



Національний університет
водного господарства
та природокористування

Міністерство освіти і науки України

**Національний університет водного господарства
та природокористування**

**Навчально-науковий інститут водного господарства
та природооблаштування**

**Кафедра гідроенергетики, теплоенергетики
та гідравлічних машин**

01-07-03



Національний університет
водного господарства
та природокористування

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до виконання практичних занять, розрахунково-графічної роботи
та самостійної роботи з дисципліни «Малі гідроелектростанції»
для студентів спеціальності 7.05060201, 8.05060201 „Гідроенергетика”
денної та заочної форм навчання

Рекомендовано до друку
методичною комісією
спеціальності
7.05060201, 8.05060201
“Гідроенергетика”.
Протокол № 1
від 24 вересня 2014 р.

Рівне – 2014



Національний університет
водного господарства
та природокористування

Методичні вказівки до виконання практичних занять, розрахунково-графічної роботи та самостійної роботи з дисципліни „Малі гідроелектростанції” для студентів спеціальності 7.05060201, 8.05060201 “Гідроенергетика” денної та заочної форм навчання / Філіпович Ю. Ю.– Рівне: НУВГП, 2014 р. – 28 с.

Упорядник: Філіпович Ю. Ю. – канд. техн. наук, доцент



Відповідальний за випуск О. А. Рябенко, доктор техн. наук, професор, завідувач кафедри гідроенергетики, теплоенергетики та гідравлічних машин

Національний університет
водного господарства
та природокористування

© Філіпович Ю. Ю., 2014
© НУВГП, 2014



ЗМІСТ

Вступ.....	3
Програма навчальної дисципліни	5
Вихідні дані.....	6
1. Природні умови району гідровузла з малою ГЕС	7
2. Водноенергетичні розрахунки при проектуванні малої ГЕС	8
2.1.Визначення установленної потужності	8
2.2.Визначення розрахункового напору і витрати	11
3. Підбір обладнання малої ГЕС.....	12
3.1. Підбір турбіни.....	12
3.2. Підбір електричного обладнання	13
3.2.1. Підбір гідрогенераторів малої потужності.....	13
3.2.2. Підбір асинхронного двигуна.....	15
3.3 Підбір трансформатора.....	15
3.4. Механічне і вантажопідійомне обладнання.....	16
4. Компонівка будівлі ГЕС.....	19
5. Техніко-економічні розрахунки малої ГЕС.....	25
6. Мала ГЕС альтернативної конструкції.....	26
Технічний паспорт малої ГЕС.....	26
Структура навчальної дисципліни	27
Практичні заняття.....	27
Самостійна робота	28
Література	28

Вступ

Виробництво електроенергії на малих гідроелектростанціях, попри дещо вищу, порівняно з великими ГЕС, собівартість електроенергії дозволяє економити значні обсяги паливно-енергетичних ресурсів. Крім того, малі ГЕС не тільки виробляють електроенергію, вони захищають прилеглі населені пункти від повеней, сприяють їх нормальному водопостачанню, розвитку рибного господарства. Тому мала гідроелектрогенерація набула широкого розвитку у багатьох розвинутих країнах як Європи, так і світу.

В Україні відновлення малої гідроенергетики розпочалось лише на початку нового тисячоліття. Особливо сприяє даній тенденції впровадження в Україні „зеленого” тарифу. Рентабельність генерації і досить швидка окупність проектів (близько 5÷7 років) зацікавила приватного інвестора.

За даними Асоціації «Укргідроенерго», при сприятливих



інвестиційних умовах, в Україні є можливість отримати додатково близько 2000 МВт установлені маневрові потужності на відроджених та знову збудованих малих гідроелектростанціях.

Метою вивчення дисципліни "Малі гідроелектростанції" є формування знань у майбутніх спеціалістів та магістрів спеціальності 7.05060201, 8.050060201 „Гідроенергетика” щодо сучасного стану гідроенергетики, зокрема, з питань енергетичного потенціалу та використання енергії малих річок, методики вивчення стану та потреб енергоринку, проведення водноенергетичних розрахунків при визначенні параметрів малих ГЕС та маркетингових досліджень, складу та компонування споруд, підбору основного та допоміжного гідроенергетичного обладнання та аналіз можливих варіантів компонування, особливостей експлуатації малих ГЕС при їх роботі на енергомережу, або на автономного споживача в умовах тарифікації та сертифікації електроенергії, особливостей економічних та соціальних аспектів експлуатації малих ГЕС. Використовувати сучасні комп'ютерні технології при проектуванні та експлуатації малих ГЕС.

У результаті вивчення даного курсу студент повинен:

знати: сучасний стан паливно-енергетичного комплексу України; кількісну та якісну оцінку поновлювальних (альтернативних) енергетичних ресурсів (зокрема, гідроенергоресурсів малих річок України); призначення та принципи роботи енергетичних систем; види та схеми малих гідроенергетичних установок, їх участь у покритті графіків навантаження енергосистеми при роботі малих ГЕС на енергомережу або на автономного споживача в умовах тарифікації та сертифікації електроенергії; можливі варіанти компонування гідровузлів малих гідроелектростанцій; економічну ефективність та можливості використання малих ГЕС при роботі в умовах „зеленого” тарифу; екологічні та соціальні аспекти і методи захисту навколишнього середовища у процесі експлуатації малих ГЕС.

вміти: використовувати теоретичні знання із основ водноенергетичних розрахунків та виконувати конкурентні розрахунки; визначати гідроенергетичні параметри малих ГЕС із можливими варіантами; визначати установлену потужність малих ГЕС; обґрунтовувати склад та компонування споруд гідровузлів на малих водотоках та параметри гідроенергетичного обладнання і особливості експлуатації, проводити маркетингові дослідження з використання обладнання малих ГЕС провідними виробниками України і світу; виконувати практичні розрахунки режимів роботи та автоматизацію систем управління технологічним процесом за допомогою комп'ютерної техніки.



ПРОГРАМА НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ

ЗМІСТОВИЙ МОДУЛЬ 1

Тема 1. Класифікація та область застосування малих ГЕС

Класифікація ГЕС малої потужності. Оцінка гідроенергоресурсів. Значення гідроенергетики та поняття енергетичного, економічного, технічного та соціального потенціалу малої гідроенергетики в енергетичному балансі України. Схеми використання напірного фронту, що існує (гідромеліоративних, водопостачальних, судноплавних, рибогосподарських та ін.) об'єктів. Пригреблева, дериваційна та комбінована схеми використання напору. Особливості їх використання та експлуатації. Вимоги при проектуванні і будівництві малих ГЕС. Споруди малих ГЕС. Перспективи розвитку.

Тема 2. Водноенергетичні розрахунки

Гідроенергетичні ресурси. Оцінка гідроенергоресурсів. Завдання і вихідні дані при водноенергетичних розрахунках. Методика виконання водноенергетичних розрахунків. Водноенергетичні розрахунки на ЕОМ при визначенні основних параметрів малих ГЕС.

Тема 3. Проектування та розрахунок спеціальних споруд МГЕС

Вибір майданчика для будівництва гідровузла. Рекомендації з вибору типів будівель малих ГЕС. Компонування споруд гідровузла. Споруди енергетичного тракту малих ГЕС. Гідротехнічні споруди малих ГЕС. Проектування і розрахунок спеціальних споруд малих гідровузлів. Принципові схеми малих ГЕС. Загальні принципи архітектурно-будівельного вирішення споруд. Вибір типу будівлі. Основні положення проектування та експлуатації гідротехнічних споруд. Проблеми надійності. Натурні спостереження гідровузлів.

