

Аварійно-ремонтний затвор плоского типу.

Ширина затвора $B_з = B_{тк} = 9{,}5$ *м*.

Висота затвора $B_з = h_{тк} = 12{,}5$ *м*.

Масу затвора визначаємо за формулою

$$G_{затв} = 0{,}055 F_o \sqrt{F_o} ,$$

F_O - площа отвору, що перекривається.

$$F_0 = B_{тк} h_{тк} = 9{,}5 \cdot 12{,}5 = 118{,}7 \ м^2.$$

Тоді

$$G_{затв} = 0{,}055 \cdot 118{,}7 \sqrt{118{,}7} = 71 \ т.$$

Національний університет водного господарства та природокористування

Аварійно-ремонтні затвори обслуговуються основним козловим краном.

Ремонтний затвор відсмоктувальної труби – плоский.

Ширина затвора $B_{зв} = B_5 = 9{,}5$ *м*.

Висота затвора $B_{зв} = h_5 = 8{,}0$ *м*.

Маса ремонтного затвора відсмоктувальної труби

$$G_{затв} = 0{,}055 \cdot 9{,}5 \cdot 8.0 \sqrt{9{,}5 \cdot 8{,}0} = 36 \ т.$$

Обслуговується затвор мостовим краном нижнього б'єфу.

13.6.3. Підйомно-транспортне устаткування

Вибір основного крана необхідно проводити одночасно з вибором конструкції будівлі ГЕС. У проекті обрана схема розміщення капсули в турбінній камері (рис. 7.15).

В цій схемі розборка турбіни і генератора проводиться за допомогою основного козлового крана через знімні кришки. Кран встановлено на гребені греблі. Допоміжні операції виконує кран меншої вантажопідйомності, який розміщений в приміщенні над робочим колесом.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Основний кран обслуговує одночасно і щитове відділення водоприймача.

Вантажопідйомність основного крана визначається масою ротора G_p або робочого колеса $G_{р.к.}$ або затвора $G_з$ з врахуванням сил тертя в опорно-ходових частинах.

Вага ротора гідрогенератора – $G_p = 110$ *т*.

Маса робочого колеса складає 12-20% від маси всієї гідротурбіни. Масу турбіни знаходимо за графіком залежності маси гідротурбіни від діаметра робочого колеса [8].

Для турбіни ПЛ 15-ГК при $D_1 = 4{,}75$ *м* маса турбіни $G_T = 175$ *т*.

Тоді $G_{р.к.} = 0{,}2 \cdot 175 = 35$ *т*.

Маса аварійно-ремонтного затвора з врахуванням сил тертя в опорно-ходових частинах визначається

$$G_з^T = 1{,}1G_з + 1{,}2T_{тр}$$

де $T_{тр} = K_{тр}P$ – сила тертя,

де $K_{тр} = 0{,}1$ – максимальний коефіцієнт тертя каткових опор;

P – розрахункове навантаження на затвор

$$P = 0{,}5(H_{нз}^2 - H_{вз}^2),$$

де $H_{нз}$, $H_{вз}$ – відповідно напори знизу і зверху на затвор, $H_{нз} = 31{,}25$ *м*, $H_{вз} = 18{,}75$ *м*.

$$P = 0{,}5(31{,}25^2 - 18{,}75^2) = 312{,}5 \text{ т}.$$

$$T_{тр} = 0{,}1 \cdot 312{,}5 = 31{,}25 \text{ т}.$$

$$G_з^T = 1{,}1 \cdot 71 + 1{,}2 \cdot 31{,}25 = 115{,}6 \text{ т}.$$

Козловий кран підбираємо за $G_з^T = 115{,}6$ *т* (додаток 6), це кран 125/20. Прогін крана визначаємо конструктивно $L_к = 25{,}0$ *м*.

Висота козлового крана визначається в залежності від висоти підйому і переносу устаткування

$$H_1 = H_H + H,$$

Національний університет
водного господарства
та природокористування

де $H_н$ – висота, яка визначається умовою переносу найбільшого по висоті устаткування, це аварійно-ремонтний затвор $H_з = 12{,}5$ *м*.

$$H_н = H_з + h\,,$$

величина *h* для обраного крана становить 1,5 *м*.

$$H_н = 12{,}5 + 1{,}5 = 14{,}0 \text{ м}.$$

Висота крана $H_1 = 14{,}0 + 4{,}0 = 18{,}0$ *м*,

де $H = 4{,}0$ *м* (див. дод. 6).

Схема козлового крана наведена на рис. 13.10.

Кількість основних кранів при кількості агрегатів *z=20* приймаємо два.

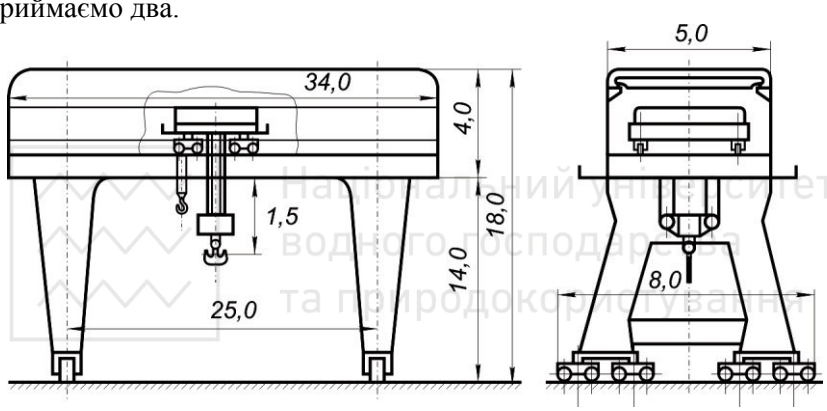


Рис. 13.10. Козловий кран вантажопідйомністю 125/20 т

Мостовий кран, що обслуговує ремонтний затвор відсмоктувальної труби, підбираємо згідно маси затвора $G_{затв} = 36$ *т* із врахуванням сил тертя в опорно-ходових частинах

$$T_{тр} = 0{,}1 \cdot 0{,}5(18^2 - 10^2) = 11{,}2 \text{ м},$$

$$G_з^{вт} = 1{,}1 \cdot 36 + 1{,}2 \cdot 11{,}2 = 53 \text{ м}.$$

Приймаємо мостовий кран 55/10, прогін якого складає 5 *м* (додаток 5).

Схема мостового крана наведена на рис. 13.11.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

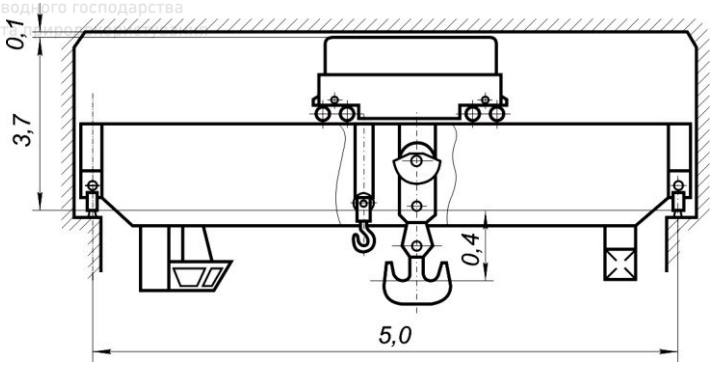


Рис. 13.11. Мостовий кран вантажопідйомністю 55/10 т

13.7. Розрахунок та конструювання машинної будівлі ГЕС

У прикладі розглядається схема ГЕС з розміщенням капсули в турбінній камері.

При діаметрі робочого колеса турбіни $D_1 = 4{,}75$ *м* приймаємо схему капсули з розпірними колонами, розтяжками та верхньою колоною, у нижній частині капсули – з колонами статора.

За конструктивним виконанням ГЕС водозливного типу напіввідкритого типу.

Водоприймач будівлі ГЕС складає єдине ціле з будівлею ГЕС (рис. 13.12). Розміри вхідного перерізу водоприймача визначаються розмірами сміттєутримуючої решітки висотою 16 *м* та шириною 9,5 *м*.

Товщину бичків, що закріплюють у фундаментну плиту, приймаємо $\delta = 4$ *м* (для м'яких грунтів).

Довжина водоприймача визначається конструктивно з умови розміщення затворів, решіток та пристроїв для їх очистки.

$$L_{вдп} = l_к + в_{п1} + 2 \cdot l_{мп} + 2 \cdot в_п ,$$

де $l_к$ – відстань від паза грейфера до входу в отвори, $l_к = 2$ *м*;

$в_{п1}$ – ширина паза грейфера, $в_{п1} = 0{,}3$ *м*;

Національний університет водного господарства та природокористування

$l_{мп}$ – відстань між пазами (грейфер–СУР, СУР–аварійно-ремонтний затвор) $l_{мп} = 1{,}8$ *м*;

$в_п$ – ширина паза СУР, аварійно-ремонтного затвора, $в_п = 1{,}2$ *м*.

Отже

$$L_{вдп} = 2{,}0 + 0{,}3 + 2 \cdot 1{,}8 + 2 \cdot 1{,}2 = 8{,}3 \text{ м}.$$

Глибину всіх пазів приймаємо $t_п = 0{,}65$ *м*.

Товщину фундаментної плити з верхової сторони призначаємо $t_ф^в = 5{,}0$ *м*, а з низової сторони $t_ф^н = 3{,}0$ *м* (для заданих геологічних умов).

Відмітка верха бичка $\downarrow ВБч$ призначаємо конструктивно

$$\downarrow ВБч = \downarrow НПР + h = 200{,}0 + 4{,}0 = 204{,}0 \text{ м}.$$

Верх решітки опирається на проміжну стінку товщиною $t_{пс} = 1{,}3$ *м*.

В кінці водоприймача виконується масивна напірна стінка товщиною $t_{нс} = 3{,}0$ *м*.

Національний університет водного господарства та природокористування

Агрегатний блок будівлі ГЕС

Це залізобетонна споруда, яка обмежена бичками та фундаментною плитою, між якими у проточному тракті, закріплений горизонтальний капсульний агрегат.

Визначаємо ширину блока $B_{БЛ}$ – відстань між основними бичками

$$B_{БЛ} = B_{тк} + \delta,$$

де $B_{тк}$ – ширина турбінної камери; δ – товщина бичка.

$$B_{БЛ} = 9{,}5 + 4 = 13{,}5 \text{ м}.$$

Довжина блока ГЕС визначає габаритний розмір будівлі поздовж потоку

$$L_{БЛ} = L_{вдп} + L_{тк} + L_{вт},$$

де $L_{вдп}$ – довжина водоприймача; $L_{тк}$ – довжина турбінної камери; $L_{вт}$ – довжина відсмоктувальної труби.

$$L_{БЛ} = 8{,}3 + 16{,}1 + 21{,}6 = 46{,}0 \text{ м}.$$

Визначаємо довжину ГЕС

Національний університет
водного господарства
та природокористування

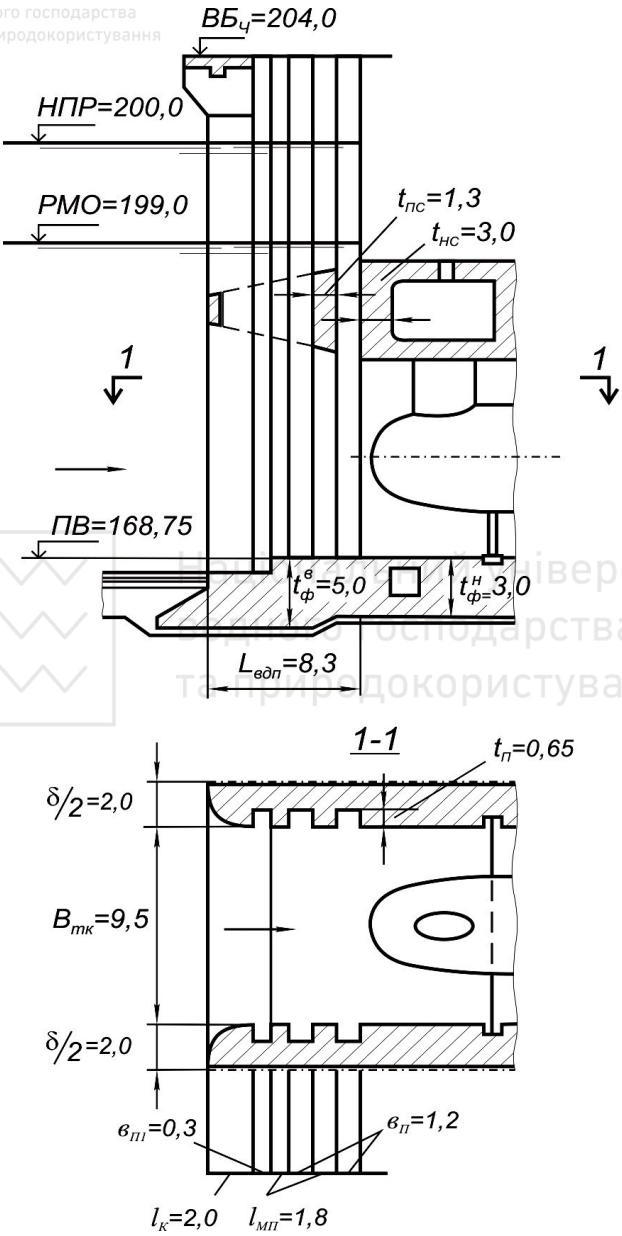


Рис. 13.12. Конструкція водоприймача

Національний університет
водного господарства
та природокористування

$$L_{ГЕС} = z \cdot B_{БЛ} + L_{ММ}$$

де z – кількість агрегатів; $B_{БЛ}$ – ширина агрегатного блока; $L_{ММ}$ – довжина монтажного майданчика.

При кількості встановлених агрегатів $z=20$ приймаємо

$$L_{ММ} = 2B_{БЛ} = 2 \cdot 13{,}5 = 27 \text{ м}.$$

$$L_{ГЕС} = 20 \cdot 13{,}5 + 27 = 297 \text{ м}.$$

Ширина ГЕС дорівнює довжині агрегатного блока

$$B_{ГЕС} = L_{БЛ} = 46 \text{ м}.$$

Поперечний переріз машинної будівлі ГЕС представлено на рис. 13.13, планові перерізи на рис. 13.14, поздовжній на рис. 13.15.

В середині блока розміщується капсульний агрегат у складі турбіни ПЛ 15-ГК діаметром 4,75 *м* (*1*) горизонтального гідрогенератора (*2*), що у капсулі (*3*), діаметр якої складає 5,7 *м* і довжину 12,0 *м* та прямовисної відсмоктувальної труби довжиною 21,6 *м*. Капсула за допомогою колон, розтяжок та статора турбіни закріплюється по периметру в бетоні та фундаментній плиті.

Машинна зала напіввідкритого типу (*4*) обладнана мостовим краном (*5*) та головним козловим краном (*6*).

Щитове відділення верхнього б'єфу відкрите і обслуговується козловим краном (*6*), а ремонтний затвор (*7*) відсмоктувальної труби – мостовим краном (*8*).

З боку нижнього б'єфу над відсмоктувальною трубою встановлений силовий трансформатор (*9*). Технологічне приміщення (*10*) використовується для розміщення допоміжного обладнання і з'єднується з машинною залою, турбінною камерою та відсмоктувальною трубою шахтою-лазом (*11*), розміри якого 3,0x1,8. Шахта також використовується для прокладки різних комунікацій, струмо і шинопроводів та ін.

