

Міністерство освіти і науки України
Національний університет водного господарства та
природокористування

Навчально-науковий інститут енергетики, автоматики
та водного господарства
Кафедра енергетики

02/02-01М

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до виконання практичних робіт
та індивідуальної розрахунково-графічної роботи
з навчальної дисципліни

«Енергоресурси та гідрологічні основи гідроенергетики»

для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня
за освітньо-професійною програмою «Гідроенергетика»
спеціальності 145 «Відновлювані джерела енергії та
гідроенергетика»
денної і заочної форм навчання

Рекомендовано науково-методичною
радою з якості ННІЕАВГ
Протокол № 1 від 23.09.2025 р.

Рівне – 2025

Методичні вказівки до виконання практичних робіт та індивідуальної розрахунково-графічної роботи з навчальної дисципліни «Енергоресурси та гідрологічні основи гідроенергетики» для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня за освітньо-професійною програмою «Гідроенергетика» спеціальності 145 «Відновлювані джерела енергії та гідроенергетика» денної і заочної форм навчання [Електронне видання] / Філіпович Ю. Ю. – Рівне : НУВГП, 2025. – 52 с.

Укладач: Філіпович Ю. Ю., кандидат технічних наук, доцент кафедри енергетики.

Відповідальний за випуск: Василець С. В., доктор технічних наук, професор, в.о.завідувача кафедри енергетики

Керівник групи забезпечення
спеціальності 145 «Відновлювані
джерела енергії та гідроенергетика»: Галич О. О.

© Ю. Ю. Філіпович, 2025
© НУВГП, 2025

Зміст

Практична робота № 1. Закон еквівалентності тепла і роботи.....	4
Практична робота № 2. Визначення витрати умовного палива на ТЕЦ.....	6
Практична робота № 3. Розрахунок параметрів вітроенергетичної станції.....	8
Практична робота № 4. Розрахунок параметрів сонячної електростанції.....	15
Практична робота № 5. Розрахунок геотермальних установок	21
Практична робота № 6. Гідроенергетичний потенціал водотоку. Кадастрові графіки	25
Практична робота № 7. Коригування природного гідрографа стоку річки з урахуванням комплексного використання	29
Практична робота № 8. Розрахунок оптимальної глибини спрацювання водосховища	33
Практична робота № 9. Розрахунок часу замулення мертвого об'єму водосховища	38
Література.....	40
Вихідні дані до практичних робіт і додатки	41

Вступ

Метою вивчення дисципліни «Енергоресурси та гідрологічні основи гідроенергетики» є формування знань у здобувачів освіти спеціальності 145 «Відновлювані джерела енергії та гідроенергетика» першого (бакалаврського) рівня в області сучасного стану паливно-енергетичного комплексу України та перспектив розвитку гідроенергетики. Інженерна практика свідчить, що спеціалістам в галузі гідроенергетики часто доводиться працювати на комплексних об'єктах, що включають різноманітні енергетичні (АЕС, ТЕС) та водогосподарські (водопостачальні, гідромеліоративні, судноплавні та інші) об'єкти. Ця робота вимагає знань структури паливно-енергетичного комплексу, ресурсів та властивостей різних видів енергоресурсів та можливості використання їх з метою енергозабезпечення господарського комплексу.

Силабусом дисципліни передбачено індивідуальну розрахунково-графічну роботу, яка передбачає закріплення теоретичних знань і розвиток практичних навичок із вирішення задач з розрахунків параметрів роботи різних типів електростанцій, а також коригування і регулювання природного стоку річки. Вихідні дані приймаються згідно з шифром за додатками 1÷9 даних методичних вказівок.

Практична робота № 1

Закон еквівалентності тепла і роботи

1842 року вчений Р. Майєр сформулював *закон еквівалентності тепла і роботи*, відповідно до якого тепло і робота еквівалентні одне одній і переходять одне у одну. Він має вигляд

$$Q = A \cdot L, \quad (1)$$

де Q – кількість тепла, ккал; L – кількість роботи, Дж; A – тепловий еквівалент одиниці роботи - тобто кількість тепла, виражена у теплових одиницях, що еквівалентні одиниці роботи.

Тепловий еквівалент одиниці роботи становить

$$A = \frac{Q}{L} = \frac{1}{427} \frac{\text{ккал}}{\text{кг} \cdot \text{м}} = 2,34 \cdot 10^{-3} \frac{\text{ккал}}{\text{кг} \cdot \text{м}}. \quad (2)$$

A обернена величина, еквівалента тепловому еквіваленту одиниці роботи становить

$$\frac{1}{A} = \frac{L}{Q} = 427 \frac{\text{кг} \cdot \text{м}}{\text{ккал}}, \quad (3)$$

називається *механічним еквівалентом тепла*. А саме, $1_{\text{ккал}} = 4,19 \cdot 10^3 \text{ Дж} = 427 \text{ кг} \cdot \text{м}$.

$$A = \frac{1}{4,19 \cdot 10^3} = 2,39 \cdot 10^{-4} \frac{\text{ккал}}{\text{Дж}}. \quad (4)$$

У техніці у якості одиниці роботи використовують – сила-годину (к.с. год.) – роботу 1 кінської сили, яка виконана за одну годину. *Одна кінська сила* – це прийнята одиниця потужності (повну потужність – це робота, яка виконана за одиницю часу).

У електротехніці за одиницю потужності приймається кіловат:

$$1 \text{ кВт} = 1,36 \text{ к.с.} = 102 \text{ кг}\cdot\text{м/с},$$

відповідно $1 \text{ к.с.} = 75 \text{ кг}\cdot\text{м/с} = 0,736 \text{ кВт}$. У якості одиниці електроенергії прийнято $1 \text{ кВт}\cdot\text{год}$, тобто робота одного 1 кВт енергії, виконана за 1 год . Тепловий еквівалент $1 \text{ кВт}\cdot\text{год}$ (N_E) рівний:

$$N_E = 1 \text{ кВт} \cdot \text{год} = \frac{75 \cdot 1,36 \cdot 3600}{427} = 860 \text{ ккал}.$$

Приклад І. Яку кількість енергії можна отримати при спалюванні палива вугілля марки Д - довгополуменеве масою $m=1500 \text{ кг}$ нехтуючи втратами при спалюванні палива? Яку кількість роботи можна отримати при спалюванні тієї ж кількості палива?

Вихідні дані приймаються згідно додатків Д.1.1. та Д.1.2.

Порядок виконання

За додатком 1 табл. Д.1.2, у залежності від виду палива визначаємо теплоту його згоряння, $Q_n^p=4900 \text{ ккал/кг}$.