Тема 4. Підбір гідроенергетичного обладнання

Основне та допоміжне обладнання малих ГЕС. Вибір потужності агрегата, системи і типорозміру турбіни. Маркетингові дослідження сучасного стану виробників та споживачів обладнання. Гідрогенератори малих ГЕС. Системи регулювання гідроагрегатів. Електротехнічне обладнання. Транспортування електроенергії. Особливості роботи малих ГЕС на енергомережу та автономних споживачів в умовах тарифікації електроенергії. Основні принципи управління і автоматизації малих ГЕС. Ефективне використання енергії. Механічне, вантажопідйомне і допоміжне обладнання малих ГЕС.



Тема 5. Будівництво і експлуатація малих ГЕС

Монтажні і налагоджувальні роботи. Передпускові роботи і підготовка генератора до пуску. Особливості роботи малих ГЕС на енергосистему. Охорона праці під час експлуатації. Вимоги до експлуатації. Задачі експлуатації малих ГЕС. Організація експлуатації гідротехнічних споруд. Особливості їх експлуатації. Екологічні аспекти роботи гідровузлів з малими ГЕС.

Навчальним планом та програмою дисципліни “Малі гідроелектростанції” передбачено розрахунково-графічну роботу для студентів денної форми навчання (індивідуальне завдання – для студентів заочної форми навчання), що має метою закріплення теоретичних знань і розвивання навичок із вирішення практичних задач з водноенергетичних розрахунків малих ГЕС, розрахунків регулювання природного стоку річки та параметрів водосховища, визначення основних параметрів основного та допоміжного обладнання малих гідроелектростанцій, компонування будівлі малої ГЕС, а також техніко-економічних розрахунків параметрів малої ГЕС в умовах „зеленого” тарифу.

Обсяг розрахунково-графічної (індивідуальної) роботи – 20÷25 сторінок з необхідними схематичними кресленнями і графіками.

Кількість годин на індивідуальну роботу студента – 12 год.

Вихідні дані

Вихідними даними для виконання розрахунково-графічної роботи з дисципліни „Малі гідроелектростанції” є:

1. Район створу малої ГЕС.
2. Гідрограф стоку річки $Q=f(t)$.
3. Нормальний підпертий рівень \downarrow НПР.
4. Крива залежності $Z_{НБ}=f(Q)$.



1. Природні умови району гідровузла з малою ГЕС

1.1. Фізико-географічні умови району гідровузла

Наводиться короткий опис області та району будівництва гідровузла; описуються загальні відомості про річку; топографо-геодезична вивченість району будівництва; топографо-геодезичне обґрунтування проекту; додаткові геодезичні роботи в період будівництва і експлуатації об'єкта.

1.2. Інженерно-геологічні умови

Описується геологічна вивченість району будівництва і ділянки обраного створу; коротка геологічна характеристика району будівництва об'єкта; інженерно-геологічна характеристика та сейсмологічні умови ділянки будівництва; інженерно-геологічні умови будівництва і експлуатації основних споруд; інженерно-геологічні умови розміщення підсобно-допоміжних споруд; інженерно-геологічні умови водосховища; інженерно-геологічні умови споруд інженерного захисту; місцеві будівельні матеріали; інженерно-геологічне обслуговування будівництва і експлуатації гідротехнічних споруд.

1.3. Гідрологічні умови

Наводяться гідрологічні і метеорологічні характеристики річки; твердий стік і руслові процеси; зимовий режим; гідрометеорологічне обслуговування будівництва та експлуатації.

1.4. Кліматичні умови

Описується клімат району гідровузла з малою ГЕС; річна сума опадів; кількість днів із сніговим покривом; середня з найбільших за зиму висот снігу; середня глибина промерзання ґрунтів; переважаючі напрямки вітру тощо.

1.5. Господарські умови району будівництва

Наводиться коротка характеристика основних споруд об'єкта; схема зведення споруд; схема пропуску витрат річки у будівельний період і споруди для відведення річки; водовідлив і водопониження.

Описується транспортна схема району; організація перевезень; перевезення великогабаритного і великовагового обладнання; будівництво та експлуатація під'їзних і внутрішньомайданчикових доріг на період будівництва.

Інженерне забезпечення будівництва гідровузла: електропостачання; водопостачання і водовідведення; тепло- і повітряпостачання; зв'язок.



Обґрунтування компоновочних рішень будівельного генерального плану, розміщення об'єктів виробничої бази і транспортних комунікацій; забезпечення будівництва нерудними сортованими будівельними матеріалами. Потреба у матеріалах, баланс, технічні вимоги на нерудні матеріали, схема забезпечення будівництва нерудними матеріалами; основні техніко-економічні показники виробничої бази будівництва; організація робіт у підготовчий період; організаційна структура будівництва (генподрядная організація і спеціалізовані субпідрядні організації).

2. Водноенергетичні розрахунки при проектуванні малої ГЕС

2.1. Визначення установленної потужності

Порядок виконання:

1. За вихідними даними будуюмо гідрограф стоку річки $Q=f(t)$ і криву рівнів води у нижньому б'єфі $Z_{НБ}=f(Q)$ /рис. 2.1 і 2.2/.
2. Будуюмо графік рівня води у верхньому б'єфі $Z_{ВБ}=f(t)$ /рис. 2.3/. Враховуючи, що річка працює на побутовому стоці, рівень води у водосховищі приймаємо рівним $\downarrow НПР=\downarrow ВБ=\text{const}$.
3. Будуюмо графік коливання води в нижньому б'єфі $Z_{НБ}=f(t)$ /рис. 2.4/.
4. Будуюмо графіки напорів (статичного $H_{СТ}=f(t)$ та корисного $H_{н}=f(t)$) /рис. 2.5/.

Статичний напір рівний

$$H_{СТ}=Z_{ВБ}-Z_{НБ}, \text{ м}, \quad (1)$$

де $Z_{ВБ}$ – рівень води у верхньому б'єфі, м; $Z_{НБ}$ – рівень води у нижньому б'єфі, м.

Напір нетто (корисний) рівний

$$H_{н}=k \cdot H_{СТ}, \text{ м}, \quad (2)$$

де k – коефіцієнт втрат напору, у випадку греблевих малих ГЕС приймається $k=0,95 \div 0,98$.

5. Будуюмо графік середньодобової потужності ГЕС $N=f(t)$ /рис. 2.6/.

Середньодобова потужність визначається за формулою

$$N=k_I \cdot Q \cdot H_{н}, \text{ кВт}, \quad (3)$$

де $k_I=9,81 \cdot \eta_T \cdot \eta_G \cdot \eta_{пер}$, приймається $k_I=8,0 \div 8,5$; η_T , η_G , $\eta_{пер}$ – коефіцієнти корисної дії, відповідно, турбіни, генератора, механічної передачі; Q – середньодобова витрата ГЕС, $\text{м}^3/\text{с}$.