Доставка обладнання з монтажного майданчика здійснюється головним краном (*6*) через знімну кришку (*12*) при опущеному затворі водозливу (*13*) та мостовим краном (*5*) машинної зали. Доставка устаткування на монтажний майданчик забезпечується залізницею на відмітці гребеня греблі. Головний кран перевантажує обладнання на монтажний майданчик через вантажний люк (*14*).

Через верхнє перекриття машинної зали, яка має люки із знімними кришками (*12*), відбувається перелив води у вигляді водозливу з широким порогом, на якому встановлюється затвор

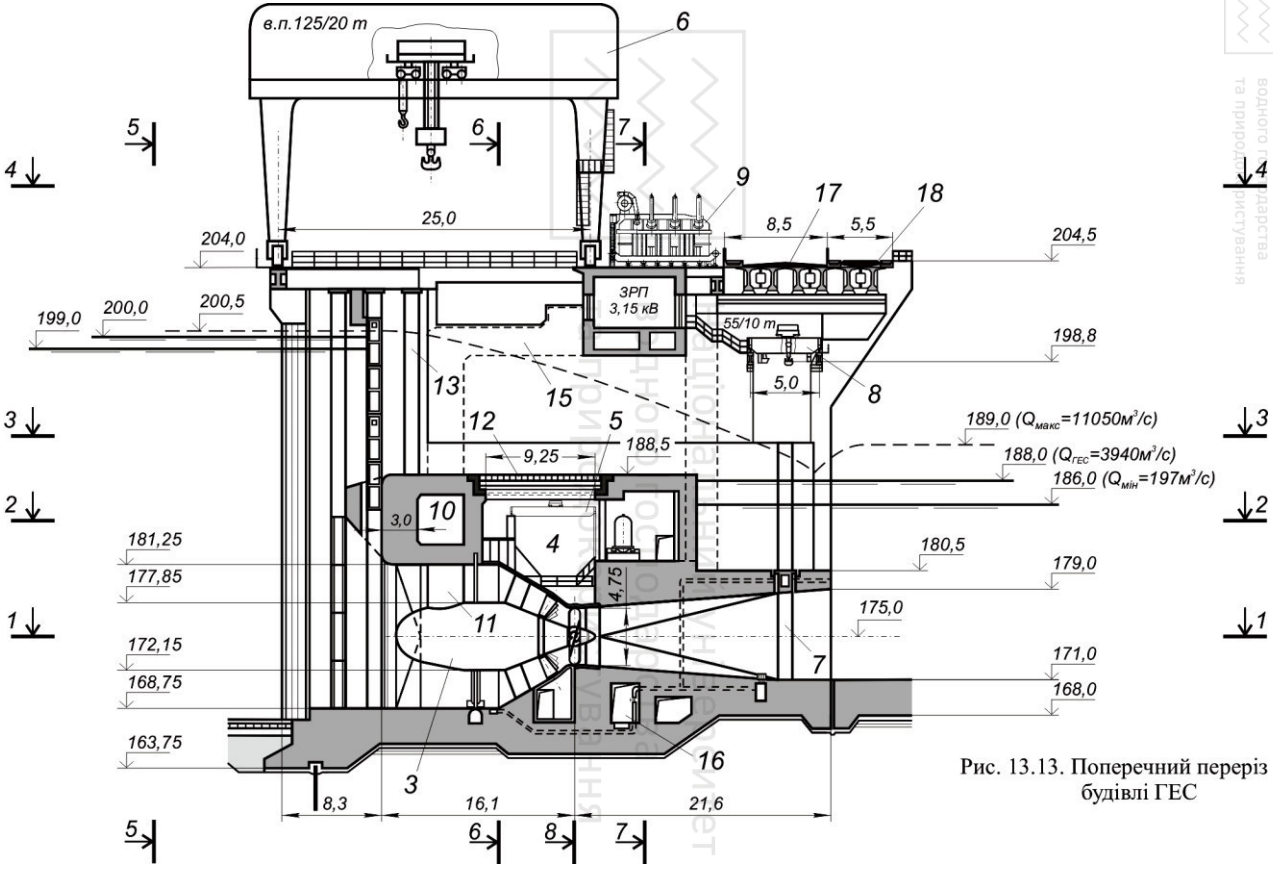
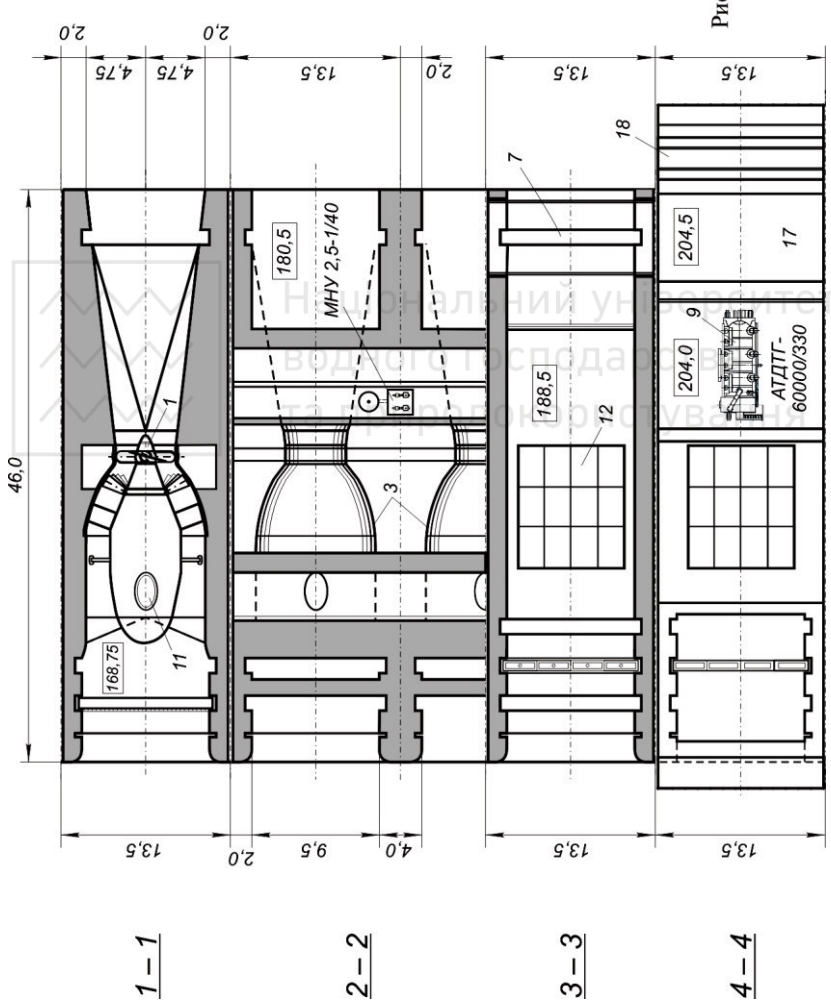


Рис. 13.13. Поперечний переріз будівлі ГЕС

Національний університет
водного господарства
та природокористування



1 – 1 2 – 2 3 – 3 4 – 4

Рис. 13.14. Планові перерізи будівлі ГЕС

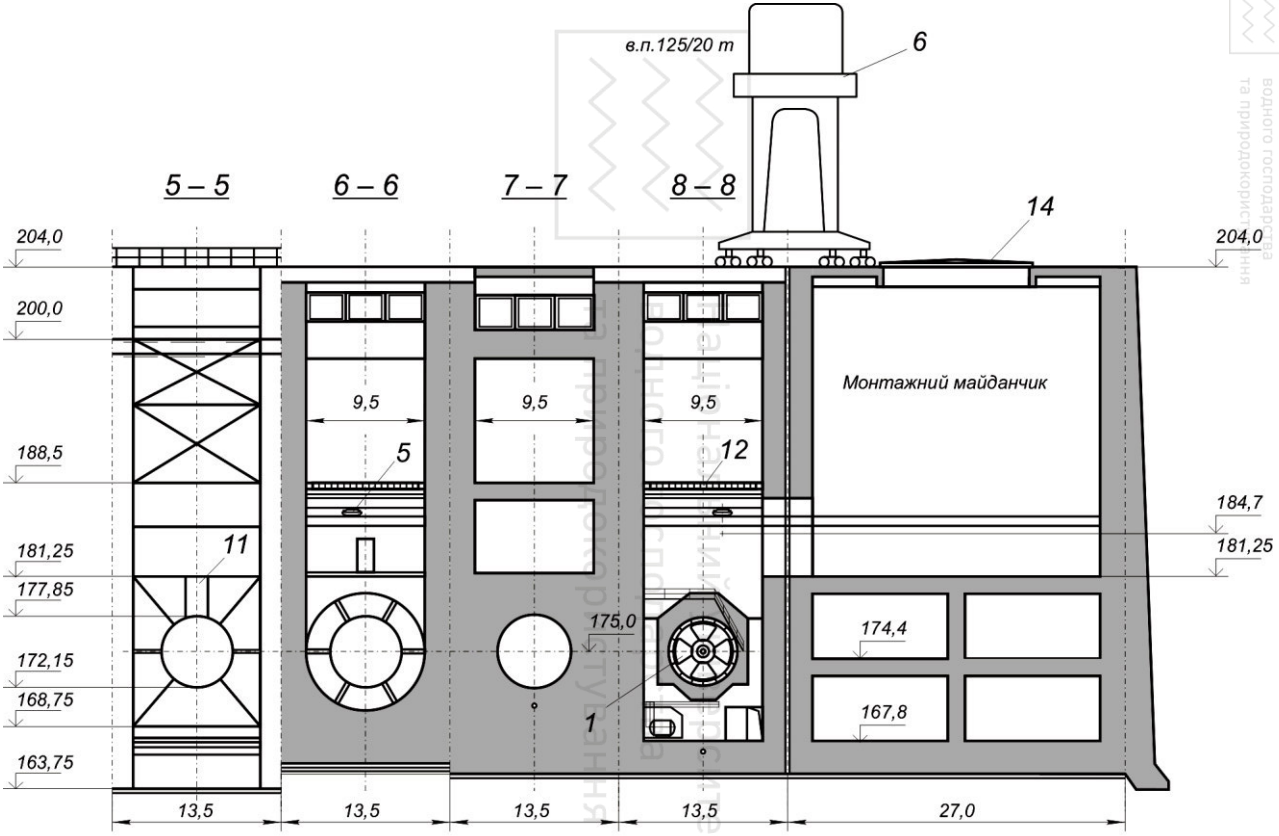


Рис. 13.14. Поздовжній переріз будівлі ГЕС

Національний університет водного господарства та природокористування

Національний університет водного господарства та природокористування

водозливного отвору (*13)*. Цей затвор обслуговується козловим краном (*6)*.

Через галерею (*15)* відбувається прокладання генераторних виводів до трансформаторів (*9)*.

Передбачена галерейна система осушення (*16)* проточної частини блока ГЕС. Мостові переходи (*17)* і (*18)* розташовані на бичках у нижньому б'єфі.

Висотна прив'язка агрегатного блока

Основні відмітки агрегатного блока наведені в табл. 13.2 та на рис. 13.13.

Таблиця 13.2

Основні відмітки агрегатного блока

№	Основні відмітки агрегатного блока: Назва	Розрахункові залежності для визначення відміток	Визначення величин
1	2	3	4
↓1	Конструктивна вісь турбіни	$\downarrow орк = \downarrow НБ + H_s$	$\downarrow орк = 186 + (-10{,}82) = 175{,}18 м$ (в точці Б універсальної характеристики турбіни). Приймаємо $\downarrow орк = 175{,}0 м$
↓2	Верх капсули	$\downarrow вк = \downarrow орк + \frac{D_к}{2}$, $D_к = 5{,}7 м$ – діаметр капсули	$\downarrow вк = 175{,}0 + \frac{5{,}7}{2} = 177{,}85 м$
↓3	Низ капсули	$\downarrow нк = \downarrow орк - \frac{D_к}{2}$	$\downarrow нк = 175{,}0 - \frac{5{,}7}{2} = 172{,}15 м$
↓4	Низ турбінної камери	$\downarrow нтк = \downarrow орк - \frac{h_{тк}}{2}$	$\downarrow нтк = 175{,}0 - \frac{12{,}5}{2} = 168{,}75 м$
↓5	Верх турбінної камери	$\downarrow втк = \downarrow орк + \frac{h_{тк}}{2}$	$\downarrow втк = 175{,}0 + \frac{12{,}5}{2} = 181{,}25 м$
↓6	Основа фундаментної плити водоприймача	$\downarrow офпв = \downarrow нтк - t_ф^в$, $t_ф^в = 5{,}0 м$ – товщина фундаментної плити з верхової сторони	$\downarrow офпв = 168{,}75 - 5{,}0 = 163{,}75 м$

Національний університет
водного господарства
та природокористування

продовження табл. 13.2

1	2	3	4
↓7	Низ відсмоктувальної труби	$\downarrow втн = \downarrow орк - \frac{h_5}{2}$ $h_5 = 8{,}0м$ – висота на виході відсмоктувальної труби	$\downarrow втн = 175{,}0 - \frac{8{,}0}{2} = 171{,}0м$
↓8	Верх відсмоктувальної труби	$\downarrow втв = \downarrow орк + \frac{h_5}{2}$	$\downarrow втв = \downarrow 175{,}0 + \frac{8{,}0}{2} = 179{,}0м$
↓9	Основа фундаментної плити під відсмоктувальною трубою	$\downarrow офпвт = \downarrow втн - t_{фп}$, $t_{фп} = 3{,}0м$ – товщина фундаментної плити для глинистих і дрібнозернистих піщаних грунтів	$\downarrow офпвт = 171{,}0 - 3{,}0 = 168{,}0м$
↓10	Верх перекриття на вході відсмоктувальної труби	$\downarrow пвт = \downarrow втв + h_п$, $h_п = 1{,}5м$ – товщина перекриття	$\downarrow пвт = 179{,}0 + 1{,}5 = 180{,}5м$
↓11	Поріг водозливу	$\downarrow водоз = \downarrow НПР - H_в$, $H_в = 11{,}5м$ – шар води на водозливі	$\downarrow водоз = 200{,}0 - 11{,}5 = 188{,}5м$
↓12	Верх бичка	$\downarrow ВБч = \downarrow НПР + a$, a=4,0 $м$ – запас, що враховує висоту вітрової хвилі і можливого нагону	$\downarrow ВБч = 200{,}0 + 4{,}0 = 204{,}0м$
↓13	Мостові переходи	$\downarrow МП = \downarrow ВБч + \delta$, $\delta = 0{,}5м$ – величина узвишшя мостових переходів	$\downarrow МП = 204{,}0 + 0{,}5 = 204{,}5м$
↓14	Гак мостового крана для обслуговування ремонтного затвора відсмоктувальної труби	$\downarrow ГК = \downarrow пвт + h_з + 10{,}3м$, $h_з$ – висота затвора, приймаємо $h_з = h_5 = 8{,}0м$	$\downarrow ГК = 180{,}0 + 8{,}0 + 10{,}3 = 198{,}8м$

Національний університет водного господарства

13.8. Водозливні споруди

В проекті розглядається будівля ГЕС водозливного типу. По всій довжині будівлі влаштовується водозлив з широким порогом. Прогони водозливу розділяються бичками, які знаходяться на межі агрегатних блоків.