Кількість тепла, яке безпосередньо виділяється при згорянні

$$Q = Q_n^p \cdot m = 4900 \cdot 1500 = 7350000 \text{ ккал}.$$

Визначаємо кількість роботи:

$$L = \frac{Q}{A} = \frac{7350000}{4,19 \cdot 10^3} = 1754,2 \text{ Дж},$$

де $A = 4,19 \cdot 10^3 \text{ ккал/Дж}$ – тепловий еквівалент одиниці роботи.

Визначаємо виробіток енергії:

$$E = \frac{Q}{N_E} = \frac{7350000}{860} = 8546,5 \text{ кВт}\cdot\text{год},$$

де $N_E = 860 \text{ ккал}$ - тепловий еквівалент $1 \text{ кВт}\cdot\text{год}$ енергії.

Практична робота № 2

Визначення витрати умовного палива на ТЕЦ

Приклад II. Використовуючи значення питомих витрат палива, встановити річну витрату умовного палива на ТЕЦ з кількістю турбін $n=2шт.$ із потужністю $N_T = 280 МВт$ кожна.

Вихідні дані (приймаються згідно додатків Д.2.1 та Д.2.2):

Виробіток електроенергії $E = 28 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot год.$

Витрата пару із точки відбору $D = 90 \cdot 10^3 \text{ т/рік}.$

Витрата тепла із точки відбору $Q = 46 \cdot 10^3 \text{ млн.ккал/рік}.$

Початкові параметри пару: тиск $p_o = 29 \text{ атм};$

температура $t_o = 400^\circ \text{C}.$

Електрична витрата пару на турбіну

при повному навантаженні $d_k = 6,0 \text{ кг/кВт} \cdot год.$

Коефіцієнт холостої витрати палива на ТЕЦ $\chi = 0,10.$

Добуток К.К.Д. механічного устаткування і генератора

$\eta_{ген} \cdot \eta_{мех} = 0,90.$

Коефіцієнт корисної дії котельної установки $\eta_{к\gamma} = 0,85.$

Адіабатичне падіння тепла від початкового стану пару до точки тиску відбору $h' = 102 \text{ ккал/кг}.$

Відносний електричний К.К.Д. турбіни $\eta'_{oe} = 0,60.$

Тепловміст живлячої води $i_{ж\gamma} = 100 \text{ ккал/кг}.$

Коефіцієнт корисної дії трубопроводу $\eta_{тр} = 1,0.$

Порядок виконання

1. Визначаємо величину електроенергії, що відбирається для нагрівання пару з метою теплопостачання:

$$E_m = \frac{D \cdot h' \cdot \eta'_{oe} \cdot 10^3}{860} = \frac{90 \cdot 10^3 \cdot 102 \cdot 0,6 \cdot 10^3}{860} = 6,410^6 \text{ кВт} \cdot год / \text{рік} \quad (1)$$

2. Питома витрата нашого палива b_n визначається із урахуванням коефіцієнта корисної дії виробленої електроенергії при тепловому використанні $\eta^{mc}_e = \eta_{ген} \cdot \eta_{мех} = 0,9$, а саме

$$b_n = \frac{860}{\eta_{ген} \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{ку} \cdot Q_n^p} = \frac{860}{0,90 \cdot 0,85 \cdot 4900} = 0,229^{к\cancel{з}} / \cancel{кВт} \cdot год, \quad (2)$$

де $Q_n^p = 4900$ ккал/к $\cancel{з}$ – теплота згоряння робочого палива (приймаємо із практичної роботи № 1 за таблицею Д.1.2).

3. Величину електроенергії, яка виробляється в конденсаційному режимі, становить

$$E_K = E - E_m = 28 \cdot 10^6 - 6,4 \cdot 10^6 = 21,6 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot год / рік. \quad (3)$$

4. Витрата умовного палива на $1 \text{ кВт} \cdot год$, яка вироблена в конденсаційному режимі із урахуванням коефіцієнта корисної дії паропроводу становить

$$b_K = \frac{d_K \cdot (i_K - i_{жв})}{Q_n^p \cdot \eta_{ку}} = \frac{6,0 \cdot (750 - 100)}{4900 \cdot 0,85} = 0,936^{к\cancel{з}} / \cancel{кВт} \cdot год, \quad (4)$$

де $i_K = (750 \div 800)$ ккал/к $\cancel{з}$ – це тепловміст конденсаційної води.

5. Витрата умовного палива для виробітку 1 млн. ккал тепла

$$b_q = \frac{10^6}{Q_n^p \cdot \eta_{ку}} = \frac{10^6}{4900 \cdot 0,85} = 240,1^{к\cancel{з}} / \cancel{млн.ккал}. \quad (5)$$

6. Витрата умовного палива на теплоелектроцентралі за рік становить

$$\begin{aligned} B_{у.л.} = & 8760 \cdot \chi \cdot b_K \cdot N_{уст} + (1 - \chi) \cdot b_K \cdot E_K + (1 - \chi) \cdot b_n \cdot E_m + (1 - \chi) \cdot b_q \cdot Q = \text{де} \\ = & 8760 \cdot 0,1 \cdot 0,936 \cdot 560 \cdot 10^3 + (1 - 0,1) \cdot 0,936 \cdot 21,6 \cdot 10^6 + \\ & + (1 - 0,1) \cdot 0,229 \cdot 6,4 \cdot 10^6 + (1 - 0,1) \cdot 240,1 \cdot 46 \cdot 10^3 = 4,87 \cdot 10^8 \cancel{к\cancel{з}} / \cancel{рік}. \end{aligned}$$

$N_{уст} = n \cdot N_T = 2 \cdot 280 = 560 \text{ МВт}$ – установлена повну потужність ТЕЦ.

Практична робота № 3

Розрахунок параметрів вітроенергетичної станції

Приклад III. Частина 1. Визначити повну потужність вітрової станції, що складається із $n=8$ шт. однотипних вітроенергетичних установок. Довжина лопаті вітрового колеса $L=5,5$ м, швидкість вітру $w=12$ м/с, К.К.Д. вітродвигуна $\eta_v = 31$ %, електричний К.К.Д. установки $\eta_e = 73$ %, температура повітря $t = -20^\circ\text{C}$, атмосферний тиск $p=100$ кПа.

Вихідні дані приймаються згідно додатків Д.3.1 та Д.3.2.