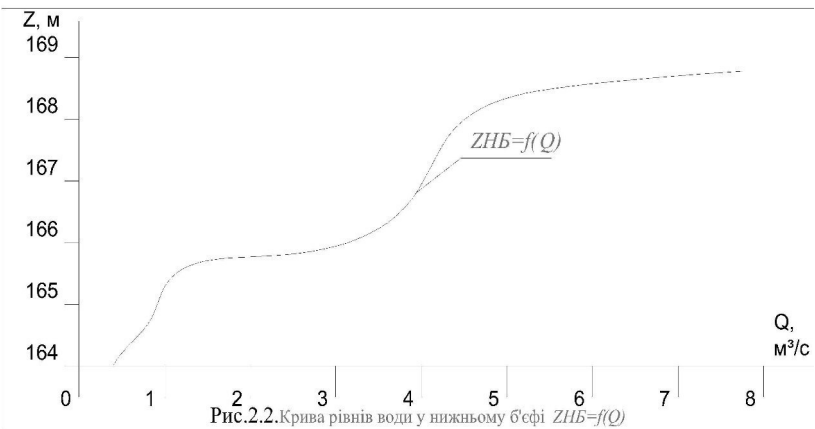
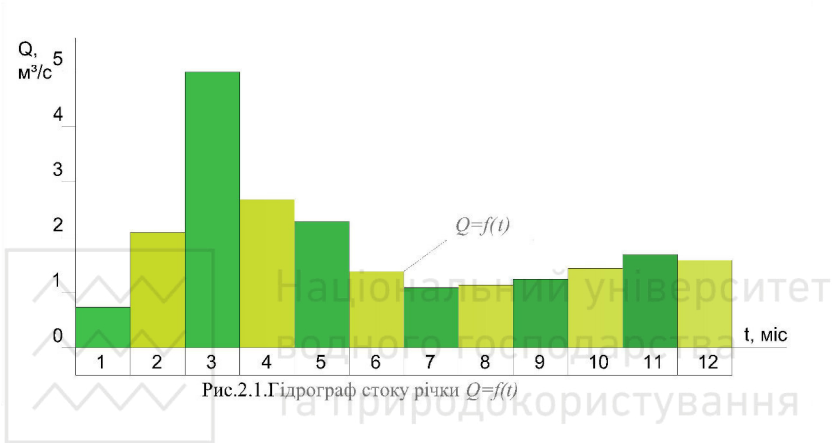
6. Будуюмо графік забезпеченості середньодобової потужності $N=f(P)$ /рис. 2.7/, і задаючись її забезпеченістю для малої ГЕС $P=50 \div 75 \%$, визначаємо установлену потужність.



$$P = \frac{n}{12} \cdot 100\%, \quad (4)$$

де n – кількість місяців, скільки виробляється енергія N_i ; 12 – кількість місяців інтервалу регулювання (у нашому випадку – 1 рік=12 місяців).

Задаючись забезпеченістю середньодобової потужності для малої ГЕС, що становить $P=50\%$, визначаємо установлену потужність малої ГЕС N_y , кВт.



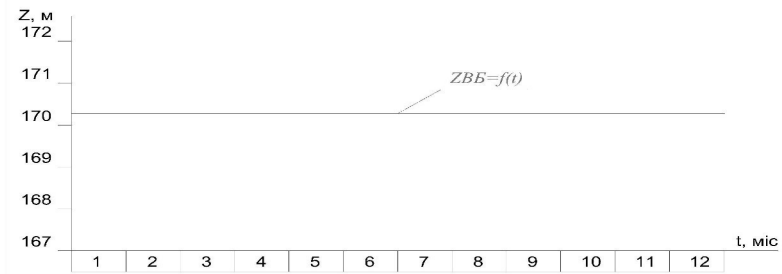


Рис.2.3. Графік рівня води у верхньому б'єсі $ZBB=f(t)$

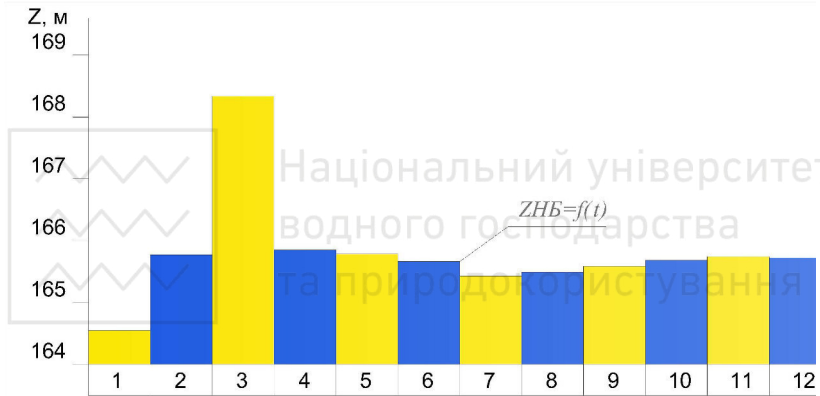


Рис.2.4. Графік коливання води в нижньому б'єсі $ZHB=f(t)$

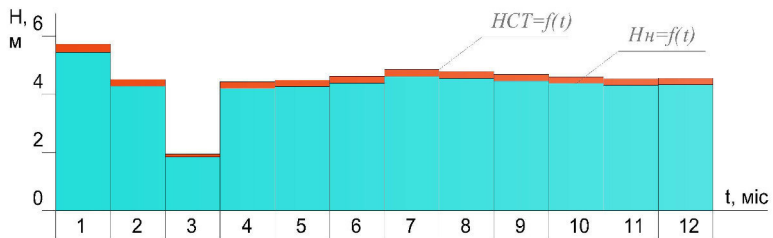


Рис.2.5. Графіки напорів (статичного $HCT=f(t)$ та корисного $Hн=f(t)$)

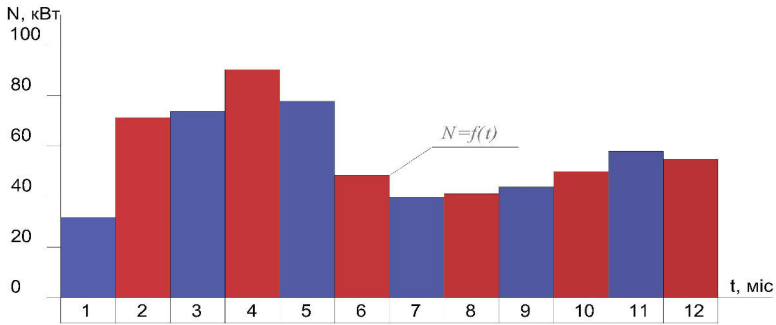


Рис.2.6.Графік середньодобової потужності ГЕС $N=f(t)$

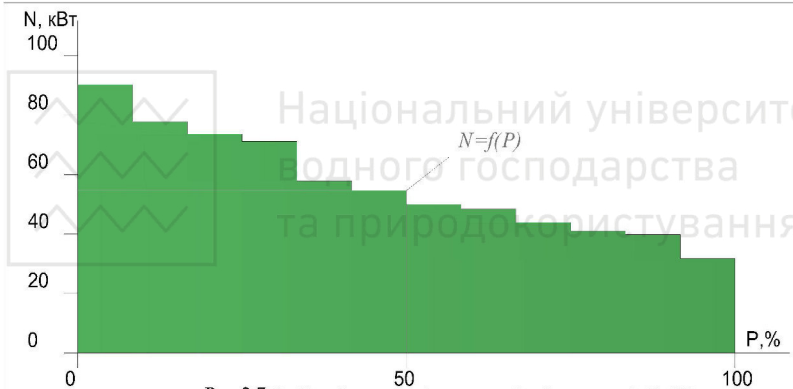


Рис.2.7.Графік забезпеченості середньодобової потужності $N=f(P)$

2.2.Визначення розрахункового напору і витрати

Визначаємо середньозважений розрахунковий напір, м:

$$H_p = \frac{\sum N_i \cdot H_i \cdot t_i}{\sum N_i \cdot t_i}, \quad (5)$$

де N_i – середньодобова потужність i -го місяця, кВт; H_i – корисний напір нетто i -го місяця, м; t_i – тривалість i -го місяця, с:

при тривалості місяця 31 день – $t_i=2768400$ с;

при тривалості місяця 30 днів – $t_i=2592000$ с;

при тривалості місяця 28 днів – $t_i=2419200$ с.

Із формули потужності $N=k_1 \cdot Q \cdot H_{нв}$, визначаємо витрату на ГЕС, м³/с:

$$Q_{ГЕС} = \frac{N_y}{k_1 \cdot H_p}, \quad (6)$$

де k_1 – коефіцієнт, приймається $k_1=8,0 \div 8,5$.