Визначаємо пропускну спроможність одного прогону

$$Q_п = mв\sqrt{2g}H_в^{3/2},$$

де $m = 0{,}37$ – коефіцієнт витрати; $в = 9{,}5м$ – ширина прогону; $H_в = 11{,}5м$ – шар води, який переливається.

$$Q_п = 0{,}36 \cdot 9{,}5\sqrt{2 \cdot 9{,}81} \cdot 11{,}5^{3/2} = 590{,}8\ м^3/с.$$

Визначаємо пропускну спроможність всього водозливу

$$Q_в = Q_п \cdot n,$$

де n – кількість прогонів.

$$Q_в = 590{,}8 \cdot 20 = 11816 м^3/с.$$

Визначаємо розрахункову витрату водоскиду

$$Q_{вр} = Q_{пов} - (z - x)Q_{тр},$$

де $Q_{пов} = 11050 м^3/с$ – повенева витрата; $z = 20$ – кількість агрегатів ГЕС; $x = 4$ – кількість непрацюючих агрегатів під час повені, приймаємо один непрацюючий агрегат на кожні 5 агрегатів ГЕС.

Тоді

$$Q_{вр} = 11050 - (20 - 5)197 = 8095 м^3/с.$$

Водозлив забезпечить пропуск всієї розрахункової витрати.

13.9. Добір елементів системи автоматичного регулювання турбін (САРТ)

13.9.1. Розрахунок серводвигунів напрямного апарата

Визначаємо об'єм серводвигунів напрямного апарата

$$W_{сна} = \frac{A_{сна}}{P_к},$$

Національний університет водного господарства та природокористування

де $A_{сна}$ – працездатність серводвигунів напрямного апарата, *Дж*;

$P_к = 4 \cdot 10^6$ *Па* – робочий тиск у котлі МНУ.

$$A_{сна} = K_{сна} \rho g H_{макс} в_о D_1^2,$$

де $K_{сна} = 0{,}045$ – дослідний коефіцієнт; $\rho = 1000$ *кг/м*^{3} – густина води; $g = 9{,}81$ м/с^2 – прискорення сили тяжіння; $H_{макс} = 14{,}0$*м* – максимальний напір турбіни; $в_О = 1{,}9$*м* – висота напрямного апарата; $D_1 = 4{,}75$*м* – діаметр робочого колеса.

$$A_{сна} = 0{,}045 \cdot 1000 \cdot 9{,}81 \cdot 14 \cdot 1{,}9 \cdot 4{,}75^2 = 264942 \text{ Дж},$$

$$W_{сна} = \frac{264942}{4 \cdot 10^6} = 0{,}066 \text{ м}^3.$$

Діаметр серводвигуна напрямного апарата визначаємо за залежністю

$$d_{сна} = \lambda D_1 \sqrt{\overline{в_о} H_{макс}},$$

де $\lambda = 0{,}025$ – емпіричний коефіцієнт при $P_к = 4 \cdot 10^6$ *Па*;

$\overline{в_о} = \frac{в_о}{D_1} = \frac{1{,}9}{4{,}75} = 0{,}4$ – відносна висота напрямного апарата.

$$d_{сна} = 0{,}025 \cdot 4{,}75 \sqrt{0{,}4 \cdot 14} = 0{,}28 \text{ м}.$$

Приймаємо стандартний діаметр серводвигуна 300 *мм*.

13.9.2. Розрахунок серводвигунів робочого колеса

Визначаємо об'єм серводвигунів робочого колеса

$$W_{срк} = \frac{A_{срк}}{P_к},$$

де $A_{срк}$ – працездатність серводвигунів робочого колеса, *Дж*;

$$A_{срк} = K_{сна} \rho g H_{макс} (D_1^3 - d_{вт}^3)$$

де $K_{сна} = 0{,}05$ – дослідний коефіцієнт;

$d_{вт} = 1{,}7$*м* – діаметр втулки робочого колеса.

Національний університет водного господарства та природокористування

$$A_{срк} = 0{,}05 \cdot 1000 \cdot 9{,}81 \cdot 14(4{,}75^3 - 1{,}7^3) = 702212 \text{ Дж}.$$

$$W_{срк} = \frac{702212}{4 \cdot 10^6} = 0{,}175 \text{ м}^3.$$

Діаметр серводвигуна робочого колеса для розвороту його лопатей визначаємо за емпіричною залежністю

$$d_{срк} = 0{,}3D_1 = 0{,}3 \cdot 4{,}75 = 1{,}425 \text{ м}.$$

Приймаємо стандартний діаметр 1500 *мм*.

13.9.3. Розрахунок котла маслонапірної установки.

Тип маслонапірної установки визначається сумарним об'ємом серводвигунів, які обслуговуються однією МНУ (серводвигуни напрямного апарата, робочого колеса і т.д.).

Повний об'єм котла МНУ знаходимо за залежністю

$$W_к = 20 \cdot W_{сна} + 4 \cdot W_{срк} = 20 \cdot 0{,}066 + 4 \cdot 0{,}175 = 2{,}02 \text{ м}^3.$$

За визначеним об'ємом і прийнятим розрахунковим тиском $P_к$ *=4 МПа* обираємо *МНУ 2,5-1/40* з одним котлом (додаток 8).

Приймаємо основні розміри котла-акумулятора:

$H = 3{,}1 м$; $h = 0{,}44 м$; $D = 1{,}148 м$; $D'' = 1{,}2 м$; $D''' = 1{,}55 м$.

Масляного бака:

$B = 2{,}2 м$; $B_1 = 2{,}41 м$; $L = 1{,}8 м$; $L_1 = 2{,}01 м$; $H_1 = 1{,}0 м$; $H_1' = 1{,}15 м$; $A = 1{,}42 м$.

Схема маслонапірної установки наведена на рис. 13.16.

13.9.4. Добір насосів маслонапірної установки.

Визначаємо подачу насоса

$$Q_н = \frac{2{,}5W_{сна} + qT}{T},$$

де T=100 *с* – тривалість відновлення тиску і рівня масла;

q=3 *л/с* – протічки в системі.

$$Q_н = \frac{2{,}5 \cdot 0{,}066 + 0{,}003 \cdot 100}{100} = 0{,}00465 \text{ м}^3/\text{с} = 4{,}65 \text{ л/с}$$

Національний університет
водного господарства
та природокористування

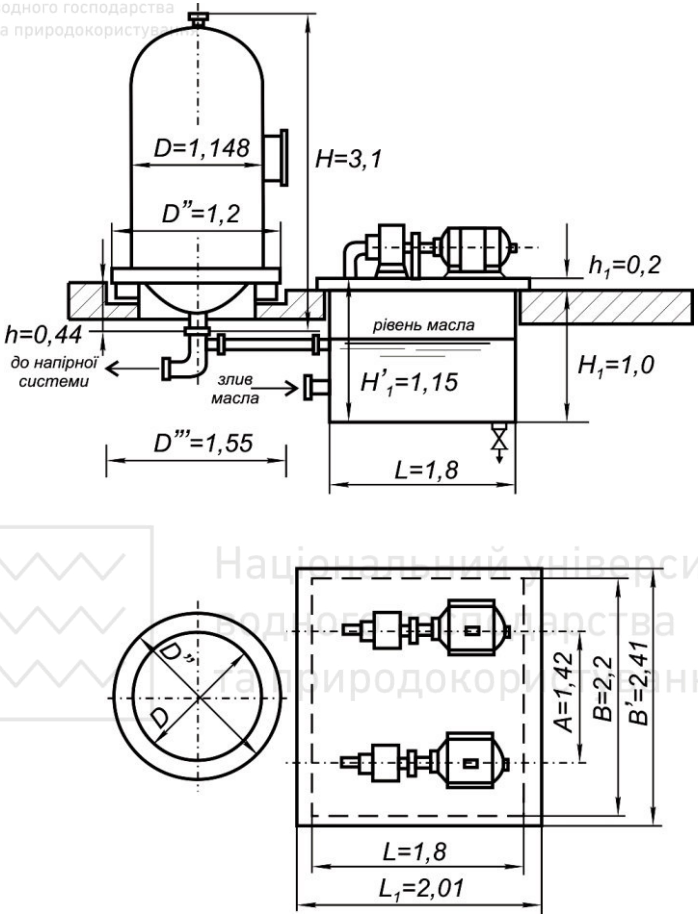


Рис. 13.16. Схема МНУ 2,5-1/40 однокотельного виконання

За прийняти тиском $P_к = 4МПа$ та подачею $Q_н = 4{,}65л/с$ приймаємо два насоси (один робочий, а другий резервний) марки *3В16/40 ГТ*, потужністю 33 *кВт*, подачею 6,23 *л/с* (додаток 7).

13.9.5. Добір і розрахунок електрогідравлічного регулятора

Основним елементом електрогідравлічного регулятора є золотник, який призначений для пропуску і розподілу масла

Національний університет
водного господарства
та природокористування

трубопроводу від котла МНУ до серводвигунів, а також від серводвигунів до зливного бака.

Визначаємо діаметр головного розподільчого золотника, який дорівнює діаметру трубопроводу, який підводить масло до серводвигуна

$$d_{тр} = \sqrt{\frac{4Q_з}{\pi v_м}},$$

де $Q_з$ – витрата через золотник;

$v_м$=4 *м/с* – швидкість руху масла.

Витрата $Q_з = \frac{W_{сна}}{T_s}$,

де $W_{сна} = 0{,}066\ м^3$ – об'єм серводвигунів напрямного апарата;

T_s=5 *с* – розрахунковий час регулювання напрямного апарата.

$$Q_з = \frac{0{,}066}{5} = 0{,}01\ м^3/с,\ d_{тр} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0{,}01}{3{,}14 \cdot 4}} = 0{,}056\ м.$$

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Приймаємо стандартний діаметр трубопроводу 60 *мм*. Згідно цього, марка електрогідравлічного регулятора *ЕГР-60*.

Котел МНУ і колонку управління встановлюємо між агрегатами (рис. 13.14).

13.10. Розрахунок ефекту ежекції

При ежекції потужність турбіни визначаємо

$$N_{т,еж} = 9{,}81 Q_{т,еж} H_{т,еж} \eta_{т,еж},$$

де $Q_{т,еж} = Q_т + \Delta Q_{еж},\ H_{т,еж} = H_т + \Delta H_{еж},$

$\eta_{т,еж} = \eta_{м,еж} + \Delta\eta,$

де $\Delta\eta$ – поправка до ККД, яку визначили раніше (див. 13.1.2)

$$\Delta\eta = 0{,}027.$$

Ефект ежекції складає

$$\Delta N_{т,еж} = N_{т,еж} - N_т.$$

Національний університет водного господарства та природокористування

Величину потужності турбіни визначаємо за параметрами режимної точки на універсальній характеристиці при $H_m=H_{мін}$ і $Q'_{I,макс}$, за умови безкавітаційної роботи (точка О): $Q'_{I,макс}=Q'_{I,p}=2{,}6\ м^3/с.$

$$N_m=9{,}81Q'_{I,p}D_1^2H_{мін}\sqrt{H_{мін}}\eta_{но},$$

де $Q'_{I,p}=2{,}6\ м^3/с;\ D_1=4{,}75м;\ H_{мін}=10м;\ \eta_{но}$ – ККД у точці О натурної турбіни

$$\eta_{но}=\eta_{мо}+\Delta\eta=0{,}893+0{,}027=0{,}92.$$

Тоді

$$N_m=9{,}81\cdot 2{,}6\cdot 4{,}75^2\cdot 10\sqrt{10}\cdot 0{,}92=16742кВт\approx 16{,}7МВт.$$

Визначаємо величину потужності турбіни при ежекції

$$N_{m,еж}=9{,}81Q'_{I,еж}D_1^2(H_{мін}+\Delta H_{еж})\sqrt{(H_{мін}+\Delta H_{еж})}\cdot\eta_{m,еж},$$

приймаємо $Q'_{I,еж}=Q'_{I,p}=2{,}6\ м^3/с.$

Збільшення напору за рахунок ежекції визначаємо за залежністю

$$\Delta H_{еж}=\Delta h_{еж}-\Delta h_o,$$

де величина $\Delta h_{еж}$ при затопленому поверхневому режимі складає

$$\Delta h_{еж}=t+d-a-\frac{t^2-(a-d)^2-A}{2(a-d)+h_1}$$

де t – глибина води на рисбермі

$$t=\downarrow НБ_{макс}-\downarrow B=189{,}0-175{,}0=14{,}0м;$$

$\downarrow B=175{,}0м$ – відмітка водобою; d – висота порогу водобою,

$$d=\downarrow B-\downarrow втн=175{,}0-171{,}0=4{,}0м;$$

$\downarrow втн=171{,}0м$ – відмітка низу відсмоктувальної труби;

$$a=\downarrow пвт-\downarrow втн=180{,}5-171{,}0=9{,}5м;$$

$\downarrow пвт=180{,}5м$ – відмітка верху перекриття у вихідному перерізі відсмоктувальної труби; h_1 – глибина потоку на водозливному уступі,

$$h_1=0{,}47T'_o;$$

$$T'_o=\downarrow НПР-\downarrow пвт=200{,}0-180{,}5=19{,}5м.$$

Національний університет
водного господарства
та природокористування

$$h_1 = 0{,}47 \cdot 19{,}5 = 9{,}16 м.$$

Величину A знаходимо за залежністю

$$A = \frac{2}{gB_{БЛ}} [\frac{\alpha_B Q_B}{h_B B_B} + \frac{\alpha_T Q_T^2}{h_T B_T} - \frac{\alpha_t (Q_B + Q_T)^2}{tB_{БЛ}}], \quad (12.5)$$

де $\alpha_B = \alpha_T = 1{,}35; \alpha_t = 1{,}04$ – значення коефіцієнтів кількості руху у вихідних перерізах водоскиду, відсмоктувальної труби і на рисбермі; $Q_B = 591 м^3/с$ – витрата водоскиду, що скидається через агрегатний блок; Q_T – витрата турбіни,

$$Q_T = \frac{N_m}{9{,}81 H_{мін} \eta_m} = \frac{16742}{9{,}81 \cdot 10 \cdot 0{,}92} = 186 м^3/с;$$

$h_B = 11{,}5 м$ – висота водоскидного отвору; $B_B = 9{,}5 м$ – ширина водоскидного отвору; $h_T = 8{,}0 м$ – висота отвору відсмоктувальної труби на виході; $B_T = 9{,}5 м$ – ширина отвору відсмоктувальної труби на виході; $B_{БЛ} = 13{,}5 м$ – ширина агрегатного блока.

$$A = \frac{2}{9{,}81 \cdot 13{,}5} [\frac{1{,}35 \cdot 591^2}{11{,}5 \cdot 9{,}5} + \frac{1{,}35 \cdot 186^2}{8 \cdot 9{,}5} - \frac{1{,}04 \cdot (591 + 186)^2}{14 \cdot 13{,}5}] = 24{,}3$$

Тоді

$$\Delta h_{еж} = 14 + 4 - 9{,}5 - \frac{14^2 - (9{,}5 - 4)^2 - 24{,}3}{2(9{,}5 - 4) + 9{,}16} = 1{,}48 м.$$

Знаходимо величину перепаду відновлення

$$\Delta h_o = \frac{A_0}{2t + d},$$

де

$$A_0 = \frac{2Q_T^2}{gB_{БЛ}} (\frac{\alpha_T}{h_T B_T} - \frac{\alpha_t}{tB_{БЛ}}) = \frac{2 \cdot 186^2}{9{,}81 \cdot 13{,}5} (\frac{1{,}35}{8 \cdot 9{,}5} - \frac{1{,}04}{14 \cdot 13{,}5}) = 6{,}4.$$