Порядок виконання

Енергія потоку вітру, що проходить через площу F , що відмітають лопаті вітродвигуна рівна

$$E = \frac{m \cdot w^2}{2}, \quad \text{Дж} \quad (1)$$

де m – маса повітря, кг; w – швидкість вітрового потоку, м/с.

За 1 секунду через площу F протікає маса повітря, що становить

$$m = \rho \cdot w \cdot F, \quad \text{кг/с} \quad (2)$$

де ρ – густина повітря, $\rho = \frac{p}{R \cdot T}$, кг/м³, (стандартне значення

густини повітря $\rho_0=1,225$ кг/м³, атмосферний тиск $p=100 \cdot 10^3$ Па – атмосферний тиск /див. вихідні дані/); R – газова стала, $R = 287 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{K}}$, T – абсолютна температура, К, $T=t+T_0$; t – температура повітря /див. вихідні дані/.

$$T = -20 + 273,15 = 253,15 \text{ К} \quad (3)$$

Площа F визначається довжиною лопаті вітрового колеса /вихідні дані/ L , м

$$F = \pi \cdot L^2 = 3,14 \cdot 5,5^2 = 95,03 \text{ м}^2, \quad (4)$$

$$\rho = \frac{100 \cdot 10^3}{287 \cdot 253,15} = 1,377 \text{ кг/м}^3, \quad (5)$$

$$m = 1,377 \cdot 12 \cdot 95,03 = 1570,5 \text{ кг/с}, \quad (6)$$

$$E = \frac{1570,5 \cdot 12^2}{2} = 113076,4 \text{ Дж} \approx 113,1 \text{ кДж.} \quad (7)$$

Потужність однієї вітроенергетичної установки N_{BEY} , кВт, становить

$$N_{BEY} = \frac{\eta_B \cdot \eta_e \cdot \rho \cdot \pi \cdot L^2 \cdot w^3}{2}, \text{ Вт,} \quad (8)$$

де η_B – К.К.Д. електродвигуна ($\eta_B = 0,25 \dots 0,35$), $\eta_B = 0,31$ /вихідні дані/; η_e – електричний К.К.Д. вітрогенератора і перетворювача ($\eta_e = 0,70 \dots 0,85$), $\eta_e = 0,73$ /вихідні дані/:

$$N_{BEY} = \frac{0,31 \cdot 0,73 \cdot 1,377 \cdot 3,14 \cdot 5,5^2 \cdot 12^3}{2} = 51172,6 \text{ Вт} \approx 51,2 \text{ кВт.}$$

Загальна повна потужність вітрової електричної станції становить

$$N = n \cdot N_{BEY}, \text{ кВт,} \quad (9)$$

де $n = 8$ шт – кількість однотипних ВЕУ /вихідні дані/

$$N = 8 \cdot 51,2 = 409,6 \text{ кВт.}$$

Приймаємо повну потужність ВЕС 400 кВт.

Під час роботи вітроенергетичної установки в умовах снігу або дощу, виробіток потужності ВЕС зменшується на 10...30 %.

У районах із незначною середньорічною швидкістю вітру (до 5 м/с) для абсолютної автономності електрозабезпечення пропонується установлювати дизельну електричну установку з потужністю 2÷5 кВт для заряджання акумуляторів для роботи на період штилю.

Частина 2. Запроектувати лопаті робочого колеса однієї ВЕУ для отримання потужності $N_{необх} = 750 \text{ Вт.}$

Кількість лопатей $i_{лон} = 3 \text{ шт.}$

Вихідні дані приймаються згідно додатків Д.3.1 та Д.3.2.

Порядок виконання

Складаємо розрахункову схему робочого колеса вітроенергетичної установки

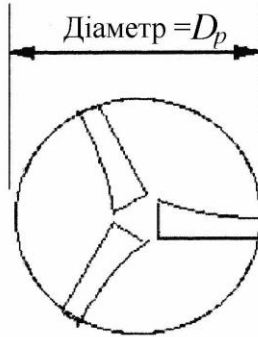


Рис. 1. Розрахункова схема робочого колеса ВЕУ

Залежно від необхідної нам потужності $N_{необх} = 750$ Вт за табл. III.1. приймаємо розрахункове значення діаметра ротора вітрогенератора.

Таблиця III.1

Параметри вітрогенератора

Повну потужність, N , Вт	50...	100...	500...	1000...	2000...
	100	500	1000	2000	3000
Діаметр, D_p , м	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0

Приймаємо стандартне значення діаметра ротора вітрогенератора $D_p = 3,0$ м.

За заданим числом лопатей $i_{лон}$ за рис. 2 приймаємо швидкохідність вітрового колеса $z=5$.

Число обертів вітроустановки становить

$$n_0 = 60 \cdot \frac{z \cdot w}{\pi \cdot D_p} = 60 \cdot \frac{5 \cdot 12}{3,14 \cdot 3} = 381,97 \text{ об/хв.} \quad (10)$$

Ширина хорди лопаті b становить

$$b = \frac{4 \cdot D_p}{z^2 \cdot i_{лон}} = \frac{4 \cdot 3}{5^2 \cdot 3} = 0,16 \text{ м.} \quad (11)$$

Кінцева частина хорди є найбільш важливою, але внутрішня частина виконується ширшою, щоб створювався більший стартовий обертовий момент.

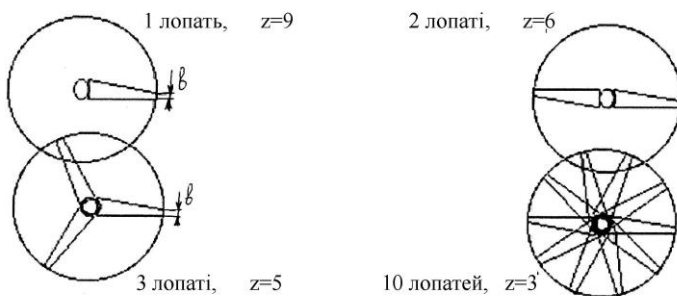


Рис. 2. Характеристики вітрового колеса
(кути установки лопатей у кожному випадку різні;
форма лопатей у плані однакова)

Швидкість руху кінцевої частини лопаті

$$v_{\text{кін}} = z \cdot \omega = 5 \cdot 12 = 60 \text{ об/с.} \quad (12)$$

Кільцева швидкість більша біля кінця, ніж біля ступиці, оскільки кут набігання вітру φ змінюється. Отже ідеальна лопать робочого колеса повинна мати закрутку. Потік повітря проходить крізь ротор зі швидкістю $\frac{2}{3}\omega$. Швидкість руху вітру після робочого колеса зменшується до $\frac{1}{3}$ порівняно з початковою. Це відбувається під дією осьової сили, яка пов'язана із підйомною силою.