3. Підбір обладнання малої ГЕС

3.1. Підбір турбіни

Турбіну приймаємо за значеннями розрахункового напору H_p та розрахункової витрати агрегату Q_a

$$Q_a = \frac{Q_{ГЕС}}{z}, \quad (7)$$

де z – кількість агрегатів малої ГЕС, попередньо приймається $z=2\div3$ шт, а у випадку, якщо витрата агрегату Q_a не потрапляє в область застосування турбін, кількість агрегатів z збільшується.

За частковими графіком області застосування турбін (додаток 1) приймаємо гідроагрегат марки МГА із такими параметрами: максимальна потужність, N_a , кВт; максимальний напір, $H_{макс}$, м; діаметр робочого колеса, D_l , м; кількість обертів, n , об/хв; маса гідроагрегата, m_a , кг.

Потужність турбіни становить

$$N_T = 9,81 \cdot Q_a \cdot H_p \cdot \eta_T, \quad \text{кВт}, \quad (8)$$

де $\eta_T=0,9\div0,92$ – к.к.д. турбіни.

Визначаємо коефіцієнт швидкохідності турбіни, об/хв.:

$$n_s = n \cdot N_T^{0,5} \cdot H_p^{-1,25}, \quad (9)$$

де n – кількість обертів турбіни (із параметрів підбраного гідроагрегата), об/хв.

Приведена витрата гідроагрегата, m^3/c , визначається

$$Q'_l = Q_a \cdot D_l^{-2} \cdot H_p^{-0,5}, \quad (10)$$

де D_l – діаметр робочого колеса вибраної турбіни, м.

Уточнюємо діаметр колеса турбіни, м:

$$D_l = N_T^{0,5} \cdot (Q'_l)^{-0,5} \cdot H_p^{-1,5} \cdot \eta_T^{-0,5}, \quad (11)$$

Ряд діаметрів малих і середніх турбін має такий вигляд: 35, 50, 60, 71, 84, 100, 120, 140, 160, 180, 200, 225, 250, 280 см.

Приймаємо стандартне значення робочого колеса D_l , см.

Складаємо схему гідроагрегата (рис. 3.1).

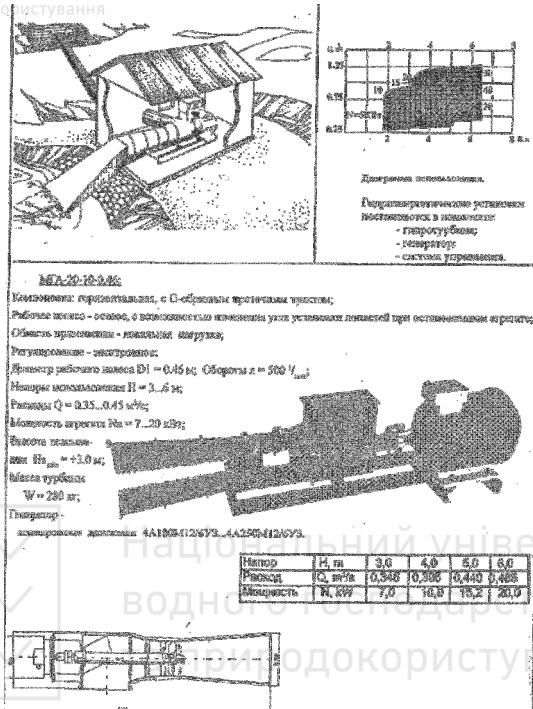


Рис.3.1. Турбіна МГА-20-10-0,46

3.2. Підбір електричного обладнання

3.2.1. Підбір гідрогенераторів малої потужності

На малих ГЕС можуть застосовуватись генератори змінного або постійного струму.

Визначаємо потужність генератора N_G , кВт:

$$N_G = N_T \cdot \eta_G \cdot \eta_{пер} \quad (12)$$

де η_G – к.к.д. генератора, який становить $0,97 \div 0,98$; $\eta_{пер}$ – коефіцієнт корисної дії механічної передачі, який рівний $0,95 \div 0,97$.

За таблицями додатку 2 за відомим N_G , кВт, підбираємо генератор малої потужності марки ... із такими параметрами: потужність N_G , кВт; кількість обертів n_G , об/хв.; напруга U , В; маса m , кг.

Допустима лінійна швидкість при розгінній частоті обертів гідротурбіни $(1,6 \div 2,2) \cdot n_c$ (при $n_c = n_T$) приймається рівною $160 \div 180$ м/с (для сталей, що застосовуються на даний час), тоді



$$D_i = \frac{160 \div 180}{\pi \cdot n_c} \cdot M \quad (13)$$

Стандартні діаметри розточки статора D_i : 250, 325, 425, 550, 650, 750, 900, 1000, 1100, 1250, 1400 см.

Приймаємо стандартне значення D_i , см.
Довжина активної сталі

$$l_a = \frac{N_f \cdot 10^3}{c \cdot D_i^2 \cdot n_c \cdot \cos \varphi} \quad (14)$$

де $\cos \varphi = 0,8 \div 0,85$ – коефіцієнт потужності; c – коефіцієнт використання активних матеріалів, $c = 5 \div 7$ – для генераторів з повітряним охолодженням, $c = 11 \div 13$ – для генераторів з повітряним охолодженням.

Стандартні значення довжини активної сталі l_a рівні: 33, 36, 40, 45, 50, 55, 60, 67, 75, 82, 90, 100, 110, 122, 135, 150, 165, 182, 200, 220, 245, 270, 300 см.

Приймаємо стандартне значення l_a , см.

При обчисленні D_i та l_a визначаємо розміри гідрогенератора:

діаметр корпусу генератора $D_K = 1,1 \cdot D_i + 75$, см;

діаметр шахти генератора $D_{Ш.Г} = D_K + 150$, см;

висота генератора $h = l_a + 100$, см;

діаметр шахти турбіни $D_{Ш.Т} = 1,4 \cdot D_i$, см.

За розмірами генератора складаємо його схему (рис. 3.2).

Якщо частота обертів генератора n_G , що є найбільш економічною у конструкції генератора, може бути не рівною частоті обертів турбіни n_T , то з'єднання турбіни з генератором здійснюється за допомогою механічного конічного редуктора, що має к.к.д. передачі $\eta_{пер} = 0,95 \div 0,97$ і передаточне число $i > 10$.

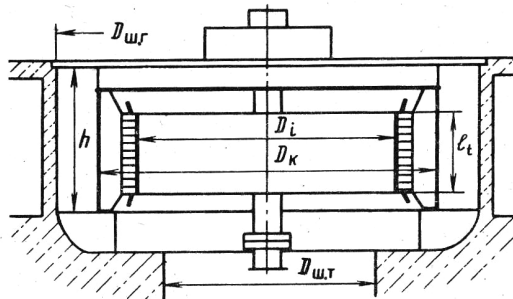


Рис. 3.2. Схема гідрогенератора
М 1:50 (100)

У цьому варіанті потужність ГЕС рівна

$$N_{ГЕС}^F = z \cdot N_G, \text{ кВт.} \quad (15)$$



3.2.2. Підбір асинхронного двигуна

Оскільки генератори малої потужності у промисловості майже не виготовляються, то в якості генератора може бути застосований асинхронний горизонтальний двигун необхідної потужності. За додатком 3 при N_G , кВт, вибираємо двигун марки ..., і виписуємо його параметри: синхронна швидкість $n_{\text{об}}$, об/хв; потужність, $N_{\text{об}}$, кВт; к.к.д. – $\eta_{\text{об}}$; $\cos \varphi$; номінальна частота обертів n_n , об/хв.

Складаємо схему асинхронного двигуна (рис. 3.3).