Тоді

$$\Delta h_o = \frac{6{,}4}{2 \cdot 14 + 4} = 0{,}2 м.$$

$$\Delta H_{еж} = 1{,}48 - 0{,}2 = 1{,}28 м.$$

Національний університет
водного господарства

Коефіцієнт корисної дії $\eta_{т,еж}$ визначається за формулою

$$\eta_{т,еж} = \eta_{м,еж} + \Delta\eta.$$

Величина $\eta_{м,еж}$ визначається за універсальною характеристикою для режимної точки $Q'_{I,еж} = 2{,}6$ *м³/с* та

$$n'_{Iмакс,еж} = \frac{n_0 D_1}{\sqrt{H_{мін} + \Delta H_{еж}}} = \frac{107{,}1 \cdot 4{,}75}{\sqrt{10 + 1{,}28}} = 151{,}5 \text{ об/хв.}$$

Для цієї точки з універсальної характеристики $\eta_{м,еж} = 0{,}891.$

$$\eta_{т,еж} = 0{,}891 + 0{,}027 = 0{,}918.$$

Отже

$$N_{т,еж} = 9{,}81 \cdot 2{,}6 \cdot 4{,}75^2 (10 + 1{,}28)\sqrt{(10 + 1{,}28)} \cdot 0{,}918 =$$

$$= 20014 кВт \approx 20{,}0 МВт.$$

Ефект ежекції складає

$$\Delta N_{т,еж} = N_{т,еж} - N_т = 20{,}0 - 16{,}7 = 3{,}3 МВт.$$

Національний університет
водного господарства
та природокористування

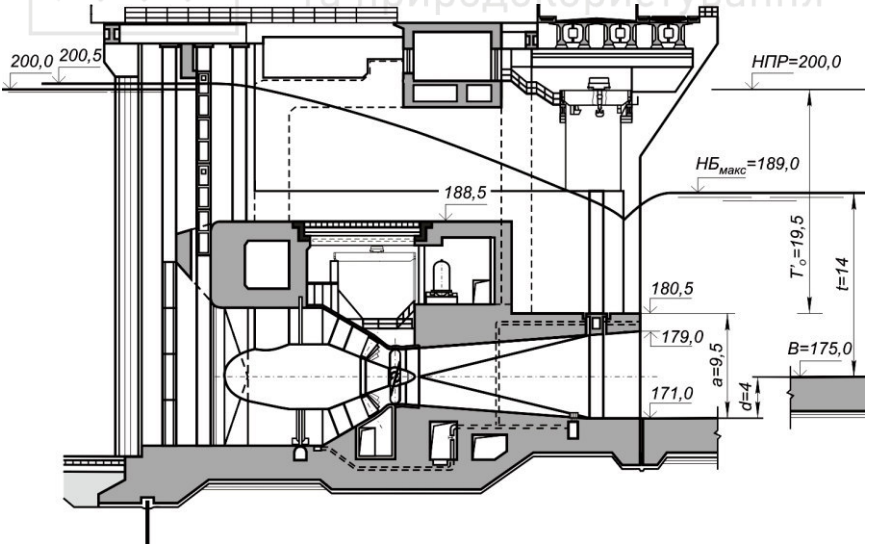


Рис. 13.17. Розрахункова схема

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Контрольні питання

1. Добір турбіни.

1. Які вихідні дані необхідно мати для визначення типу гідравлічної турбіни?
2. Вибір типу турбін за допомогою номенклатури капсульних агрегатів.
3. Розрахунок основних параметрів гідротурбіни.
4. Визначення розмірів камери робочого колеса.
5. Добір напрямного апарата гідротурбіни.
6. Побудова робочої зони роботи гідротурбіни на головній універсальній характеристиці.
7. Визначення відмітки осі робочого колеса.

2. Добір основних розмірів проточного тракту.

1. Визначення розмірів капсули.
2. Визначення розмірів турбінної камери.
3. Визначення розмірів відсмоктувальної труби.

3. Добір гідрогенераторів.

1. Назвіть структуру позначення типу горизонтальних капсульних гідрогенераторів.
2. Назвіть величини номінальної напруги статора гідрогенераторів потужністю до 20 МВ·А та більше 20 МВ·А.
3. Системи охолодження обмоток ротора і статора горизонтального гідрогенератора капсульного виконання.
4. Визначення основних розмірів і габаритів горизонтальних гідрогенераторів капсульного варіанту.

4. Добір трансформаторів.

1. Призначення трансформаторів.
2. Місця розташування силових трансформаторів на ГЕС з горизонтальними капсульними агрегатами.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

3. Типи трансформаторів, що застосовуються на ГЕС.
4. Назвіть структуру позначення типу трансформаторів.
5. Складання головної схеми електричних з'єднань на ГЕС.
6. Визначення основних параметрів і розмірів силових трансформаторів.

5. Визначення розмірів розподільчих пристроїв.

1. Типи розподільчих пристроїв.
2. Визначення розмірів відкритого розподільчого пристрою.

6. Добір гідромеханічного устаткування.

1. Що відноситься до гідромеханічного устаткування на ГЕС?
2. Призначення сміттєутримуючої решітки (СУР) та визначення її розмірів.
3. Типи СУР.
4. Призначення ремонтних затворів. Визначення їх основних параметрів.
5. Призначення аварійно-ремонтних затворів, основні параметри.
6. Затвори відсмоктувальної труби, призначення, визначення основних розмірів.
7. Призначення підйомно-транспортного устаткування на ГЕС, типи, визначення основних параметрів.

7. Розрахунок та конструювання машинної будівлі ГЕС.

1. Назвіть типи будівель ГЕС з горизонтальними капсульними агрегатами.
2. Водоприймачі будівлі ГЕС. Основні елементи, визначення їх основних розмірів.
3. З чого складається агрегатний блок будівлі ГЕС з горизонтальними капсульними агрегатами.
4. Визначення основних розмірів агрегатного блока та ГЕС в цілому.
5. Визначення основних відміток агрегатного блока.
6. Типи мостових переходів і місце їх розміщення на ГЕС.

Національний університет водного господарства та природокористування

7. Типи під'їзних шляхів. Вимоги до них, схеми під'їзду до монтажних майданчиків.
8. Призначення монтажного майданчика на ГЕС, визначення його розмірів.

8. Водоскидні споруди ГЕС.

1. Місце розташування водоскидних споруд на ГЕС з горизонтальними капсульними агрегатами.
2. Визначення пропускної спроможності одного прогону водозливу з широким порогом.

9. Застосування капсульних гідроагрегатів на ГЕС малої потужності та ГАЕС.

1. Які ГЕС відносяться до малих ГЕС за їх установленою потужністю?
2. Назвіть варіанти компоновки малих ГЕС з капсульними агрегатами і дайте їм характеристику.
3. Особливості компоновки будівлі ГАЕС з горизонтальними капсульними агрегатами.

Національний університет водного господарства та природокористування

10. Застосування капсульних гідроагрегатів на припливних електричних станціях.

1. Сутність роботи ПЕС.
2. Структура горизонтального капсульного агрегату.
3. Визначення габаритів проточної частини ПЕС з горизонтальним капсульним агрегатом.
4. Наведіть приклади компоновок ПЕС і охарактеризуйте їх.

Контрольна тестова програма

1. Добір турбіни.

Національний університет водного господарства та природокористування

1.1. Визначити величину розрахункового напору на ГЕС при таких даних: ↓НПР=100 м, ↓РМО=95 м, ↓$НБ_{макс}$=90 м, ↓$НБ_{мін}$=83 м.

а) 9 м;
б) 13 м;
в) 10 м;
г) 5 м.

1.2. Що означає цифра в марці турбіни ПЛ15-ГК?

а) максимальний напір, м;
б) розрахунковий напір, м;
в) мінімальний напір, м;
г) середньозважений напір, м.

1.3. Визначити потужність турбіни при таких даних: встановлена потужність ГЕС – 350 МВт, кількість агрегатів – 20, коефіцієнт корисної дії турбіни – 92%, генератора – 98%.

а) 18,3 МВт;
б) 19,0 МВт;
в) 19,8 МВт;
г) 17,5 МВт.

Національний університет водного господарства та природокористування

1.4. На рис. 1.2 наведена схема камери робочого колеса. Що позначено цифрою 2?

а) лопаті робочого колеса;
б) камера робочого колеса;
в) відсмоктувальна труба;
г) робоче колесо турбіни.

1.5. Визначити рекомендовану довжину камери робочого колеса турбіни при діаметрі робочого колеса 5 м.

а) 1,5 м;
б) 1,0 м;
в) 0,85 м;
г) 2,0 м.

1.6. Визначити рекомендовану висоту напрямного апарата турбіни ПЛ10-ГК при діаметрі робочого колеса – 5 м.

а) 2,0 м;
б) 1,88 м;
в) 1,5 м;
г) 0,85 м.

1.7. Визначити синхронну частоту обертів турбіни при таких даних: діаметр робочого колеса – 5 м, максимальний напір – 15 м,

Національний університет водного господарства та природокористування

розрахунковий напір – 11,5 м, мінімальний напір – 10 м, зведена частота обертання турбіни – 150 об/хв.

а) 100 об/хв;
б) 115,4 об/хв;
в) 93,7 об/хв;
г) 83,3 об/хв.

1.8. Визначити розрахунковий коефіцієнт корисної дії турбіни ПЛ10-ГК при таких вихідних даних: універсальна характеристика модельної горизонтальної гідротурбіни (рис. 1.6), зведена розрахункова частота обертання 160 об/хв, зведена витрата 2,3 $м^3/с$, діаметр робочого колеса натурної турбіни – 5 м, розрахунковий напір – 11,5 м.

а) 90,5;
б) 91,0;
в) 90,0;
г) 91,6.

1.9. Визначити номінальну (розрахункову) потужність турбіни при таких даних: зведена розрахункова витрата – 2300 л/с, розрахунковий напір – 11,5 м, максимальний напір – 15 м, діаметр робочого колеса – 5 м, розрахунковий коефіцієнт корисної дії турбіни – 93%.

а) 20451 кВт;
б) 241311 кВт;
в) 6033 кВт;
г) 4398 кВт.

1.10. Визначити розрахункову витрату турбіни при заданих величинах: розрахунковий напір – 12 м, максимальний напір – 14 м, номінальна потужність турбіни – 25 МВт, коефіцієнт корисної дії турбіни – 93%, коефіцієнт корисної дії генератора – 97%.

а) 228 $м^3/с$;
б) 219 $м^3/с$;
в) 196 $м^3/с$;
г) 202 $м^3/с$.

1.11. Визначити допустиму висоту відсмоктування турбіни ПЛ10-ГК при таких умовах: відмітка рівня води у нижньому б'єфі – 180 м, мінімальний напір – 7 м, діаметр робочого колеса – 5 м, кількість обертів турбіни – 100 об/хв., приведена витрата – 2,8 $м^3/с$, висота водяного стовпа, що відповідає тиску пароутворення – 10,2 м.

Національний університет водного господарства та природокористування

а) – 8,1 м;
б) – 1,1 м;
в) – 6,6 м;
г) – 4,6 м.

1.12. Як корегується зона роботи турбіни за універсальною характеристикою, якщо вона не охоплює область високих ККД?

а) зміною частоти обертання турбіни або діаметра робочого колеса, або одночасною зміною і частоти обертання, і діаметра;
б) зміною тільки частоти обертання;
в) зміною тільки діаметра робочого колеса;
г) тільки одночасною зміною частоти обертання і діаметра робочого колеса.

1.13. Яка допустима висота відсмоктування, з нижче перелічених, буде визначати відмітку осі робочого колеса турбіни ПЛ15-ГК при всіх можливих режимах її роботи в межах робочої зони на головній універсальній характеристиці?

Режими роботи турбіни при різних напорах	Відмітка води у нижньому б'єфі при різних режимах	Величина H_S, м
$H_{макс}$=14 м	186,0	– 4,66
$H_{мін}$=10 м	189,0	– 8,37
$H_{роб}$=11,3 м	186,0	– 6,80

а) H_S = – 6,80 м;
б) H_S = – 8,37 м;
в) H_S = – 4,66 м.

2. Добір основних розмірів проточного тракту.

2.1. Визначити рекомендований діаметр капсули турбіни ПЛ15-ГК з діаметром робочого колеса 5 м.

а) 6,0 м;
б) 6,2 м;
в) 6,4 м;
г) 8,0 м.

2.2. На рисунку 2.3 зображена головна частина капсули. Якою цифрою позначена верхня колона?

а) 1;

Національний університет водного господарства та природокористування

б) 2;
в) 3;
г) 4.

2.3. Визначити рекомендовану довжину профілю верхньої колони, за допомогою якої кріпиться капсула агрегату з діаметром робочого колеса 5м.

а) 2,5 м;
б) 1,5 м;
в) 1,0 м;
г) 1,2 м.

2.4. В капсульних гідроагрегатах передбачена установка статорних колон, розмір яких залежить від розмірів агрегату та вагових навантажень. Яку кількість статорних колон рекомендується приймати:

а) 6-8;
б) 4-6;
в) 10-12;
г) 12-14.

Національний університет водного господарства та природокористування

2.5. Визначити рекомендовану довжину профілю статорної колони горизонтального капсульного агрегату з робочим колесом діаметром 5 м.

а) 1,25 м;
б) 1,70 м;
в) 2,00 м;
г) 0,80 м.

2.6. Визначити рекомендовану ширину турбінної камери горизонтального капсульного агрегату на вході з робочим колесом діаметром 5 м.

а) 11 м;
б) 16 м;
в) 9 м;
г) 12 м.

2.7. Визначити рекомендовану довжину відсмоктувальної труби горизонтального капсульного агрегату з робочим колесом діаметром 5 м.

а) 20 м;
б) 16 м;
в) 11 м;

Національний університет
водного господарства
та природокористування

г) 12 м.

3. Добір гідрогенераторів.

3.1. Яка напруга характерна для капсульних гідрогенераторів потужністю до 20 МВ·А?

а) 3,15 кВ;
б) 4,2 кВ;
в) 6,3 кВ;
г) 7,2 кВ.

3.2. Який капсульний гідрогенератор, з двох перелічених СГК-535/220-52 та СГКВ-776/125-76, має повітряне охолодження?

а) СГК-535/220-52;
б) СГКВ-776/125-76.

3.3. Що означає в структурі умовного позначення капсульного гідрогенератора СГКВ-776/125-76 цифра 776?

а) зовнішній діаметр статора;
б) діаметр розточки статора;
в) довжина активної сталі;
г) кількість полюсів.

3.4. Визначити номінальну потужність капсульного гідрогенератора при таких даних: номінальна потужність на валу турбіни – 15000 кВт, коефіцієнт корисної дії турбіни – 94%, коефіцієнт корисної дії генератора – 97%.

а) 14550 кВт;
б) 14100 кВт;
в) 13677 кВт;
г) 14325 кВт.

3.5. Визначити діаметр розточки статора капсульного гідрогенератора при таких умовах: діаметр капсули – 6 м, діаметр робочого колеса – 5,5 м.

а) 4,76 м;
б) 4,67 м;
в) 5,23 м;
г) 4,36 м.