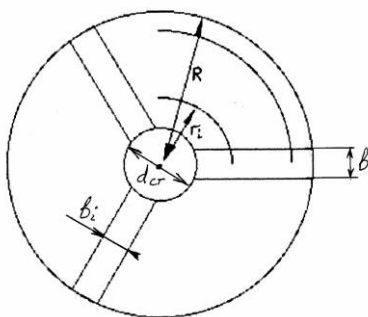


Рис. 3. Розрахункова
схема вітрового колеса

Ширина хорди робочого колеса b_i , що створює осьове зусилля, згідно умови Бетца становить

$$b_i = \frac{16 \cdot \pi \cdot R \cdot \frac{R}{r_i}}{9 \cdot z^2 \cdot i_{\text{ном}}}, \text{ м}, \quad (13)$$

де $R = \frac{D_p}{2} = \frac{3}{2} = 1,5$ м – радіус колеса; d_{cm} – діаметр ступиці

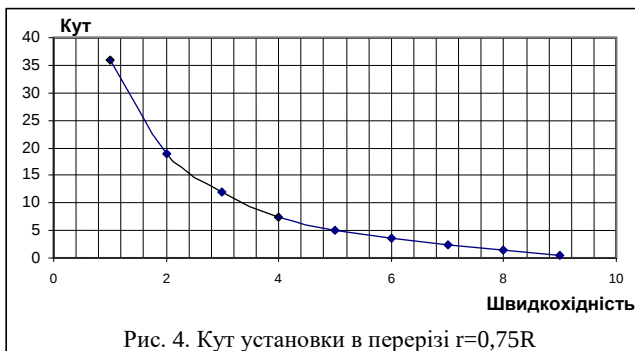
Задаємося 3÷4 значеннями радіусів r_i всередині робочого колеса від $0,7 \cdot R$ до $0,3 \cdot R$, і рахуємо відповідні значення b_i , м

Таблиця III.2

Розрахунок значень ширини хорди b_i , м

$\frac{R}{r_i}$	1,0	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3
r_i , м	1,50	1,05	0,9	0,75	0,6	0,45
b_i , м	0,11	0,16	0,19	0,22	0,28	0,37

Кут установки лопатей робочого колеса знаходяться з графіка



При швидкохідності ВЕУ $z=5$, кут рівний 5^0 . На практиці багато вітряків побудовані із незакрученими лопатями із постійною шириною за радіусом і постійним кутом установки. Використання лопатей, що звужуються до кінцевої частини і закруткою лопаті мають ті переваги, що виражаються у кращому старті колеса та більш міцній і масивній ступиці.

Складаємо схему лопаті.

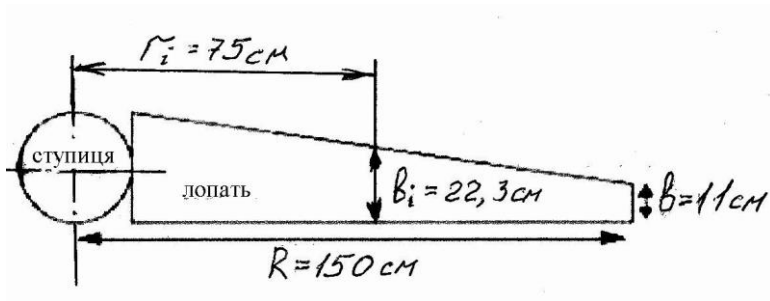


Рис. 5. Схема лопаті вітрового колеса

Коефіцієнт використання енергії вітру визначаємо за кількістю лопатей і швидкохідністю за графіком Хайнера-Дьорнера:

- якщо $K=80 - K_{beb}=0,412$;

- якщо $K=180 - K_{beb}=0,455$,

де K – аеродинамічна якість ВЕУ – відношення підйомної сили до сили напору вітру. Аеродинамічна якість призначається більшою, якщо потрібно мати більшу швидкохідність.

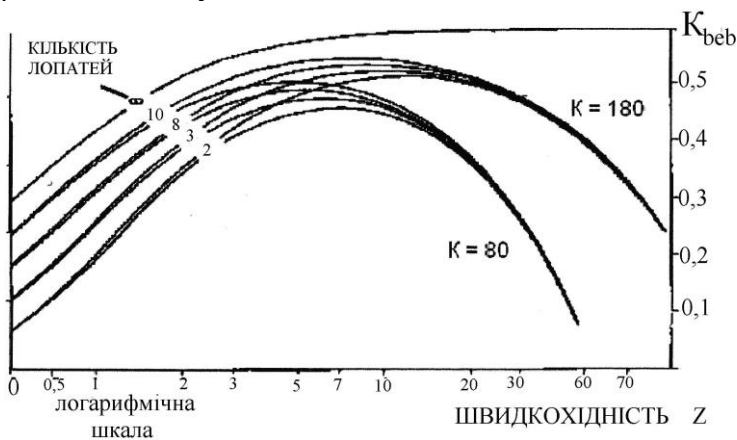


Рис. 6. Графіки Хайнера-Дьорнера

Мачта ВЕУ призначена для установки його на такій висоті, де рух вітру не затіняється перешкодами і має достатню швидкість.

Мачти ВЕУ виготовляють із сталевих труб. Стійки ферми складаються із секцій. Мачта монтується на попередньо підготовленому фундаменті без застосування підйомної техніки і електроінструменту. Вона зручна при перевезенні, займає мало місця, не потребує розчалок та не створює значного затінення.

На мачті можлива установка іншого устаткування (антени, камери спостереження, фотоелектричні модулі тощо). Мачти із різними параметрами виконуються для місць із різними вітровими умовами і різними типами рельєфу.

За максимальною висотою навіколишніх перешкод $h=15,5$ м (див.вихідні дані додаток Д.3.2) за таблицею III.3 приймаємо мачту з діаметром зайнятої площі 2,9 м та з висотою $H=17,2$ м.

Кількість секцій у стійці – 6 шт.

Вага мачти – 640 кг.

Таблиця III.3

Параметри мачт вітроенергетичних установок

Висота H , м	11,6	14,4	17,2	20,0	22,8
Діаметр зайнятої площі, м	1,8	2,5	2,9	3,4	3,8
Кількість секцій у стійці, шт.	4	5	6	7	8
Маса, кг	395	520	640	780	960

Складаємо схему ВЕУ.