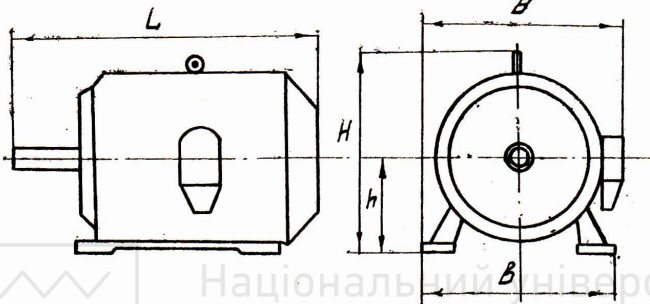


Рис. 3.3. Схема асинхронного двигуна
М 1:50 (100)

Якщо частота обертів двигуна $n_{\text{об}}$, не рівна частоті обертів турбіни n_T , то з'єднання турбіни з генератором здійснюється за допомогою механічного конічного редуктора, що має к.к.д. передачі $\eta_{\text{пер}}=0,95\div 0,97$ і передаточне число $i>10$.

Потужність ГЕС в цьому випадку

$$N_{\text{ГЕС}}^{\text{об}} = z \cdot N_{\text{об}}, \text{ кВт.} \quad (16)$$

Остаточно приймається більша із потужностей ГЕС ($N_{\text{ГЕС}}^f$ або $N_{\text{ГЕС}}^{\text{об}}$), і, відповідно, у якості електричного обладнання – остаточно приймається гідрогенератор або асинхронний двигун.

3.3. Підбір трансформатора

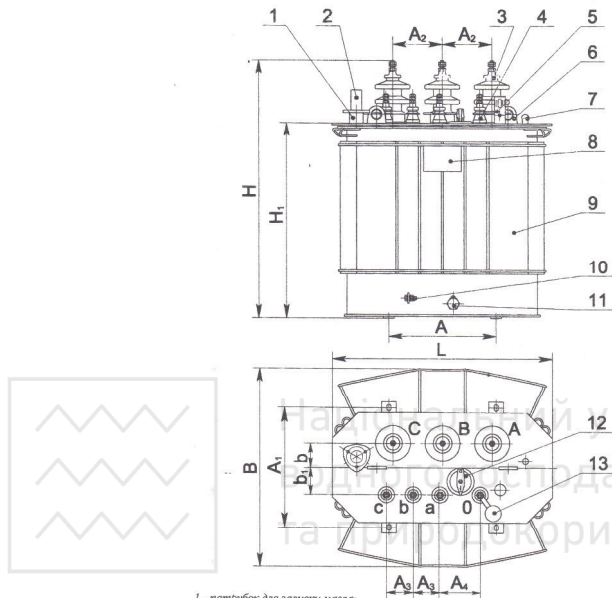
Трансформатор підбирається за необхідною потужністю, кВт·А:

$$S_{\text{мп}} = \frac{z_{\Gamma} \cdot N_{\Gamma 0}}{\cos \varphi}, \quad (17)$$

де $\cos \varphi=0,8\div 0,85$ – коефіцієнт потужності; z_{Γ} – кількість агрегатів малої ГЕС, шт; $N_{\Gamma 0}$ – потужність прийнятого генератора або асинхронного двигуна, кВт.



За додатками 4 приймаємо марку трансформатора ... з такими параметрами: $L=...$ мм, $B=...$ мм, $H=...$ мм, $H_f=...$ мм, $A=...$ мм, $A_1=...$ мм, $A_2=...$ мм, $A_3=...$ мм, $A_4=...$ мм, $b=...$ мм, $b_1=...$ мм, $m_{сл}=...$ кг, $m_{повн}=...$ кг. Складаємо схему трансформатора (рис. 3.4).



- 1 - патрубок для заливки масла;
- 2 - предохранительный клапан;
- 3 - ввод ВН;
- 4 - ввод НН;
- 5 - маслоказатель;
- 6 - серва для подъема трансформатора;
- 7 - гильза термометра;
- 8 - табличка;
- 9 - баг;
- 10 - зажим заземления;
- 11 - пробка сливная;
- 12 - переключатель;
- 13 - пробной предохранитель (устанавливается по заказу потребителя).

Рис. 3.4. Трансформатор ТМГ марки ...

3.4. Механічне і вантажопідйомне обладнання

Водоприймач обладнується плоскими ковзаючими затворами, що складаються із окремо складених балок. Затвори обслуговуються гвинтовим підйомачем. У якості основного монтажного крану приймаємо підвісний однобалковий кран.

За вагою найважчого обладнання (гідроагрегата, або гідрогенератора або асинхронного двигуна) за табл. 3.1 приймаємо однобалковий кран, і визначаємо його вантажопідйомність та основні параметри.



Таблиця 3.1

Параметри однобалкових ручних кранів вантажопідйомністю 0,5÷5 т

Вантажопідйомність крана, т	Проліт L_K , м	H , мм	h , мм	L_1 , мм	Номер профіля шляху
0,5	3,6-9,3	690	220	150	18 м; 24 м; 30 м
	10,2-11,4	730	280		
1,0	3,6-6,6	690	220	150	18 м; 24 м; 30 м
	7,2-11,4	780	280		
2,0	3,6-7,2	1020	280	200	24 м; 30 м; 36 м; 45 м
	8,1-11,4	1080	340		
3,2	3,6-5,7	1020	280	200	24 м; 30 м; 36 м; 45 м
	6,6-9,3	1080	340		
	10,2-11,4	1110	400		
5,0	3,6-5,7	1240	340	220	30 м; 36 м; 45 м
	6,6-9,3	1270	400		
	10,2-10,8	1316	440		

Складаємо схему однобалкового крана (рис. 3.5).

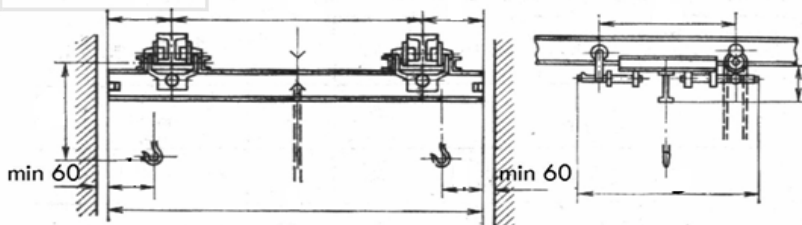


Рис. 3.5. Однобалковий кран з ручним приводом
М 1:50 (100)

Електрична таль вибирається за табл. 3.2. за вагою допоміжного обладнання

$$G_{\text{доп.об}} = (0,1 \dots 0,15) \cdot G_{\text{за}} \quad (18)$$

де $G_{\text{за}}$ – вага гідроагрегата, т.

Вибираємо електричну таль марки ... і визначаємо її параметри.



Таблиця 3.2

Параметри електричних канатних талей вантажопідйомністю 0,5÷5 т

Тип талі	Вантажопід- йомність, т	Висота підйому м	Швидкість м/хв		Номер профіля шляху	Маса талі, кг
			підйому	пересування		
TE050-611	0,5	3	8	20; 32	18 м; 24 м	100
TE100-611		4			18 м; 24 м;	190
TE100-621	9	30 м; 36 м			210	
TE200-611	3	24 м; 30 м;			300	
TE200-621	2,0	6		40	36 м	330
TE320-611		3		20; 32	30 м; 36 м;	495
TE320-621	6	45 м				535
TE500-611	5,0	3			20; 32	30 м; 36 м;
TE500-621		6	45 м			

Таблиця 3.3

Розміри електричних канатних талей вантажопідйомністю 0,5÷5 т, мм

Тип талі	b	H	H_1	L	L_1	l	l_1
TE 050-611	450	470	2400	560	735	310	310
TE 100-611	325	530	3400	655	790	330	360
TE 100-621			8400	870		440	
TE 200-611	370	680	2500	800	900	400	450
TE 200-621			5500	1020		500	
TE 320-611	390	800	2700	915	1055	480	500
TE 320-621			5700	1145		600	
TE 500-611	400	840	2700	1040	1150	530	600
TE 500-621			5700	1240		630	

Управління електричними таями виконується або з кабіни, або з підлоги – кабелем, оснащеним кнопочною коробкою для пуску і зупинки електродвигунів (рис. 3.6).