3.6. Знайти стандартну довжину активної сталі капсульного гідрогенератора при таких вихідних даних: діаметр розточки статора – 4,36 м, номінальна потужність гідрогенератора –

14550 кВт, частота обертання ротора генератора – 125 об/хв., коефіцієнт корисної дії генератора – 97%, генератор з водяним охолодженням.

а) 182 см;
б) 200 см;
в) 110 см;
г) 122 см.

3.7. Знайти вагу ротора капсульного гідрогенератора при таких даних: діаметр розточки статора – 4,36 м, довжина активної сталі – 200 см, зовнішній діаметр статора – 4,62 м.

а) 152,5 т;
б) 210 т;
в) 323 т;
г) 161,5 т.

4. Добір трансформаторів.

4.1. Визначити потужність силового трансформатора при таких вихідних даних: кількість генераторів, підключених до трансформатора – 2, номінальна потужність гідрогенератора 15000 кВт.

а) 31578 кВ·А;
б) 30000 кВ·А;
в) 15000 кВ·А;
г) 30612 кВ·А.

4.2. Визначити значення високої напруги на виводах трансформатора при таких даних: максимальна довжина ЛЕП – 226 км, потужність агрегату на шинах генератора – 15000 кВт, кількість агрегатів – 12.

а) 220 кВ;
б) 110 кВ;
в) 330 кВ;
г) 500 кВ.

5. Визначення розмірів розподільчих пристроїв.

5.1. Визначити повну ширину відкритого розподільчого пристрою та його дожину при таких даних: напруга в ЛЕП – 330 кВ, кількість

Національний університет
водного господарства
та природокористування

виводів високої напруги відповідно до прийнятої схеми електричних з'єднань – 1.

а) 44 м, 120 м;
б) 22 м, 90 м;
в) 30 м, 160 м;
г) 60 м, 160 м.

6. Добір гідромеханічного устаткування.

6.1. Визначити розрахункову площу сміттєутримуючої решітки, коли дано: витрата турбіни – 99 $м^3/с$, ширина агрегатного блока – 43м , ширина турбінної камери – 40 м.

а) 90 $м^2$;
б) 60 $м^2$;
в) 64,5 $м^2$;
г) 72 $м^2$.

6.2. Яким має бути рекомендований вільний простір перед СУР для очистки її грейфером?

а) 2-3 м;
б) 0,5-1,5 м;
в) 3,2-4 м;
г) ≤ 1,0 м.

6.3. Яка рекомендується послідовність розташування у водоприймачі пазів СУР, ремонтного та основного затворів, якщо вода достатньо чиста, без плаваючого сміття?

а) паз ремонтного затвора, паз СУР, паз основного затвора;
б) паз СУР, паз ремонтного затвора, паз основного затвора;
в) паз основного затвора, паз ремонтного затвора, паз СУР;
г) паз СУР, паз основного затвора, паз ремонтного затвора.

6.4. Визначити рекомендовану глибину паза СУР при прогоні решітки 8,0 м.

а) 0,6 м;
б) 0,4 м;
в) 0,5 м;
г) 0,7 м.

6.5. Визначити рекомендовану ширину паза СУР при прогоні решітки 8,0 м.

а) 1,1 м;

Національний університет водного господарства та природокористування

б) 1,2 м;
в) 0,9 м;
г) 0,7 м.

6.6. Визначити масу плоского затвора при умові, що ширина затвора складає 6 м, а його висота 4 м.

а) 6,5 т;
б) 1,2 т;
в) 2,7 т;
г) 12 т.

6.7. Визначити необхідну вантажопідйомність механізмів для маневрування плоским затвором на каткових опорах при таких даних: вага затвора – 10 т, напір на затвор – 8 м.

а) 14,8 т;
б) 11,0 т;
в) 11,5 т;
г) 12,2 т.

6.8. Яким устаткуванням визначається вантажопідйомність головного крана на ГЕС?

а) вагою ротора генератора;
б) вагою СУР;
в) вагою ремонтного затвора;
г) вагою аварійно-ремонтного затвора.

6.9. При якій кількості агрегатів на ГЕС рекомендовано застосовувати два головних крани з метою більшої оперативності при проведенні монтажних робіт?

а) >10;
б) >5;
в) >12;
г) >8.

7. Розрахунок та конструювання будівлі ГЕС.

7.1. Назвіть рекомендовану товщину бичків, що закріплюються у фундаментну плиту, на м’яких ґрунтах?

а) >3,5-4,0 м;
б) 2,8-3,0 м;
в) 3,0-3,5 м;
г) 1,5-2,0 м.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

7.2. Назвіть рекомендовану товщину фундаментної плити будівлі ГЕС з верхової сторони на глинистих і мілко зернистих піщаних ґрунтах?

а) 5-10 м;
б) 3-4 м;
в) 4-5 м;
г) до 1 м.

7.3. Знайти ширину водоприймального отвору при даних: ширина турбінної камери – 6 м, висота СУР – 4 м, ширина агрегатного блока – 10 м, довжина агрегатного блока – 30 м.

а) 6 м;
б) 4 м;
в) 10 м;
г) 30 м.

7.4. Визначити рекомендовану ширину напірної стінки, що розташовується в кінці водоприймача, при умові, що на стінку діє напір – 20 м.

а) 4,0 м;
б) 1,0 м;
в) 1,5 м;
г) 1,8 м.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

7.5. Визначити довжину агрегатного блока ГЕС при таких даних: ширина водоприймача – 6 м, довжина водоприймача – 7 м, довжина турбінної камери – 12 м, довжина капсули – 3,6 м, довжина відсмоктувальної труби – 15 м.

а) 34 м;
б) 25,6 м;
в) 33 м;
г) 24,6 м.

7.6. На рис. 7.12 наведена схема агрегатного блока з висотною прив'язкою. Визначити відмітку верха капсули при таких даних: діаметр робочого колеса – 5 м, відмітка осі робочого колеса – 100 м.

а) 103,0 м;
б) 102,5 м;
в) 100,0 м;
г) 97,5 м.

7.7. На рис. 7.12 наведена схема агрегатного блока з висотною прив'язкою. Визначити відмітку порога водоприймача при таких

Національний університет
водного господарства
та природокористування
даних: діаметр робочого колеса – 5 м, відмітка осі робочого колеса – 100 м, товщина фундаментної плити – 7 м.

а) 95,0 м;
б) 97,5 м;
в) 90,5 м;
г) 102,5 м.

7.8. На рис. 7.12 наведена схема агрегатного блока з висотною прив'язкою. Визначити відмітку основи фундаментної плити під відсмоктувальною трубою при таких вихідних даних: грунти напівскельні, діаметр робочого колеса – 5 м, висота відсмоктувальної труби – 9 м, відмітка осі робочого колеса – 100 м.

а) 93,5 м;
б) 95,5 м;
в) 97,0 м;
г) 98,5 м.

7.9. На рис. 7.12 наведена схема агрегатного блока з висотною прив'язкою. Визначити відмітку верха бичка при таких даних: ↓НПР=100 м, ↓ФПР=102 м, ↓РМО=95 м, запас, який враховує висоту вітрової хвилі – 4 м.

а) 104 м;
б) 106 м;
в) 99 м;
г) 98 м.

Національний університет водного господарства та природокористування

8. Водоскидні споруди ГЕС.

8.1. Визначити пропускну спроможність одного прогону водозливної греблі з широким порогом, яка розташована по всій довжині будівлі ГЕС, при таких даних: ширина прогону – 6 м, висота шару води, що переливається – 4 м.

а) 76 $м^3/с$;
б) 152 $м^3/с$;
в) 23,7 $м^3/с$;
г) 52,2 $м^3/с$.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Термінологічний словник

А

Аварійно-ремонтні затвори – гідромеханічне устаткування, яке застосовується для припинення подачі води в турбінні водоводи при нормальних умовах експлуатації або в аварійних випадках.

Аераційна труба – елемент напірного водоприймача, який служить для подачі повітря у напірні водоводи при спорожненні останніх або при аварійному закритті затворів з метою виключення в них неприпустимого вакууму.

Активна гідротурбіна – гідротурбіна, в якій тиск на вході і на виході з робочого колеса однаковий.

Б

Байпас – обвідна труба для заповнення спорожнених водоводів водою, при закритих затворах водоприймача, з метою вирівнювання тиску води на затвори, що полегшує їх підйом.

Бичкові будівлі ГЕС – будівлі, особливістю компоновки яких є почергове розташування водозливних прогонів з одноагрегатними блоками.

Будівлі пригребельної ГЕС – будівлі, які характеризується тим, що не входять до складу напірного фронту і розташовуються за греблею і не сприймають повного тиску води.

Будівлі руслової ГЕС – будівлі, які характеризуються тим, що входять до складу водопідпірних споруд і сприймають тиск води з боку верхнього б'єфу.

В

Вбудовані будівлі ГЕС – будівлі, які розташовані в середині тіла греблі в спеціальній порожнині.

Вбудовано-водозливні будівлі ГЕС – будівлі, в яких агрегати розташовані в середині масиву водозливної греблі.

Витрата води – об'єм води, який протікає в одиницю часу через живий переріз.

Відкрита будівля ГЕС – будівля, яка не має машинної зали.

Відсмоктувальна труба – елемент гідротурбіни, який призначений для відведення води від гідромашини у відвідний канал ГЕС та перетворення кінетичної енергії в енергію тиску потоку, що виходить з лопатевої системи гідроагрегату.

Власні потреби ГЕС – потреби в електроенергії для приведення в дію всіх систем і механізмів, які необхідні для забезпечення нормальної роботи основного гідромеханічного і електричного устаткування.

Водобій – масивна частина кріплення русла річки, призначена для сприйняття ударів струменів і гасіння енергії потоку, що переливається через водозлив, а також для захисту русла річки від небезпечних розмивів.

Водозливні будівлі ГЕС – будівлі, в яких скид води здійснюється поверхневими водоскидами.

Водокористувачі – повертають воду повністю або майже повністю до водного джерела.

Водоприймач – гідротехнічна споруда, яка призначена для забору води з водосховища або водотоку.

Водоспоживачі – забирають воду без повернення або з частковим її поверненням до водного джерела.

Водосховище – штучна водойма (озеро), створена з метою регулювання річкового стоку, роботою ГЕС або іншою народногосподарською необхідністю.

Г

Гідравлічна турбіна – двигун, який перетворює потенційну і кінетичну енергію води в енергію обертання валу.

Гідроагрегат – установка, яка складається з механічно з'єднаних між собою гідравлічної турбіни і гідрогенератора.

Гідроакумулююча електростанція (ГАЕС) – гідравлічна станція, яка призначена для покриття піків графіків навантаження енергосистеми і заповнення провалів навантаження енергосистеми.

Гідрогенератор – електрична машина, яка призначена для перетворення механічної енергії обертання робочого колеса гідротурбіни в електричну енергію.

Гідрограф – графік зміни в часі витрат води в річці або іншому водотоці за рік, декілька років або частину року (сезон, повінь або паводок).

Гідроелектрична станція (ГЕС) – гідравлічна станція, в якій електрична енергія виробляється за рахунок використання водної енергії.

Головна універсальна характеристика турбіни – це характеристика якостей даного типу турбіни, яка будується в

Національний університет
водного господарства
наведених одиничних параметрах n_I' і Q_I' за даними модельних досліджень.

Д

Двомашинна схема ГЕС-ГАЕС – це схема у якій передбачається використання оборотної гідравлічної машини (насос-турбіна), а також оборотної електричної машини (двигун-генератор).

Е

Електрична станція – підприємство, яке виробляє електричну енергію.

Енергосистема – це електричні станції, що працюють разом на загальну електричну мережу, лінії електропередач, підстанції і допоміжні підприємства.

З

Забральна балка – це залізобетонна стінка, яка влаштовується перед водозабірною спорудою для запобігання потрапляння плаваючого сміття, льоду і шуги у водозабірні отвори.

Закрита будівля ГЕС – будівля, в якій все устаткування станції, включаючи вантажопідйомні крани, знаходиться під дахом.

К

Камера робочого колеса – камера, в якій обертається робоче колесо гідротурбіни.

Капсульний агрегат – агрегат, в якому генератор розміщується в замкнутій сталевій капсулі, яку обтікає водний потік.

Каскад ГЕС – декілька гідроенергетичних установок, які послідовно розташовані на одному водотоці.

Колонка управління – елемент системи автоматичного регулювання турбіни, який складається з органів розподілу і управління.

М

Мала ГЕС – гідравлічна електрична станція, яка обмежується потужністю 10 МВт.

Маслонапірна установка (МНУ) – установка, яка забезпечує подачу масла під тиском.

Масляне господарство на ГЕС – господарство, яке призначене для постачання та обслуговування маслом турбін, генераторів, трансформаторів, масляних вимикачів та іншого обладнання.

Машинна будівля ГЕС – будівля, в якій розташовується основне силове обладнання (гідротурбіни, гідрогенератори), а також

Національний університет водного господарства та природокористування

допоміжне обладнання і системи, які забезпечують їх надійну роботу, управління, обслуговування і ремонт.

Мікро ГЕС – гідравлічна електрична станція, яка обмежується потужністю 0,1 МВт.

Міні ГЕС – гідравлічна електрична станція, яка має потужність 0,1 – 2 МВт.

Монтажний майданчик – частина будівлі ГЕС, яка призначена для складання обладнання ГЕС у період будівництва та проведення ремонтних робіт в період експлуатації.

Мультиплікатор – зубчата передача, яка встановлюється між турбіною і генератором з метою збільшення швидкості обертання ротора генератора.

Н

Напіввідкрита будівля ГЕС – будівля, в якій за межі закритого приміщення виноситься лише основний кран, решта обладнання залишається в машинній залі.

Напівпідземна будівля ГЕС – будівля, яка характеризується тим, що в них вісь агрегату знаходиться нижче відмітки поверхні землі спланованого пристанційного майданчика.

Напрямний апарат – система профільованих лопатей, які встановлені в потоці безпосередньо за колонами статора, створює необхідний напрямок швидкості потоку перед входом на робоче колесо і регулює витрату турбіни.

Нормальний підпертий рівень (НПР) – найвищий рівень води, який за умовами стійкості підпірних споруд може підтримуватись впродовж довгого часу.

О

Оборотна електрична машина – це двигун-генератор, в якому ротор може обертатись у двох напрямках.

Основні затвори – призначені для регулювання витрати води, що поступає у водоводи ГЕС.

Осьові турбіни – гідротурбіни, в якій потік в робочому колесі рухається уздовж осі турбіни.

П

Під'їзні шляхи – шляхи, які забезпечують доставку обладнання на монтажний майданчик як в період будівництва, так і в період експлуатації ГЕС.

Національний університет водного господарства та природокористування

Підйомно-транспортне обладнання ГЕС – гідромеханічне устаткування, яке призначене для монтажу, демонтажу агрегатів і допоміжного обладнання, переносу і установки затворів, СУР і різних вантажів на ГЕС.

Пневматичне господарство на ГЕС – господарство, яке призначене для постачання повітря під тиском різних споживачів, які працюють при тиску від 0,4 до 6,4 МПа.

Потужність – робота за одиницю часу.

Приведена витрата Q_1' – витрата гідравлічної турбіни, що приведена до напору H=1*м* і діаметру робочого колеса D_1=1 м.

Приведена швидкість обертання n_1' – швидкість обертання гідравлічної турбіни, яка приведена до напору H=1 м і діаметру робочого колеса D_1=1 м.