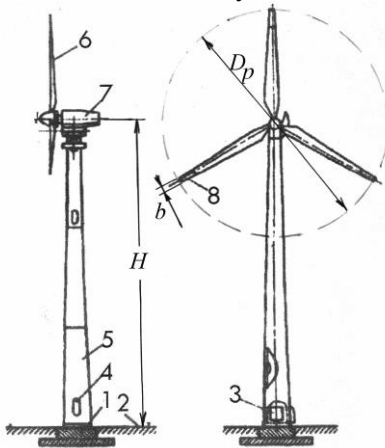


Рис. 7. Схема вітроенергетичної установки:

- 1 – фундаментна плита;
- 2 – поверхня землі;
- 3 – розподільчий пристрій;
- 4 – двері башти; 5 – башта;
- 6 – вітрове колесо;
- 7 – приміщення для генератора;
- 8 – поворотна гальмівна частина лопаті

Практична робота № 4

Розрахунок сонячної електростанції

Приклад IV. Визначити величину тепла, що подається геліостатами до розташованого на башті парогенератора паротурбінної сонячної електростанції, якщо число геліостатів $n=1000$ шт., інтенсивність випромінювання Сонця $I=350 \text{ Вт/м}^2$, площа дзеркал одного геліостата $F=10 \text{ м}^2$, коефіцієнт ефективності використання сонячного випромінювання $\eta_{\text{св}}=50\%$. Визначити також теоретичну повну потужність паротурбінної установки СЕС і термічний К.К.Д., що працює за циклом Ренкіна, при параметрах гострого пару $p_1=12 \text{ МПа}$, $t_1=450^\circ\text{C}$, тиск у конденсаторі $p_2=10 \text{ кПа}$, К.К.Д. генератора $\eta_{\text{гг}}=0,85$.

Як зміниться повну потужність СЕС, якщо замість паротурбінної установки використати кремнієві фотоелектричні перетворювачі із К.К.Д. $\eta_{\text{фс}}=0,15$, що займають ту ж площу, що й дзеркала геліостатів.

Вихідні дані (приймаються згідно додатків Д.4.1 та Д.4.2).

Порядок виконання

Для перетворення сонячної енергії у електричну найбільш поширені паро- і газотурбінні установки (рис. 1).

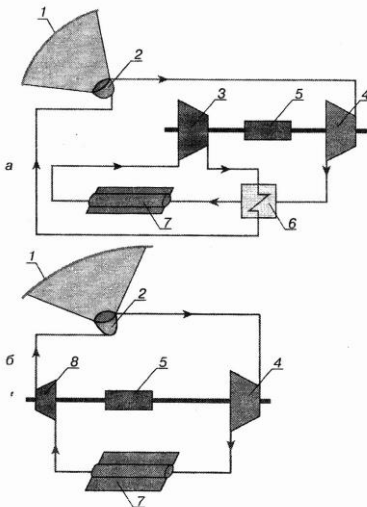


рис. 1. Схема газотурбінної (а) і паротурбінної (б) сонячних енергоустановок:

1 – концентратор; 2 – сонячний котел; 3 – компресор; 4 – газова турбіна; 5 – електрогенератор; 6 – регенератор; 7 – холодилище-випромінювач; 8 – насос

Схема замкненої газотурбінної сонячної установки наведена на рис. 1.а. Сонячна радіація, яка збирається концентратором 1 на поверхні сонячного котла 2, нагріває робоче середовище – інертний газ – до температури 1200...1500 К. Під тиском, що створює компресор 3 гарячий газ подається на лопатки турбіни 4, що приводить у дію електричний генератор змінного струму 5. Газ, який відпрацьований у турбіні, спочатку надходить у регенератор 6, де нагріває робочий газ після компресора. Тим самим полегшується робота сонячного котла. Потім газ охолоджується у холодильнику-випромінювачі 7. К.К.Д. сонячної установки становить 11%. Інший варіант – це створення установки із паротурбінним перетворювачем (рис. 1.б). Сонячна енергія, зібрана концентратором 1, нагріває у сонячному котлі 2 рідину, що переходить у насичений, а потім у перегрітий пар. Він розширюється у турбіні 4, яка з'єднана із електричним генератором 5. Відпрацьований у турбіні пар після конденсації у холодильнику-випромінювачі 7, стискається насосом 8 – і знову повертається у котел. Підвід і відведення тепла тут відбувається ізотермічно, отже середні температури підводу і відведення будуть більші, ніж у газотурбінній установці, а питомі площі випромінювача і концентратора будуть меншими, ніж у замкненій газотурбінній установці. К.К.Д. цієї установки становить 15÷20 % при відносно невисоких температурах підводу тепла – лише 600÷650 К.

У паротурбінних сонячних енергетичних установках сонячне випромінювання від дзеркал геліостатів концентрується на парогенераторі, установленому на мачті.

Кількість тепла, яку сприймає парогенератор, становить

$$Q = \eta_{cv} \cdot n \cdot F \cdot I, \text{ Вт}, \quad (1)$$

де $\eta_{cv}=0,5$ – коефіцієнт ефективності використання сонячного випромінювання; $n=1000$ шт – число геліостатів; $F=10 \text{ м}^2$ – площа дзеркала одного геліостата; $I=350 \text{ Вт/м}^2$ – інтенсивність сонячного випромінювання /вихідні дані/.

$$Q = 0,5 \cdot 1000 \cdot 10 \cdot 350 = 1750000 \text{ Вт}.$$

Цикл Ренкіна – це термодинамічний цикл трансформації тепла у роботу за допомогою водяного пару. Ефективність

здебільшого залежить від величин початкових і кінцевих параметрів (тиску і температури) пару. Він складається із таких процесів:

- 1) нагрівання і випаровування води, а потім перегрівання пару;
- 2) розширення пару у турбіні - її обертання;
- 3) конденсація відпрацьованого пару із відведенням тепла охолоджуючою водою;
- 4) стиснення сконденсованої води до початкового тиску у парогенераторі.