Для перевезення невеликих деталей та обладнання за додатками 5 приймаємо **ручний візок** марки... з параметрами.

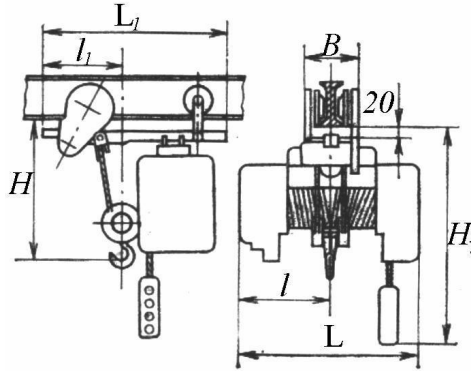


Рис. 3.6. Електрична таль
М 1:50 (100)

4. Компонівка будівлі ГЕС

Приймаємо будівлю з відкритою турбінною камерою і гідроагрегатом типу МГА.

Турбінні камери будівель з конічними вигнутими відсмоктувальними трубами при однакових діаметрах робочих коліс D_1 мають однакові розміри. Площа поперечного перерізу камери, m^2

$$F_K = \frac{Q_a}{v_{cp}}, \quad (19)$$

де Q_a – максимальна витрата, що пропускається через турбіну, m^3/s ; $v_{cp} = 1 \div 1,2$ м/с – рекомендована середня швидкість води на сміттєзатримуючих решітках.

Глибина води в турбінній камері h_K визначається сумою:

$$h_K = h_0 + h_{кр} + \Delta BB, \text{ м}, \quad (20)$$

де h_0 – максимальне перевищення кришки турбіни над дном турбінної камери. Залежно від типу турбіни h_0 рівне у осевих турбін $(0,6 \div 0,85) \cdot D_1$, і у радіально-осевих $(0,85 \div 1,0) \cdot D_1$; $h_{кр}$ – заглиблення кришки турбіни під мінімальний рівень води у камері, визначається виходячи з умови неприпустимості засмокування повітря у робоче колесо турбіни (з досвіду експлуатації виходить, що $h_{кр} = (1,0 \div 1,8) \cdot D_1$ збільшуючись із зменшенням D_1); ΔBB – коливання рівня води у верхньому б'єфі.

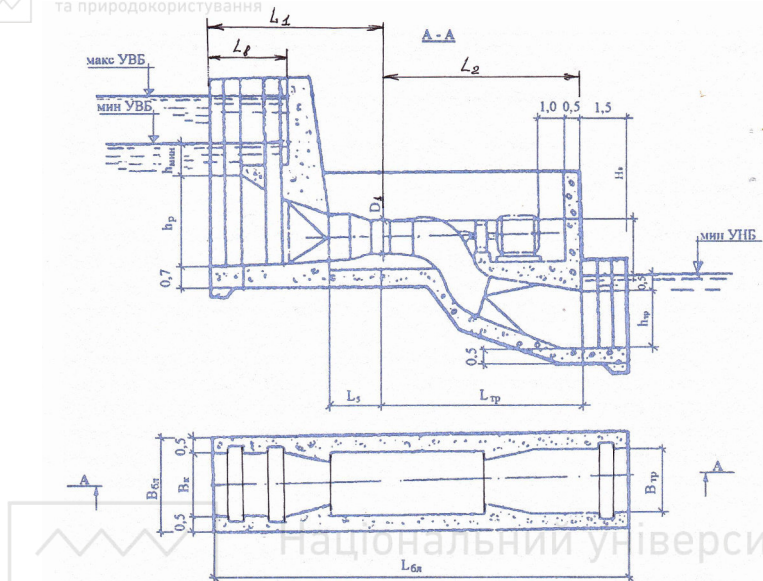


Рис. 4.1. Будівля руслової ГЕС з трубним гідроагрегатом, горизонтальною освоюю турбіною і S-подібною відсмоктувальною трубою

Основні розміри будівлі ГЕС

$h_{\min}=0,5 \text{ м}$	$h_p = \frac{F_K}{B_K}$	$L_2 = \frac{B_K}{2}$
$L_3=(1,5 \div 3,0) \cdot D_1$	$F_K = \frac{Q \cdot a}{v_{cp}}$	L_B – довжина водоприймача, визначається графічно
$L_4=(5,0 \div 6,0) \cdot D_1$	$h_{mp}=(1,5 \div 2,0) \cdot D_1$	$L_1=L_2+2,0 \text{ м}$
$L_{mp}=(6,0 \div 8,0) \cdot D_1$	$B_{\text{бл}}=B_K+2 \cdot a$	$L_{\text{бл}}=L_B+L_3+L_{mp}$
$B_{mp}=(2,5 \div 3,0) \cdot D_1$	$a=0,5 \text{ м}$ - запас	$L_{\text{ГЕС}}=z \cdot B_{\text{бл}}+L_{\text{МП}}$
$B_K=B_{mp}$	$L_5=L_3$	$L_{\text{МП}}=(1,1 \div 1,5) \cdot B_{\text{бл}}$

Площа поперечного перерізу турбінної камери, необхідна для пропуску витрати Q_a , може бути уточнена, оскільки вона повинна також дорівнювати:

$$F_K = h_K \cdot B_K \quad (21)$$

де $B_K=(2,5 \div 3,0) \cdot D_1$ – ширина турбінної камери, що забезпечує достатньо рівномірне підведення води до агрегату.



Висота турбінної камери h_{mk} для запобігання її захлюстування хвилею повинна перевищувати глибину h_K на $0,5 \div 1,0$ м.

Відстань від входу у водоприймальну частину камери до осі турбіни з урахуванням розміщення пазів сміттєзатримуючої решітки, аварійно-ремонтного затвора і обслуговуючого їх механізму приймається рівною $L_1 = L_2 + 2,0$ м, де $L_2 = \frac{B_K}{2}$.

Прямі в плані кути турбінної камери потрібно округляти, що виявляється доцільним при використанні швидкохідних осевих турбін. Консольна ділянка верхнього перекриття з боку нижнього б'єфу завдовжки $1 \div 2$ м виконується із урахуванням необхідності розміщення генератора.

Будівля ГЕС, в якій установлюються турбіни і генератори, являється монолітною спорудою, оскільки її довжина складає $L_{ГЕС} = z \cdot B_{от} + L_{МП}$.

Деформаційний шов встановлюється між агрегатним блоком і монтажною площадкою. Товщина фундаментної плити і всіх несучих монолітних конструкцій складає $t = 0,5$ м. Низ будівельних конструкцій розміщується на відмітці \downarrow НБК.

Відмітка підлоги верхньої камери \downarrow ВК. Відмітка підлоги машинного залу визначається конструктивно і складає \downarrow ПМЗ.

Відвідні канали від кожної турбіни із розмірами ..., вхідні перерізи яких знаходяться безпосередньо під турбінами і служать для відводу витрат ГЕС. В кінці відвідних каналів є ремонтні затвори, що розміщені у биках, що виступають від будівлі ГЕС в сторону відвідного каналу.

По верху биків влаштований пішохідний перехід із огороженням, спуск на який здійснюється зі сторони монтажної площадки вертикальною драбиною. Ремонтні затвори підіймаються та опускаються електричною таллю, що влаштована у стіні будівлі ГЕС. Направляючі швелери у биках для ремонтних затворів мають ширину $0,12$ м, а затвор товщиною $0,1$ м. Відмітка будівельних конструкцій биків розміщена на відмітці $\downarrow \dots$ м.