Припливна електрична станція (ПЕС) – гідравлічна станція, яка використовує енергію морських припливів.

Протипожежне водопостачання на ГЕС – система, яка призначена для проведення автоматичного водяного пожежогасіння гідрогенераторів, трансформаторів, кабельних споруд та іншого устаткування.

Прямоточний агрегат – це горизонтальний осьовий гідроагрегат, у якому ротор гідрогенератора влаштований на ободі робочого колеса осьової гідротурбіни.

Р

Реактивна гідротурбіна – гідротурбіна, в якій потенційна енергія потоку на вході в робоче колесо більша за енергію на виході з нього.

Регулювання стоку – це штучний перерозподіл у часі об'єму стоку річок з метою найраціональнішого його використання, відповідно до потреб різних галузей (гідроенергетики, іригації, водопостачання, водного транспорту і ін.).

Ремонтні затвори – застосовуються для перекриття отворів під час ремонту аварійно-ремонтних затворів, що розташовані за ними, водоводів та гідроагрегатів.

Рівень мертвого об'єму (РМО) – найнижчий рівень спрацювання водосховища.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Розрахунковий напір – мінімальний напір, при якому може бути отримана номінальна потужність агрегату при розрахунковому $cos\varphi$.

С

Система збудження гідрогенератора – система, що постачає в обмотку робота постійний струм, який утворює потрібне магнітне поле.

Система осушення агрегатів – система, яка призначена для вилучення води з турбінної камери і відсмоктувальної труби турбіни, турбінних водоводів, тунелів, водозливних камер і водоскидів.

Сміттєутримуюча решітка (СУР) – гідромеханічне устаткування, яке призначене для захисту турбін від попадання в них сміття і плаваючих тіл, що здатні порушити нормальну експлуатацію гідроагрегату.

Статичний напір – різниця відміток рівнів верхнього і нижнього б'єфів.

Суміщені будівлі ГЕС – будівлі, в яких в межах нижньої масивної частини розташовуються напірні або безнапірні водоскиди.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Т

Технічне водопостачання на ГЕС – система, яка постачає воду в гідромашини, гідрогенератори, трансформатори та інше технологічне обладнання.

Трансформатор – пристрій, який збільшує (зменшує) напругу електричного струму.

Трансформаторна майстерня – приміщення, яке призначене для монтажу і ремонту головних трансформаторів на ГЕС.

Турбінна камера – елемент гідротурбіни, який служить для організованого підведення води до напрямного апарата реактивної турбіни.

У

Установлена потужність ГЕС – це сумарна паспортна (номінальна) потужність всіх її гідрогенераторів.

Ф

Форсований підпертий рівень (ФПР) – короткочасний рівень підйому води у верхньому б'єфі при повенях і паводках, які мають малу імовірність.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Література

1. Васильев Ю. С. Автоматизированное управление в гидроэнергетике : учеб. пособ. / Ю. С. Васильев, Т. С. Жакова, И. С. Саморуков. – СПб. : Изд-во Политехн. ун-та, 2009. – 132 с.
2. Васильев Ю. С. Основное энергетическое оборудование гидроэлектростанций. Состав и выбор основных параметров : учеб. пособ. / Ю.С. Васильев, И. С. Саморуков, С. Н. Хлебников. – СПб : СПбГТУ, 2002. – 134 с.
3. Гидрогенераторы / И. А. Глебов, В. В. Домбровский, А. А. Дукштау и др. – Л. : Энергоиздат, 1982. – 368 с.
4. Гидросиловое оборудование для малых ГЭС и микро ГЭС : каталог / М. Ф. Красильников, В. И. Платов, А. В. Гаврилюк, В. Н. Антонов, Е. В. Скосарев, Ю. Н. Сорокин. – М. : Гидропроект, 1993. – 122 с.
5. Гидроэлектрические станции : учебник для вузов. / Н. Н. Аршеневский, М. Ф. Губин, В. Я. Карелин и др. ; под ред. В. Я. Карелина, Г. И. Кравченко. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 464 с.
6. Гидроэлектрические станции : учебник для вузов. / под ред. Ф. Ф. Губина. – М. : Энергия, 1972. – 504 с.
7. Гидроэнергетические установки : учебник для вузов. / под ред. Д. С. Щавелева. – Л. : Энергия, 1972. – 392 с.
8. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций : справочное пособие : в 2т. / под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т.1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
9. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций : справочное пособие : в 2т. / под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т.2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
10. Губин М. Ф. Отсасывающие трубы гидроэлектростанций. – М. : Энергия, 1970. – 270 с.

Національний університет водного господарства та природокористування

11. Денисов И. П. Основы использования водной энергии. – М. : Энергия, 1974. – 272 с.
12. Доценко Т. П. Низконапорные гидроузлы с горизонтальными агрегатами / Т. П. Доценко, В. Ф. Канарский, С. И. Поташник. – М. : Энергия, 1978. – 136 с.
13. Ильиных И. И. Гидроэлектростанции : учебник для техникумов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 248 с.
14. Использование водной энергии : учебник для вузов. / под ред. Ю. С. Васильева. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1995. – 608 с.
15. Конструкции и расчет гидротурбин. Изд. 2-е, доп. и переработ. / Грановский С. А., Малышев В. М., Орго В. М., Сморялов Л. Г. – Л. : Машиностроение, 1974. – 408 с.
16. Кривченко Г. И. Насосы и гидротурбины. – М. : Энергия, 1970. – 448 с.
17. Лутаев В. В. Экспериментальные исследования проточной части блока ГЕС с горизонтальными агрегатами : автореферат диссертации на соискание ученой степени канд. техн. наук : спец. 05.14.10 „Гидроэлектростанции и гидроэнергетические установки”. – Ровно : УИИВХ, 1968. – 17 с.
18. Лутаєв В. В. Гідроелектростанції (Водопровідні споруди ГЕС) : інтерактивний комплекс навчально-методичного забезпечення. / В. В. Лутаєв, С. В. Сунічук. – Рівне : НУВГП, 2009. – 63 с.
19. Лутаєв В. В. Гідроелектростанції (Машинна будівля ГЕС) : Інтерактивний комплекс навчально-методичного забезпечення. / В. В. Лутаєв, С. В. Сунічук. – Рівне : НУВГП, 2008. – 138 с.
20. Малая гидроэнергетика / Л. П. Михайлов, Б. Н. Фельдман, Т. К. Марканова и др. ; под ред. Л. П. Михайлова. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 184 с.
21. Михайлов И. Е. Турбинные камеры гидроэлектростанций. – М. : Энергия, 1970. – 272 с.
22. Обухов Є. В. Використання відновлювальних джерел енергії : навч. посіб. – Одеса : ТЕС, 1999. – 254 с.

Національний університет водного господарства та природокористування

23. Полонский Г. А. Механическое оборудование гидротехнических сооружений : учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоиздат, 1982. – 352 с.
24. Претро Г. А. Специальные типы зданий гидроэнергетических установок. – М. : Энергия, 1975. – 239 с.
25. Приливные электростанции / Л. Б. Бернштейн, В. Н. Силаков, С. Л. Гельфер и др. ; под ред. Л. Б. Бернштейна. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 296 с.
26. Проектирование насосных станций и испытание насосных установок / под ред. В. Ф. Чебаевского. – М. : Колос, 1982. – 320 с.
27. Самойленко Є. Г. Основи проектування гідроенергетичних вузлів : підручник. – Запоріжжя, ЗДІА, 2011. – 388 с.
28. Самойленко Є. Г. Гідроенергетичне обладнання гідро- та гідроакумулюючих електростанцій : підручник. – Запоріжжя : ЗДіА, 2006. – 410 с.
29. Свинарев Г. А. Горизонтальные капсульные гидротурбины осевого типа / Свинарев Г. А., Меловцов А. А.– Киев : Наукова думка, 1969. – 196 с.
30. Справочник по гидротурбинам / В. Б. Андреев, Г. А. Броновский, И. С. Веремеенко и др. ; под общ. ред. Н. Н. Ковалева. – Л. : Машиностроение, 1984. – 496 с.
31. Стеклов М. Л. Горизонтальные гидравлические турбины. Конструкция и расчет. – Л. : Машиностроение, 1974. – 216 с.
32. Энергетика : история, настоящее и будущее. Т.4. Возобновляемая энергетика. Функционирование и развитие энергетики в современном мире. – Киев, 2010. – 612 с.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

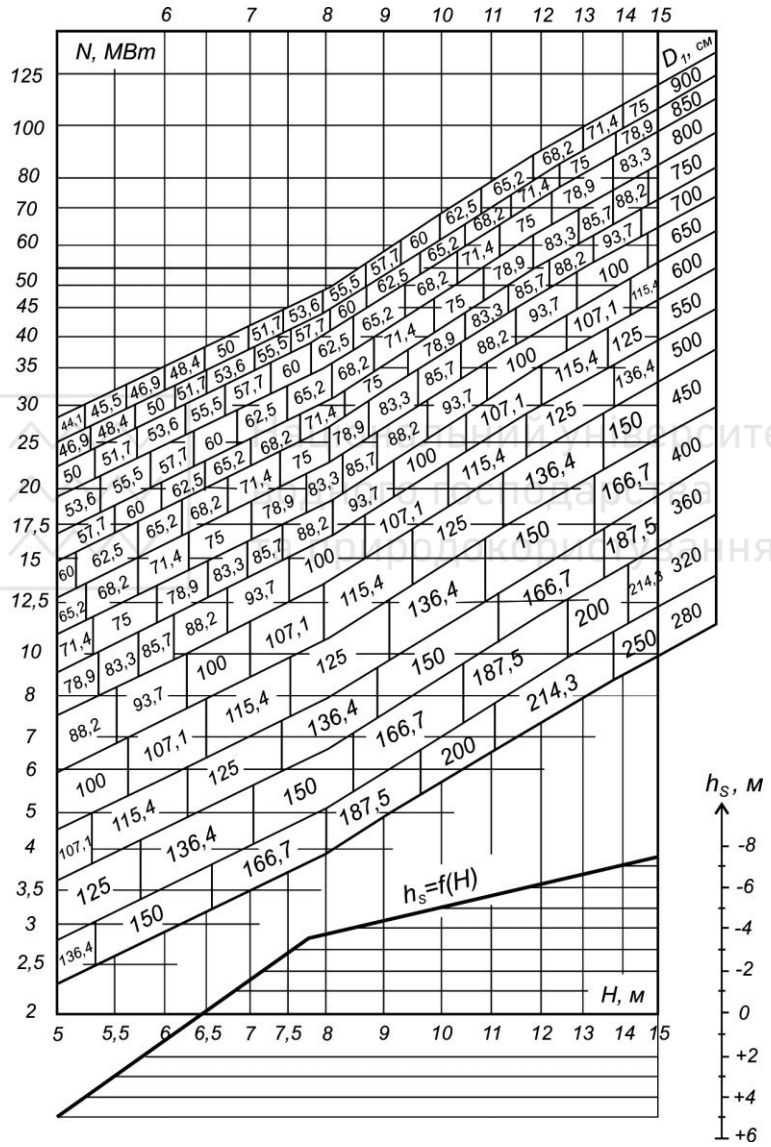
ДОДАТКИ

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Національний університет
водного господарства
та природокористування

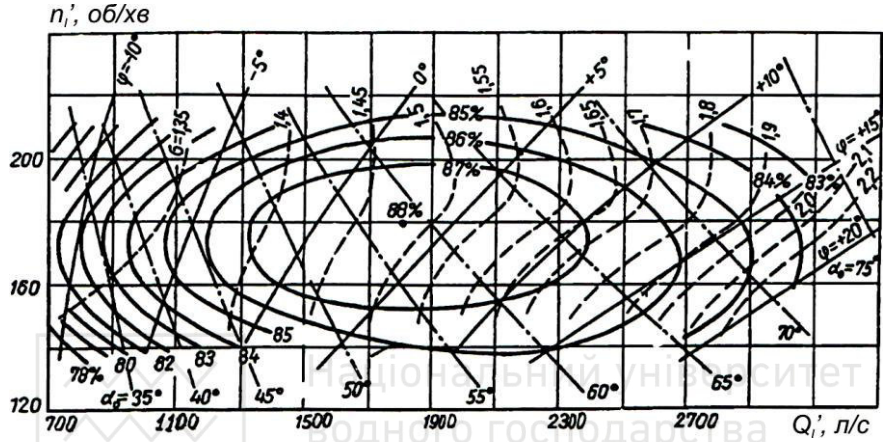
Додаток 1

Область застосування горизонтальних
капсульних гідротурбін [13]

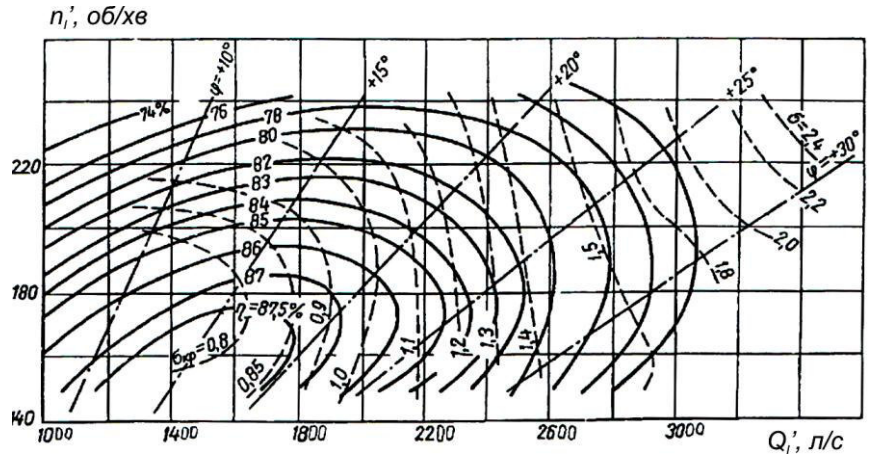


Національний університет
водного господарства
та природокористування

2.1. Універсальна характеристика гідротурбіни ПЛ7/759-ГК-25
(дослідження проведено при напорі гідротурбіни *3 м* і діаметрі *250 мм*)

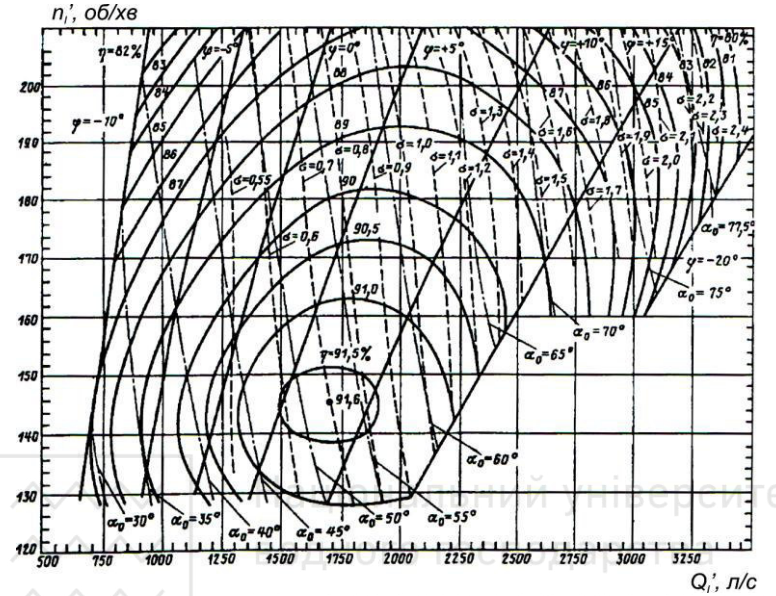


2.2. Універсальна характеристика гідротурбіни ПЛ10/107-ГК-25
(дослідження проведено при напорі гідротурбіни *4 м* і діаметрі *250 мм*)