Робота 1 кг пару паротурбінної установки у циклі Ренкіна становить

$$A = h_1 - h_2, \quad \text{кДж/кг}, \quad (2)$$

Термічний К.К.Д. рівний

$$\eta_t = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_k}, \quad (3)$$

де h_1 – ентальпія гострого пару (визначається за h - s діаграмою водяного пару або за табл. IV.1 при $p_1=12$ МПа та $t_1=450^\circ\text{C}$, становить $h_1=3206$ кДж/кг);

h_2 – ентальпія відпрацьованого у турбіні пару (при тиску $p_2=0,564 \cdot p_1=0,564 \cdot 12=6,77$ МПа); за h - s діаграмою при ентальпії 3405 кДж/кг та $t_1=450^\circ\text{C}$ визначаємо ентропію $E=6,37 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{K}}$;

при ентропії $E=6,37 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{K}}$ та температурі відпрацьованого пару

$45 \div 50^\circ\text{C}$ визначаємо ентальпію $h_2=1925$ кДж/кг;

h_k – ентальпія конденсату (встановлюється за таблицями термодинамічних властивостей води і пару) за табл. IV.2 при $p_2=10$ кПа визначаємо $h_k=687,2$ кДж/кг,

$$A = 3206 - 1815 = 1391 \text{ кДж/кг},$$

$$\eta_t = \frac{3206 - 1815}{3206 - 687,2} = 0,555.$$

Теоретична повна потужність паротурбінної сонячної електроустановки становить

$$N_{\text{пр}} = \eta_t \cdot \eta_{\text{пр}} \cdot Q, \text{ Вт} \quad (4)$$

де $\eta_{\text{пр}}=0,85$ – К.К.Д. парогенератора,

$$N_{\text{пр}} = 0,555 \cdot 0,85 \cdot 1750000 = 825562,5 \text{ Вт} \approx 826 \text{ кВт}.$$

h-s діаграма (діаграма Мольє) – це діаграма теплофізичних властивостей рідини та газу (в основному води і водяного пару), що встановлює характер зміни їх властивостей у залежності від параметрів стану (рис. 2).

Таблиця IV.1

Ентальпія води і перегрітого пару

p , МПа	t , °C	220	240	260	280	300	350	400	450	500	600
Ентальпія h , кДж/кг											
1,2		2865	2911	2955	2999	3042	3151	3260	3368	3477	3696
1,4		2855	2902	2984	2992	3036	3147	3256	3365	3474	3695
1,6		2844	2893	2940	2986	3030	3142	3253	3363	3472	3693
1,8		2833	2884	2932	2979	3025	3138	3249	3360	3470	3691
2,0		2821	2875	2924	2972	3019	3134	3246	3357	3468	3690
3,0		943,5	2823	2882	2937	2988	3111	3229	3343	3456	3682
8,0		945,1	1037,9	1134,4	1235,4	2784	2985	3135	3270	3397	3640
9,0		945,2	1038,1	1134,2	1234,9	1344,3	2954	3114	3254	3386	3631
10		945,8	1038,3	1134,1	1234,5	1342,2	2920	3093	3239	3372	3621
12		946,6	1038,7	1133,9	1233,7	1340	2844	3049	3206	3347	3603
13		946,9	1038,9	1133,8	1233,3	1339	2799	3206	3198	3334	3594

Таблиця IV.2

Параметри насиченого водяного пару під тиском

p , МПа	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
t , °C	164,96	170,42	175,35	179,88	184,05	187,85	191,60	195,04	198,28
h , кДж/кг	697,2	720,9	742,8	762,7	781,1	798,3	814,5	830,0	844,6

p , МПа	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4
t , °C	201,36	204,30	207,10	209,78	212,37	214,84	217,24	219,55	221,77
h , кДж/кг	858,3	871,6	884,4	896,6	908,5	919,8	930,9	941,5	951,8

p , МПа	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,2	3,4	3,6
t , °C	223,93	226,03	228,6	230,04	231,96	233,83	237,44	240,88	244,16
h , кДж/кг	961,8	971,7	981,3	990,4	999,4	1008,3	1025,3	1041,9	1057,3

p , МПа	3,8	4,0	4,2	4,4	4,6	4,8	5,0	5,5	6,0
t , °С	247,31	250,33	253,24	256,05	258,75	261,37	263,91	269,94	275,56
h , кДж/кг	1072,7	1087,5	1101,7	1115,3	1128,8	1141,8	1154,4	1184,9	1213,9

p , МПа	6,5	7,0	8,0	9,0
t , °С	280,83	285,80	294,98	303,32
h , кДж/кг	1241,3	1267,4	1317,0	1363,7

Під час проведення техніко-економічних розрахунків при підборі устаткування, необхідні дані про теплофізичні властивості води та водяного пару у широкій області тисків і температур.

Ентальпія (або теплова функція) — це термодинамічний потенціал, що характеризує стан термодинамічної системи при виборі як основних незалежних змінних тиску і ентропії. Ентальпія визначається сумою внутрішньої енергії і добутку тиску пару на об'єм. Ентальпія залежить від тиску та ентропії системи. Вона використовується для опису ізобарних процесів, які відбуваються при сталому тиску.

Ентропія – це величина енергії у термодинамічній системі, що не використовується для виконання роботи. Зміна ентропії при оборотному процесі визначається як відношення загальної величини тепла, отриманого або втраченого системою, до величини абсолютної температури T .

Повну потужність сонячної енергоустановки із фотоелектричними перетворювачами становить

$$N_{\text{ф.е.}} = \eta_{\text{ф.е.}} \cdot F_{\text{ф.е.}} \cdot I, \text{ Вт} \quad (5)$$

де $\eta_{\text{ф.е.}} = 0,15$ – К.К.Д. фотоелектричних перетворювачів; $F_{\text{ф.е.}}$ – загальна площа фотоелектричних перетворювачів,

$$F_{\text{ф.е.}} = n \cdot F = 1000 \cdot 10 = 10000 \text{ м}^2, \quad (6)$$

$$N_{\text{ф.е.}} = 0,15 \cdot 10000 \cdot 350 = 525000 \text{ Вт} = 525 \text{ кВт.}$$

Висновок. Враховуючи вироблену потужність $N_{\text{ПТ}} = 826 \text{ кВт} > N_{\text{ф.е.}} = 525 \text{ кВт}$, більш ефективною є сонячна енергоустановка із паротурбінною установкою.