Всі розміри підводної частини ГЕС приймаються конструктивно у процесі проектування.

Надводна частина будівлі ГЕС проектується, виходячи із розмірів турбін, генераторів та безпечних відстаней від деталей агрегатів, що обертаються, що приймається $1,2$ м.

Довжина будівлі ГЕС буде рівна сумі розмірів ширин блоків, биків та монтажної площадки, що в сумі складає ... м. Ширина будівлі ГЕС визначається конструктивно, виходячи із стандартної довжини панелі перекриття і довжини крану. Панель перекриття має стандартну



довжину 6 м та ширину 1,5 м. Однобалковий кран підвісний вантажопідйомністю ... т має довжину ... м і ширину ... м.

Таким чином враховуючи, що панель спирається з кожної сторони на стіни будівлі ГЕС по 0,25 м, то ширина будівлі складає ... м, що задовільняє умовам зручного пересування персоналу та обладнання.

Висоту будівлі ГЕС визначаємо із урахуванням підкранового габариту, відмітки підлоги монтажної площадки і під'їзду до неї транспорту, висоти крана і зручного монтажу підкранових шляхів: $\downarrow ВБК = \dots$ м.

Розміри споруд ГЕС як правило виражаються в долях від діаметру робочого колеса турбіни. Нижче приведені орієнтовні розміри елементів конструкції споруд малих ГЕС.

Основні розміри будівлі ГЕС із відкритими турбінами див. рис. 4.2.

Ширина турбінної камери $B_K = (2,5 \div 3) \cdot D_1$, м.

Висота турбінної камери $h_{mk} = h_{кр} + h_0 + a$, м,

де $h_{кр}$ – критичне мінімальне заглиблення кришки турбіни під рівень води у камері: $h_{кр} = (0,5 \div 0,9) \cdot D_1$, м;

h_0 – перевищення кришки турбіни над дном турбінної камери:

$$h_0 = (0,6 \div 1,2) \cdot D_1, \text{ м.}$$

Відстань від входу у водоприймач до осі турбіни приймається із урахуванням розміщення пазів, затворів та решіток: $L_1 = L_2 + 2,0$ м, м,

$$L_2 = \frac{B_K}{2}$$

Висота відсмоктувальної труби з прямою віссю: $h_1 = (2 \div 4) \cdot D_1$, м.

Діаметр вхідного перерізу відсмоктувальної труби: $D_2 = 1,8 \cdot D_1$, м.

Ширина нижньої камери: $B_{нк} = (2 \div 3) \cdot D_1$, м.

Висота нижньої камери: $h_{нк} = h_1 + h_{\min} + \nabla НБ$, м.

де $h_{\min} = (0,3 \dots 0,5)$ м – мінімальне заглиблення вихідного отвору відсмоктувальної труби під мінімальний рівень у НБ; $\Delta НБ$ – коливання рівнів у верхньому б'єфі: $\Delta НБ = \nabla НБ_{\max} - \nabla НБ_{\min}$, м.

Відстань від осі турбіни до стінки нижньої камери: $L_3 = (1,5 \div 3) \cdot D_1$, м.

Відстань від осі турбіни до виходу з нижньої камери:

$$L_4 = (5,0 \div 6,0) \cdot D_1.$$

Граничний питомий об'єм бетону в надводній частині агрегатного блоку складає приблизно $1,3 \text{ м}^3/\text{кВт}$.

Монтажна площадка розташовується на $\downarrow \dots$ м. Підкрановий габарит від підлоги монтажної площадки за Рекомендаціями знаходиться на відстані 3 м: $\downarrow КК = \downarrow ПМП + 3$ м.

Висота підібраного крану у роботі складає ... м.

Для монтажу підкранових шляхів і зручної експлуатації крану, приймаємо відстань між плитами та підкрановими шляхами рівною



$t_{\text{міл}} = 0,1$ м. Плити перекриття влаштуємо з похилом $i=0,05$ для стоку води. Зліва від будівлі ГЕС за агрегатною частиною знаходиться монтажна площадка, яка розміщена на відмітці $\downarrow \dots$ м, що знаходиться в зоні дії крана, підкрановий габарит на якій складає 5,0 м, ширина монтажної площадки – ... м, довжина – ... м, що дозволяє розмістити на ній один агрегат, і без зайвих незручностей виконувати ремонт.

За монтажною площадкою розташовані два приміщення, двері яких відкриваються на монтажну площадку. Розміри їх однакові: ширина 2,65 м, довжина 2,65 м, висота зі сторони ВБ 2,8 м, а зі сторони НБ – 2,3 м. Приміщення призначені для обслуговування персоналу, і в них розміщуються побутові приміщення. Зі сторони верхнього б'єфу установлені трансформатори марки

Складаємо конструктивну схему будівлі малої ГЕС (рис. 4.2).





Національний університет
водного господарства
та природокористування

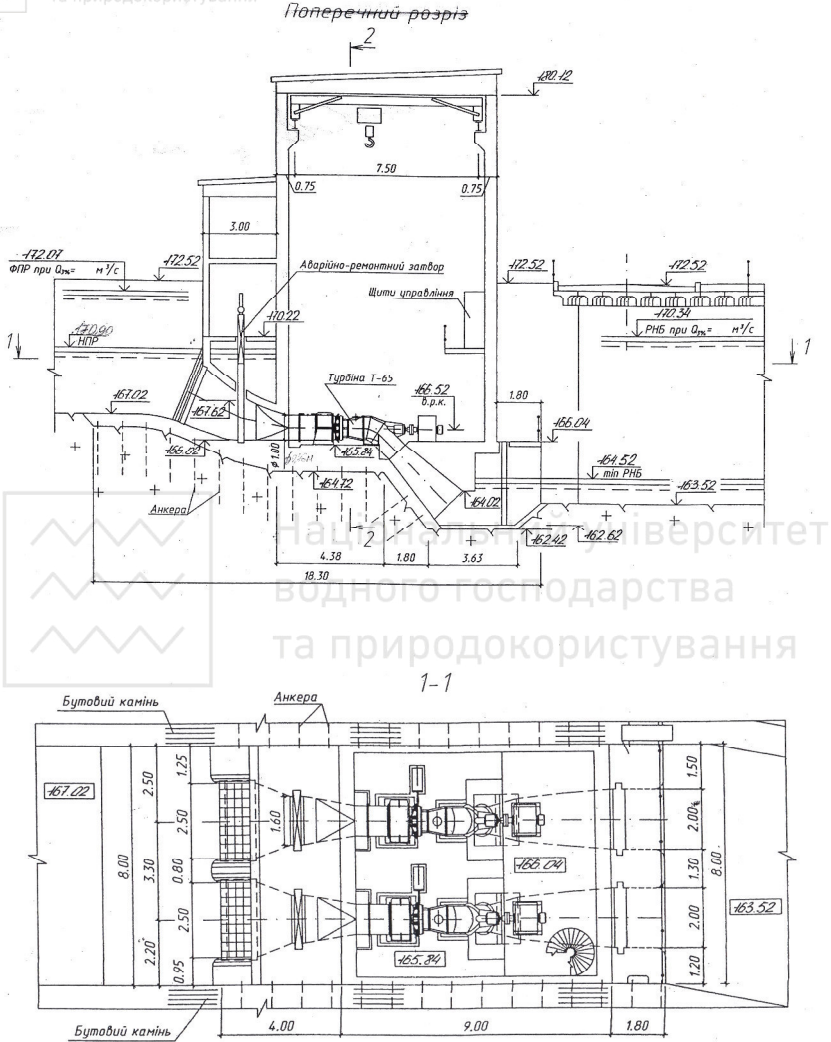


Рис. 4.2. Компонівка малої ГЕС
М 1:100 (200)



5. Техніко-економічні розрахунки малої ГЕС

Зелений тариф – це економічний механізм, що спрямований на заохочення генерації електроенергії відновлювальною енергетикою (сонячна, вітрова, гідравлічна).