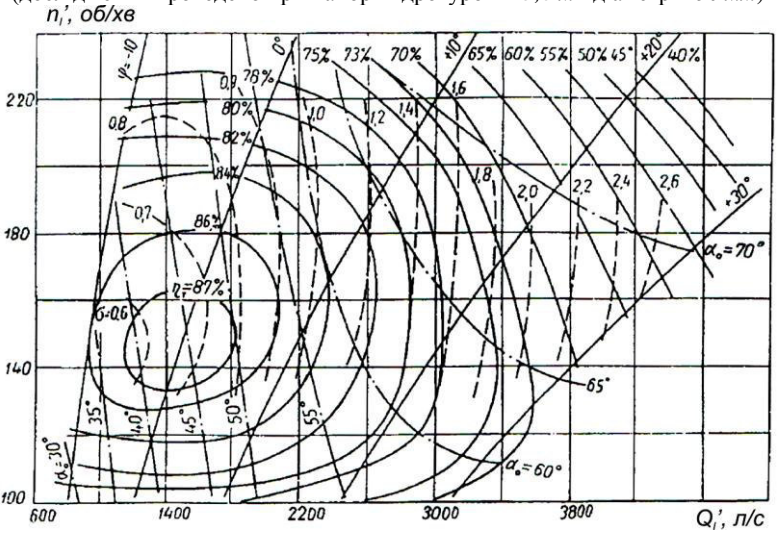


Національний університет
водного господарства
та природокористування

2.3. Універсальна характеристика гідротурбіни ПЛ15/826-ГК-46
(дослідження проведено при напорі гідротурбіни *3,0 м* і діаметрі *460 мм*)

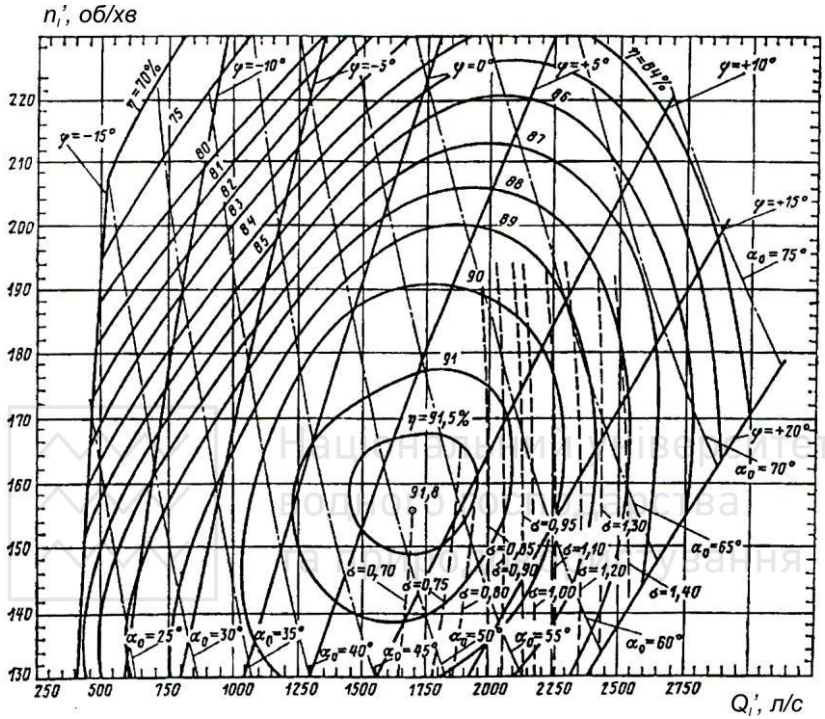


2.4. Універсальна характеристика гідротурбіни ПЛ20/3161-ГК-25
(дослідження проведено при напорі гідротурбіни *3,6 м* і діаметрі *250 мм*)



Національний університет
водного господарства
та природокористування

2.5. Універсальна характеристика гідротурбіни ПЛ25/3166-ГК-46
(дослідження проведено при напорі гідротурбіни *3,6 м* і діаметрі *460 мм*)



Додаток 3

Таблиця-каталог гідрогенераторів капсульних агрегатів [9]

Тип генератора (марка)	Частота обертання n_0, об/хв	Потужність		ККД $\eta_Г$, %	Маховий момент GD^2, тис.т·м^2	Діаметр розточки статора, D_i, см	Діаметр корпуса статора, $D_{СТ}$, м	Повна довжина генератора (по статору), м	Загальна маса $G_Г$, т	Напруга $U_Г$, кВ	Примітки
		$S_Г$, МВА	$N_Г$, МВт								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
СГКВ 720/140-80	75	45,9	45	0,969	3	685	8,5	-	307	6,3	Саратовська ГЕС, D_1=7,5 м
СГКЕ 560/160-76	78,9	20,25	20,25	0,965	1,2	-	6,3	2,85	190	3,15	
СГКЕ 430/100-70	85,7	5,67	5,1	0,955	0,25	-	4,7	2,0	70	1,45	Київська ГЕС, D_1=6 м
СГКЕ 505/150-70	85,7	13,5	13,5	0,965	0,65	-	5,7	2,6	135	3,15	Канівська ГЕС, D_1=6 м
СГК 538/160-70	85,7	19,9	18,5	0,961	1,0	493	6,1	2,8	170	3,15	Київська, Канівська
СГК-2 538/160-70	85,7	19,0	17,5	0,96	1,0	493	6,1	2,8	166	3,15	ГЕС, D_1=6 м
СГК-3 538/160-70	85,7	20,6	17,5	0,956	1,0	493	6,1	2,8	160	3,15	
СГКВ 480/115-64	93,75	20	20	0,963	0,65	450	5,5	-	170	3,15	Череповецька ГЕС, Перепадні ГЕС, D_1=5,5 м
СГКЕ 600/160-64	93,75	23,3	21	0,968	1,75	-	6,7	2,8	210	4,0	Череповецька ГЕС, (2-га черга,) D_1=5,5 м
СГ 820/145-48	125	26,3	21	0,965	3,0	570	7,8	-	300	10,5	Камська ГЕС (напівпрямоточний агрегат), D_1=4,5 м
СГКЕ 407/130-40	150	15	13,5	0,974	0,3	-	4,4	2,65	105	2,75	
СГК 576/220-52	115,4	41,6	37,5	0,977	1,9	508	6,6	-	270	6,3	Енікендська ГЕС, D_1=5,5 м

Національний університет водного господарства та природокористування

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Додаток 4

Таблиця-каталог високовольтних трансформаторів [13]

Потужність $S_{тр}$, кВА	Марка трансформатора	Основні розміри, м			Повна маса, т	Ширина поперечної колії, мм
		l	*в*	*h*		
1	2	3	4	5	6	7
Напруга U=110 кВ						
20000	ТДГ-20000/110	5,60	4,45	5,48	59,6	1524
25000	ТДГ-25000/110	7,40	4,60	6,40	78	1524
31500	ТДГ-31500/110	6,45	4,60	6,06	72	1524
40500	ТДГ-40500/110	6,90	4,70	6,60	88	2000
45000	ТДГ-45000/110	7,0	5,0	6,40	90	2000
60000	ТДГ-60000/110	7,5	5,0	7,3	110	2000
63000	ТДГ-63000/110	8,3	4,4	6,5	107	2000
70000	ТДГ-70000/110	8,5	5,0	7,5	115	2000
75000	ТДГ-75000/110	7,9	5,5	7,4	126	2000
90000	ТДЦГ-90000/110	6,9	4,26	7,19	112,5	2000
120000	ТДЦГ-120000/110	7,7	4,19	6,83	125	2000
180000	ТДЦГ-180000/110	8,47	5,10	7,3	173,4	2х1524
Напруга U=220 кВ						
20000	ТДГ-20000/220	9,5	5,5	7,9	133	2500
25000	ТДГ-25000/220	10,1	5,1	8,4	114	2500
32000	ТДГ-32000/220	11,6	5,7	7,6	145	3000
40000	ТДГ-40000/220	11,1	5,4	7,5	170	3000
63000	ТДГ-63000/220	8,0	5,6	8,6	145	3000
90000	АТДЦГ-90000/220	12,1	8,2	7,6	160	3000
120000	ТДГ-120000/220	13,3	7,5	7,8	250	2х1524
125000	ТДЦГ-120000/220	9,7	5,7	7,6	182	2х2000
180000	ТДЦГ-180000/220	10,2	6,7	7,3	245	2х2000
200000	ТДЦГ-200000/220	7,8	4,2	7,4	203	2х2000
Напруга U=330 кВ						
60000	АТДТГ-60000/330	10,7	7,60	8,7	165	3000
120000	АТДЦТГ-120000/330	11,4	5,6	7,9	198	2х2000
180000	ТДЦГ-180000/330	11,0	7,2	7,57	246	2х2000
200000	ТДЦГ-200000/330	14,1	6,2	8,30	263	2х2000
240000	АТДЦТГ-240000/330	13,6	7,0	8,0	239	2х2000
400000	ТДЦГ-400000/330	15,9	7,1	8,90	280	2х2000
Напруга U=500 кВ						
90000	АОДЦТГ-90000/550	8,7	5,7	10,5	173	2х2000
135000	ОДЦГ-135000/550	11,6	6,2	10,5	235	2х1524
210000	ОДЦ-210000/550	11,6	6,2	10,0	235	2х1524
250000	АОДЦТГ-250000/550	12,0	6,2	10,2	250	2х1524

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Додаток 5

Параметри мостових кранів [7]

Вантажопідйомність гака, т		Проліт крана L_k, м	Розміри крана, мм								Положення гаків, мм						Маса, т	
головного	допоміжного		A	A'	A_1	B	B_1	B_2	H	H_1	h	h_1	l	l_1	l_2	l_3	візка	крана
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
80	20	10	100	0	275	9100	4750	400	3700	1200	1450	–125	2700	1400	1900	3200	32	78
		13																81
		16																85
		19																91
		22																97
		25																104
		28																109
		31							4000									117
		34																122
		37				9600			4500		700	–800						148
		40																160
100	20	10	100	0	500	9600	5350	400	4000	1200	1600	–180	2700	1400	1900	3200	36	81
		13																89
		16																95
		19																102
		22																107
		25																112
		28																117
		31																126
		34																131
		37				10100			4500									163
		40																178
125	20	10	100	0	500	9400	5100	400	4000	1200	1700	–230	2700	1400	1900	3200	38	87
		13																92
		16																97
		19																105
		22																110
		25																115
		28																122
		31																131
		34																141
		37				9900			4500									175
		40																188
160	32	9,5	0	0	210	10200	5400	400	4000	1200	1950	650	3100	1800	2500	3800	46	96
		12,5																104
		15,5																111
		18,5																119
		21,5																126
		24,5																131
		27,5				10500		500	4500									162
		30,5																170
		33,5																177
200	32	9,5	0	0	0	10500	5500	400	4300	1200	2100	460	3200	1800	2500	3900	55	112
		12,5				10800		500	4800		1700	100						138
		15,5																145
		18,5																153
		21,5																160
		24,5																168
		27,5																176
		30,5																188
		33,5																196

Національний університет
водного господарства
та природокористування

продовження додатку 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
250	32	9,5	50	0	500	10500	5300	500	4800	1200	1750	–100	3200	1800	2500	3900	64	145
		12,5																158
		15,5																157
		18,5																165
		21,5																172
		24,5																182
		27,5																192
		30,5																200
		33,5							5100									210
320	32	9,5	0	0	900	11200	5800	500	5200	1200	2330	–500	3400	1800	3100	4700	84	174
		12,5							5500									182
		15,5																189
		18,5																197
		21,5																204
		24,5																214
		27,5																224
		30,5																237
		33,5																249
400	80	15,5	100	0	0	14000	7000	500	5900	1200	2100	100	4300	2300	4000	6000	125	242
		18,5							6200	1300								267
		21,5																282
		24,5																292
		27,5																302
		30,5																312
		33,5																322
500	80	15,5	0	0	0	14000	7000	550	6800	1400	2700	700	5200	2200	3800	6800	175	336
		18,5																346
		21,5																366
		24,5																376
		27,5																386
		30,5								1500								396
		33,5																406

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Додаток 6

Основні розміри козлових кранів [15]

№	Вантажопідйомність т, головн. гак/ допоміжн. гак	$L_к$, м	L_1, м	$B_к$, м	H, м	B_1, м	h, м
1	50/10	10-34	14-40	8	3,7	5	0,5
2	75/20	10-34	14-40	8	3,7	5	1,3
3	100/20	13-34	14-40	8	4	5	1,5
4	125/20	10-34	14-40	8	4	5	1,5
5	150/30	10-34	14-40	8	4,8	5	1,5
6	200/30	10-34	14-40	8	4,8	5	1,5
7	250/30	10-34	14-40	8	5,2	5,5	2,25
8	300/30	9,5-33,5	14-40	8	5,9	6	2,25
9	400/40	9,5-33,5	14-40	8	5,9	6	2,25
10	450/40	15,5-33,5	18-40	8	6,9	6,5	2,25
11	450/50	15,5-33,5	18-40	9,5	7	8	2,25
12	500/50	15,5-33,5	18-40	9,5	7	8	2,25

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Додаток 7

Параметри масляних насосів [16]

Марка насоса	Подача, л/с	Тиск, МПа	Потужність, кВт
3В8/40 ГТ	3,47	4	19
3В16/40 ГТ	6,23	4	33
3В40/40 ГТ	8,9	4	53
3В63/40 ГТ	13,9	4	72
3В80/40 ГТ	17,5	4	100
3В125/40 ГТ	25,0	4	135
3В8/63 ГТ-В	1,5	6,3	14
3В16/40 ГТ-В	3; 6,23	6,3	28; 52
3В40/40 ГТ-В	8,9	6,3	90

Додаток 8

Основні параметри і розміри маслонапірних установок МНУ з номінальним тиском котла $P_к$=40кг/см^2 [23]

Тип МНУ, марка	Об'єм котлів-акумуляторів, $W_к$, м^3	К-ть котлів	$A_{мін}$, м	Котел-акумулятор								Масляний бак						
				Об'єм $W_{1к}$, м^3	H, м	H', м	h, м	D, м	D", м	D"', м	$G_к$, т	B, м	B_1, м	L, м	L_1, м	H_1, м	H'$_1$, м	A, м
МНУ1-1/40	1,0	1	Відстань між котлами в осях при 2-х котлах	1,0	1,98	Відстань від підлоги до верху з'єднув. патрубка	0,35	0,96	0,98	1,3	1,5	1,8	1,97	1,6	1,77	0,9	0,99	1,25
МНУ1,6-1/40	1,6	1		1,6	2,46		0,38	1,04	1,085	1,45	1,7							
МНУ2,5-1/40	2,5	1		2,5	3,1		0,44	1,148	1,2	1,55	2,2	2,2	2,41	1,8	2,01	1,0	1,15	1,42
МНУ4-1/40	4,0	1		4,0	3,47		0,45	1,356	1,4	1,7	3,7							
МНУ5,6-1/40	5,6	1		5,6	3,67		0,50	1,58	1,59	1,8	4,6	2,5	2,74	2,5	2,74	1,14	1,3	1,6
МНУ8-1/40	8,0	1		8,0	3,67		0,58	1,86	1,9	2,4	5,5							
МНУ10-1/40	10,0	1		10,0	3,79		0,65	2,064	2,1	2,65	77,0	2,8	3,04	2,8	3,04	1,46	1,6	1,8
МНУ12,5-1/40	12,5	1		12,5	3,95		0,72	2,28	2,31	2,9	9,0							
МНУ16-2/40	16,0	2	2,4	8,0	3,70	3,59	0,61	1,86	1,9	2,4	11,4	3,0	3,24	3,3	3,54	1,88	2,0	2,0
МНУ20-2/40	20,0	2	2,6	10,0	3,82	3,63	0,675	2,064	2,1	2,65	13,6							
МНУ25-2/40	25,0	2	2,9	12,5	3,97	3,685	0,765	2,28	2,31	2,9	17,8	3,0	3,24	4,0	4,24	,34	2,5	1,9
МНУ30-2/40	30,0	2	3,25	15,0	4,04	3,8	0,82	2,48	2,52	3,25	21,2							