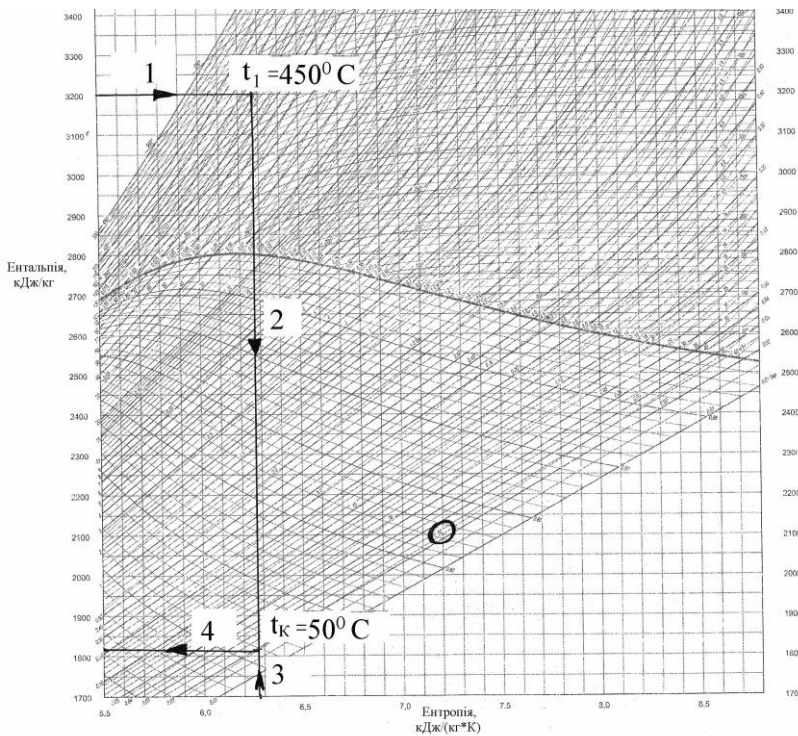


Рис. 2. Визначення параметрів роботи сонячної енергоустановки за h-s діаграмою

Практична робота № 5

Розрахунок геотермальних установок

Приклад V. Двохконтурна пароводяна геотермальна установка з електричною потужністю $N_T = 4,0 \text{ MBm}$ отримує тепло від води із геотермальних свердловин із температурою $t_{rc} = 190 \text{ }^\circ\text{C}$.

Сухий насичений пар на виході із парогенератора має температуру на 20°C нижчу, ніж t_{rc} . Пар розширяється у турбіні, і потрапляє у конденсатор, де охолоджується водою із навколишнього середовища із температурою $t_{x.e.} = 5 \text{ }^\circ\text{C}$.

Вода для охолодження нагрівається у конденсаторі на 12°C . Конденсат має температуру на $20 \text{ }^\circ\text{C}$ вищу, ніж $t_{x.e.}$

Геотермальна вода виходить із парогенеруючої установки з температурою на $15 \text{ }^\circ\text{C}$ вище, ніж конденсат.

Відносний внутрішній коефіцієнт турбіни $\eta_{0,i} = 78\%$, енергетичний К.К.Д. турбогенератора $\eta_e = 0,96$.

Розрахувати термічний К.К.Д. циклу Ренкіна, витрату пару і питому витрату тепла, витрату води із геотермальних свердловин та із навколишнього середовища.

Вихідні дані (приймаються згідно додатків Д.5.1 та Д.5.2).

Порядок виконання

Схема турбокомпресорної установки закритого циклу наведена на рис. 1. Під час роботи установки паро-газовий потік із високим вмістом пару надходить до конденсатора. Із градирні подається охолоджуюча вода. Під час контакту, внаслідок конденсації, паро-газовий потік висихає, та з малим вмістом пару потрапляє у компресор, де стискається за рахунок поданої від турбіни роботи у політропному процесі. Вміст пару у потоці залишається постійним, але його відносна вологість зменшується. Після компресора стиснений газ потрапляє у нижню частину парогенератора. У його верхню частину насосом назустріч газовому потоку подається вода у дисперсному вигляді. Вона попередньо підігрівається у теплообміннику геотермальним теплоносієм, що забирається із свердловини.

Після теплообмінника геотермальний теплоносіє насосом закачується у нагнітальну свердловину.

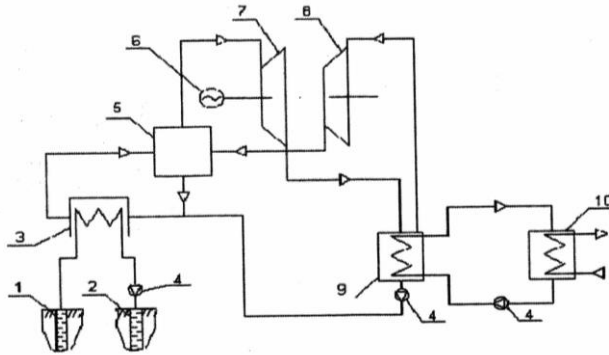


Рис. 1. Схема турбокомпресорної установки закритого циклу:
1 – експлуатаційна свердловина; 2 – нагнітальна свердловина;
3 – теплообмінник; 4 – насос; 5 – парогенератор; 6 – генератор;
7 – турбіна; 8 – компресор; 9 – конденсатор; 10 – градирня

У одноконтурній паротурбінній геотермальній енергоустановці (ГТУ) ентальпія сухого насиченого пару після сепарації визначається температурою геотермальної води $t_{г.в.}$, що приймається із таблиць термодинамічних властивостей води і водяного пару (табл. V.1) або за $h-s$ діаграмою.

При двоконтурній ГТУ враховується перепад температур у парогенераторі Δt . Розрахунки виконуються аналогічно до розрахунків сонячної паротурбінної електростанції. Витрата пару становить

$$d = \frac{N}{(h_1 - h_2) \cdot \eta_t \cdot \eta_{0,t} \cdot \eta_e}, \text{ кг/с} \quad (1)$$

де $\eta_{0,t}=0,78$ – відносний внутрішній К.К.Д. турбіни; $\eta_e=0,96$ – електричний К.К.Д. турбогенератора; $N=4000$ кВт – повна потужність ГТУ; η_t – термічний коефіцієнт.

$$\eta_t = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_K}, \quad (2)$$

де h_1 – ентальпія геотермальної води при $t_{г.в.} = t_{гс}=190^\circ\text{C}$; h_2 – ентальпія відпрацьованої води при $t_2=t_{г.в.}-20^\circ\text{C}=170^\circ\text{C}$; h_K – ентальпія конденсату при $t_K=t_{х.в.}+20^\circ\text{C}=5+20=25^\circ\text{C}$.