Застосування зеленого тарифу включає в себе:

- гарантований доступ до електромережі;
- довгострокові контракти на придбання електроенергії;
- встановлення відносно високих закупівельних цін, що враховують вартість відновлювальних джерел енергії.

Регіональні або національні енергопостачальники зобов'язуються купувати електроенергію, вироблену із відновлювальних джерел.

Ставка зеленого тарифу періодично встановлюється постановою Національної комісії регулювання електроенергії України. До квітня 2013 року зелений тариф на малу гідроенергетику становив $\alpha=84,18$ коп/кВт·год.

З 01.04.2013 набрав чинності Закон України (затверджений 29.11.2012 р.), що вводить нові зміни до діючого законодавства про "зелений" тариф. Закон встановлює "зелені" тарифи для енергії вітру, сонця, біомаси, біогазу та ГЕС, розширюючи перелік цих об'єктів залежно від потужності.

Коефіцієнти "зеленого" тарифу (K) мають різні рівні залежно від періоду введення об'єкту у експлуатацію (табл. 5.1).

Таблиця 5.1

"Зелений" тариф на електроенергію, вироблену малими ГЕС

Об'єкт	Коефіцієнт "зеленого" тарифу для об'єктів, введених в експлуатацію				
	по 31.03.2013 включно	з 01.04.2013 по 31.12.2014	з 01.01.2015 по 31.12.2019	з 01.01.2020 по 31.12.2024	з 01.01.2025 по 31.12.2029
Мікро ГЕС потужністю не більше 200 кВт	1,20	2,00	1,80	1,60	1,40
Міні ГЕС потужністю від 200 кВт до 1 МВт	1,20	1,60	1,44	1,28	1,12
Малі ГЕС потужністю 1-10 МВт включно	1,20	1,20	1,08	0,96	0,84



"Зелений" тариф визначається шляхом домноження відповідного коефіцієнта, встановленого окремо для кожного вказаного джерела енергії, та роздрібного тарифу на електроенергію для II класу споживачів станом на 01.01.2009 р.:

$$ЗТ = K \cdot 58,46 \text{ коп}/(\text{кВт} \cdot \text{год}).$$

Визначаємо виробіток електроенергії на ГЕС

$$E_{ГЕС} = N_{ГЕС} \cdot T, \text{ кВт} \cdot \text{год}, \quad (22)$$

де T – кількість годин роботи ГЕС за рік:

$$T = (0,9 \dots 1,0) \cdot 8640, \text{ год}. \quad (23)$$

Визначаємо ціну електроенергії

$$Ц = ЗТ \cdot E_{ГЕС}, \text{ тис. грн}. \quad (24)$$

6. Мала ГЕС альтернативної конструкції

Розділ виконується магістрами спеціальності 8.05060201 „Гідроенергетика”.

У розділі необхідно, користуючись літературою, довідковими матеріалами, пошуковими системами тощо, описати призначення, конструкцію, принцип дії одного із видів малої ГЕС альтернативної конструкції.

Необхідно навести умови її використання, переваги та недоліки такої малої ГЕС.

Технічний паспорт малої ГЕС

(на прикладі малої ГЕС на р. Білозерна Запорізької області)

Місце знаходження ГЕС	Запорізька область
Назва річки	Білозерка
Тип установки	руслова
Відмітка НІР, м	170,12
Напори ГЕС:	
максимальний, м	4,77
мінімальний, м	2,32
розрахунковий, м	4,16
Витрата ГЕС, м ³ /с	1,22
Потужність ГЕС, кВт	51
Середньобагаторічний виробіток, електроенергії, кВт·год	418608
Кількість агрегатів	3
Тип турбіни	МГА-20-10-0,46
Гідрогенератор (або асинхронний двигун)	A2-61-2
Трансформатор	ТМГ-63/10-У1(ХЛ1)
Вартість електроенергії, тис. грн.	352,384



СТРУКТУРА НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ

Назви змістових модулів і тем	Кількість годин											
	денна форма						заочна форма					
	усього	у тому числі					усього	у тому числі				
		л	п	лаб	інд	с.р.		л	п	лаб	інд	с.р.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Модуль 1												
Тема 1. Класифікація та область застосування малих ГЕС	18	24	4	-	-	12	22	1	1	-	-	20
Тема 2. Водноенергетичні розрахунки	29	4	6	-	4	15	27	1	2	-	4	20
Тема 3. Проектування та розрахунок спеціальних споруд малих ГЕС	29	4	6	-	4	15	28	2	2	-	4	20
Тема 4. Підбір гідроенергетичного обладнання	27	4	6	-	2	15	25	1	2	-	2	20
Тема 5. Будівництво і експлуатація малих ГЕС	23	2	4	-	2	15	24	1	1	-	2	20
Усього годин:	126	16	26	-	12	72	126	6	8	-	12	100

ПРАКТИЧНІ ЗАНЯТТЯ

№ з/п	Теми практичних занять	Кількість годин	
		денна	заочна
1	Природно-господарські умови району будівництва гідровузла малої ГЕС	2	1
2	Водноенергетичні розрахунки	4	1
3	Визначення установленної потужності, розрахункового напору, виртати малої ГЕС	2	1
4	Підбір гідроенергетичного обладнання малої ГЕС	4	1
5	Підбір механічного і вантажопідйомного обладнання малої ГЕС	4	1
6	Підбір допоміжного обладнання малої ГЕС	4	1
7	Компонування будівлі ГЕС	4	1
8	Техніко-економічні розрахунки	2	1
Всього:		26	8



САМОСТІЙНА РОБОТА

№ з/п	Назва розділу	Кількість годин	
		денна	заочна
1	Тема 1. Класифікація та область застосування малих ГЕС	12	20
2	Тема 2. Водноенергетичні розрахунки	15	20
3	Тема 3. Проектування та розрахунок спеціальних споруд малих ГЕС	15	20
4	Тема 4. Підбір гідроенергетичного обладнання	15	20
5	Тема 5. Будівництво і експлуатація малих ГЕС	15	20
Всього:		72	100

ЛІТЕРАТУРА

1. Дикий М. О. Поновлювані джерела енергії. – К.: Вища школа, 1993. – 352с.
2. Сиротюк М. І. Поновлювані джерела енергії / За ред. С. І. Кукурудзи. – Львів: Вид. центр ЛНУ ім. І. Франка, 2008. – 248с.
3. Коротун І. М., Коротун Л. К., Коротун С. І. Природні умови і ресурси України. – Рівне: УДАВГ, 1997. – 175с.
4. Мироя энергетика / Под ред. Ю. Н. Старшинова. – Пер. с англ. – М.: Энергия., 1980. – 256 с.
5. Лутаєв В. В, Сунічук С. В. Гідроелектростанції. Інтерактивний комплекс навчально-методичного забезпечення дисципліни. – Рівне: НУВГП, 2008. – 138 с.
6. Введение в гидротехнику: Учебное пособие для вузов / А. Л. Можевитинов, Г. В. Смехов и др. – Под ред. А. Л. Можевитинова. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 234 с., ил.
7. Гидроэлектрические станции / Под ред. В. Я. Карелина, Г. И. Кривченко. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 464 с., ил.
8. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций, Справочное руководство. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – М.: Энергоатомиздат. – Т.1, 1988. – 400 с., ил.
9. Кривченко Г. И. Гидравлические машины, турбины и насосы. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 320 с., ил.
10. Михайлов Н. П. Малая гидроэнергетика. – М.: Энергоатомиздат, 1993. – 184 с., ил.
11. <http://www.plotina.net/ges-lenev/>.