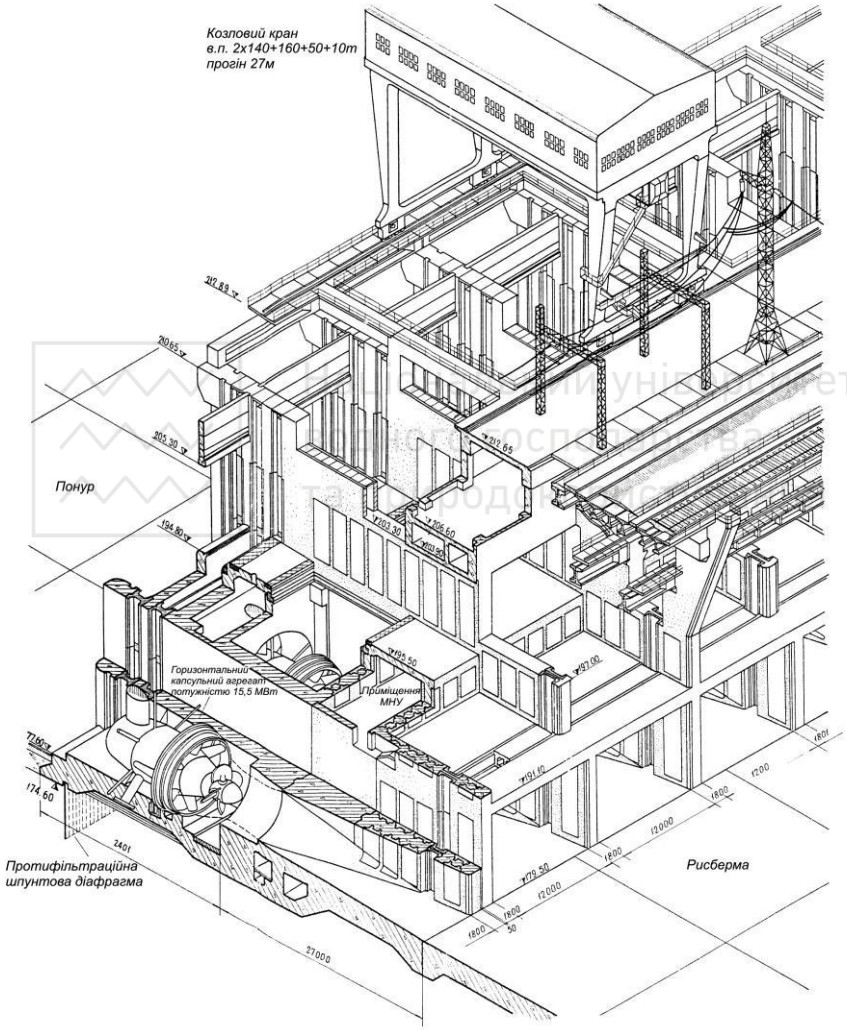
Національний університет водного господарства та природокористування

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Додаток 9

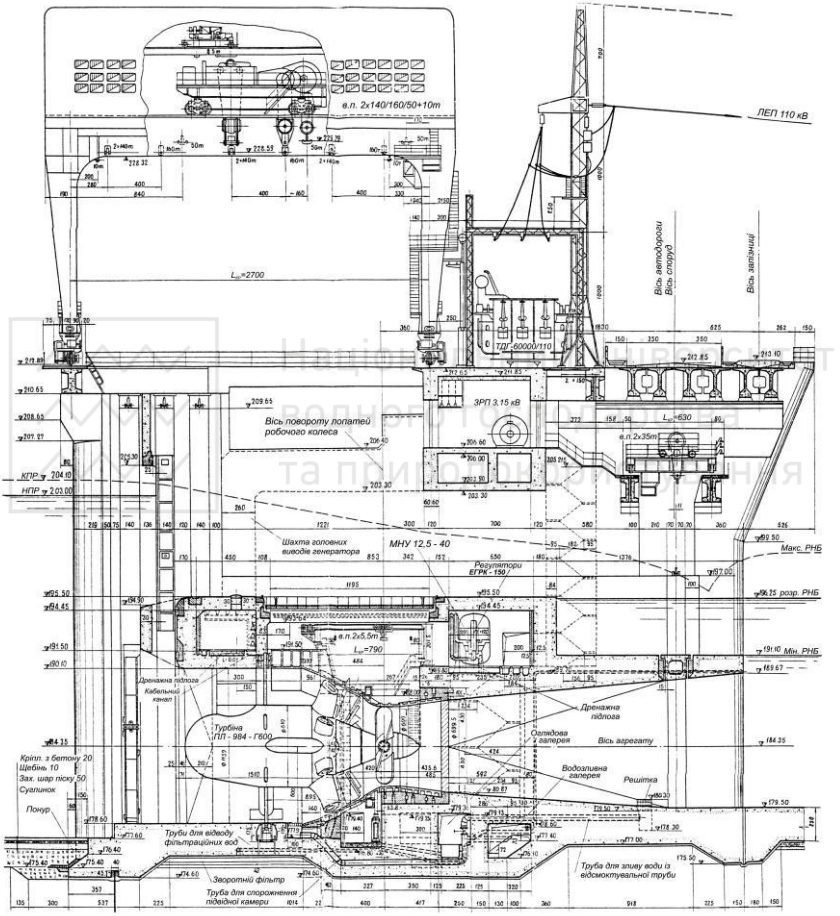
Загальна компоновка агрегатних блоків Київської ГЕС.

9.1. Аксонометричний переріз агрегатного блока.



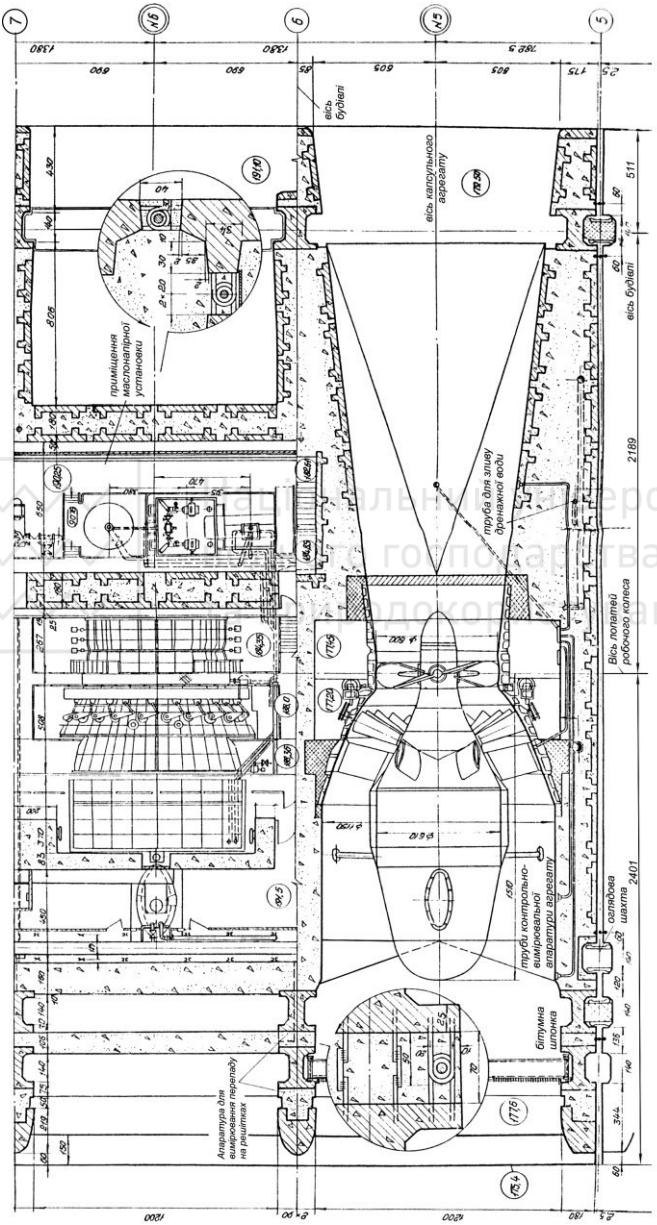
Національний університет
водного господарства
та природокористування

9.2. Поперечний переріз по осі агрегату.



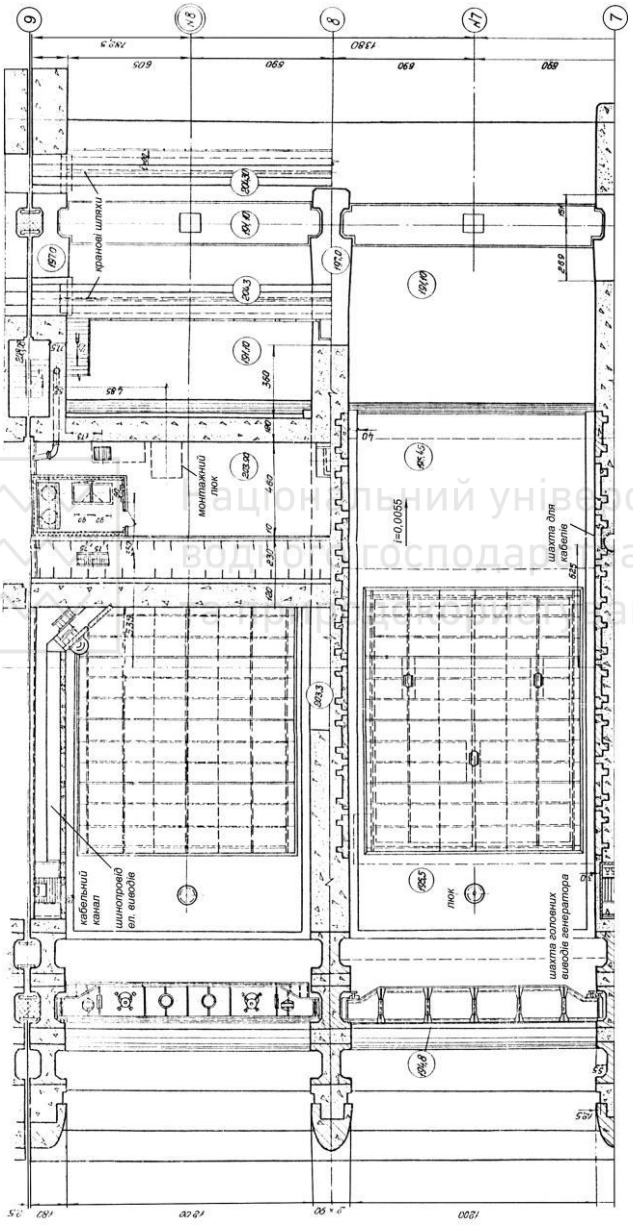
Національний університет
водного господарства
та природокористування

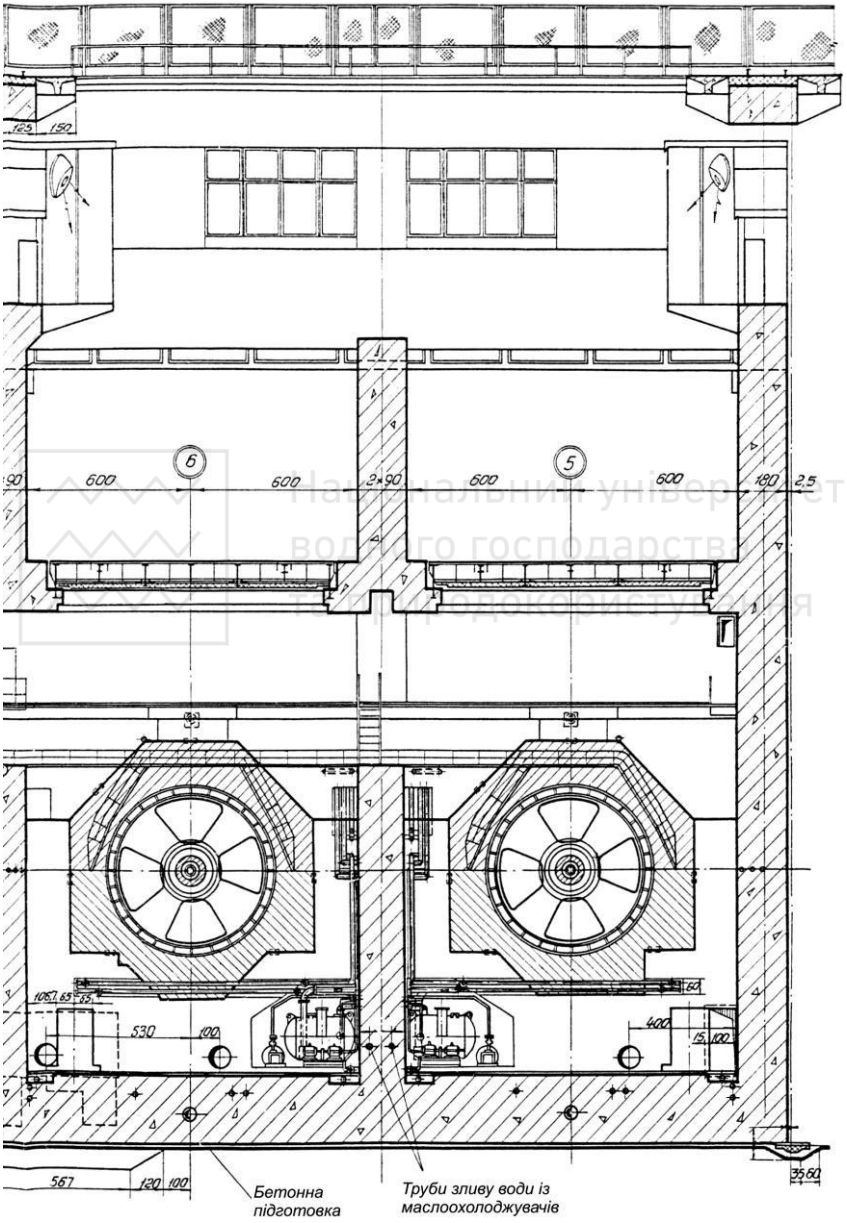
9.3. Плани на відмітках 184,35; 192,0.



Національний університет
водного господарства
та природокористування

9.4. Плани на відмітках 198,0; 204,5.



Національний університет
водного господарства
та природокористування

9.5. Поздовжній переріз по робочим колесам агрегатів №5-6.