Таблиця V.1

Ентропія перегрітого водяного пару із температурами і тиском

Тиск p , кПа	Температура насиченого пару, $^{\circ}\text{C}$	Температура перегрітого водяного пару, $^{\circ}\text{C}$						
		120	150	180	200	230	250	280
150	111,4	7,239	7,419	7,557	7,644	7,767	7,845	7,957
200	120,2	-	7,279	7,420	7,507	7,631	7,710	7,822
250	127,4	-	7,169	7,311	7,400	7,525	7,604	7,717
350	138,9	-	6,998	7,146	7,223	7,364	7,444	7,558
400	143,6	-	6,929	7,079	7,171	7,299	7,380	7,495
500	151,8	-	-	6,965	7,059	7,190	7,272	7,388
600	158,8	-	-	6,869	6,966	7,100	7,183	7,300
700	165,0	-	-	6,786	6,886	7,022	7,107	7,225
800	170,4	-	-	6,712	6,815	6,954	7,040	7,156
900	175,4	-	-	6,645	6,751	6,893	6,980	7,101
1000	179,9	-	-	6,584	6,692	6,838	6,926	7,049
1100	184,4	-	-	-	6,638	6,787	6,876	7,001
1200	188,0	-	-	-	6,587	6,739	6,831	6,956
1400	195,0	-	-	-	6,494	6,653	6,748	6,877
1600	201,4	-	-	-	-	6,577	6,674	6,806
2000	212,4	-	-	-	-	6,440	6,546	6,685
2500	223,9	-	-	-	-	6,292	6,407	6,558
3500	242,5	-	-	-	-	-	6,173	6,349

Визначається ентальпія за h - s діаграмою при відомій ентропії.

Ентропія гарячої води визначається за табл. V.1 при

$t_{г.в.}=190^{\circ}\text{C}$ – ентропія становить $E=6,37 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}\cdot\text{K}}$ при тиску $150 \text{ кН/м}^2=150 \text{ кПа}$ і температурі насиченого пару $+111,4^{\circ}\text{C}$.

Визначаємо $h_1=2490 \text{ кДж/кг}$; $h_2=2650 \text{ кДж/кг}$; $h_K=2100 \text{ кДж/кг}$.

$$\eta_t = \frac{2820 - 2780}{2820 - 2310} = 0,078,$$

$$d = \frac{4000}{(2820 - 2780) \cdot 0,078 \cdot 0,78 \cdot 0,96} = 1712,1 \text{ кг/с}.$$

Витрата нагрітої води із геотермальних свердловин становить

$$G_{TC} = \frac{N}{\eta_i \cdot \eta_{0,i} \cdot \eta_{пр} \cdot \eta_e \cdot \Delta t_{пр}}, \text{ кг/с.} \quad (3)$$

Витрата охолоджуючої води із навколишнього середовища на конденсацію пару становить

$$G_{x.v.} = d \cdot \frac{h_2 - h_K}{C \cdot \Delta t_{x.v.}}, \text{ кг/с}, \quad (4)$$

де $C=4,19 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$ – теплоємність води; $\eta_{\text{ПГ}}$ – К.К.Д. парогенератора

($\eta_{\text{ПГ}}=0,92\dots0,96$); $\Delta t_{\text{ПГ}}$ – перепад температур геотермальної води у парогенераторі, $\Delta t_{\text{ПГ}}=20^\circ\text{C}$; $\Delta t_{x.v.}$ – перепад температур холодної води у конденсаторі, $\Delta t_{x.v.}=12^\circ\text{C}$.

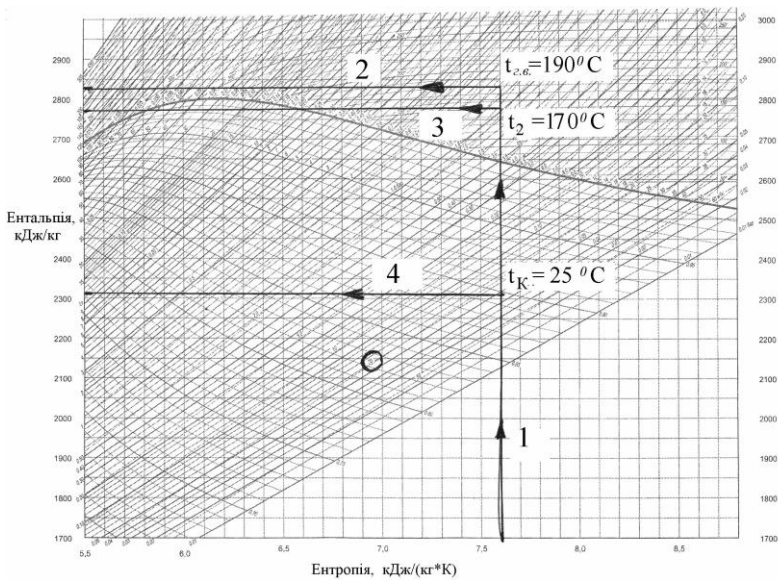


Рис. 2. Визначення параметрів роботи ГТУ за h - s діаграмою

$$G_{\text{ГС}} = \frac{4000}{0,078 \cdot 0,78 \cdot 0,94 \cdot 0,96 \cdot 20} = 3642,9 \text{ кг/с},$$

$$G_{x.v.} = 1712,1 \cdot \frac{2820 - 2310}{4,19 \cdot 12} = 17366,2 \text{ кг/с}.$$

Практична робота № 6

Гідроенергетичний потенціал водотоку.

Кадастрові графіки

Характеризується валовий гідроенергетичний потенціал водотоку середньорічною потенційною потужністю N_{nom} , кВт, або середньобагаторічною потенційною енергією E_{nom} , кВт·год, що визначаються за залежністю для багаторічного стоку річки W_{cp} .

$$E_{nom} = \rho \cdot g \cdot W_{cp} \cdot H_{\partial}, \quad (1)$$

Де g – прискорення вільного падіння; $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ – густина води; H_{∂} – різниця рівнів вільної поверхні річки у межах створів, що розглядаються,

$$H_{\partial} = PB_i - PB_{i+1}, \quad (2)$$

де PB_i, PB_{i+1} – відмітки рівнів води у створах на початку та у кінці ділянки.

Приклад VI. Потрібно визначити:

- 1) ділянку річки, найбільш ефективну в енергетичному відношенні, і встановити її технічний потенціал;
- 2) теоретичний гідроенергетичний потенціал водотоку;
- 3) побудувати кадастрові графіки гідроресурсів водотоку.

Вихідні дані (приймаються згідно додатків Д.6.1 та Д.6.2):

Середньорічний модуль стоку $q = 7 \text{ л/с на } 1 \text{ км}^2$.

Втрати витрати стоку річки $\Delta Q = 4 \%$.

Втрати напору $\Delta H = 10 \%$.

К.К.Д. гідроелектростанції $\eta_{ГЕС} = 0,84$.

№ створів	Відмітки рівнів води PB , м	Відстань від джерела L , км	Площа басейну F , тис.км ²
1	6400	10	5
2	5800	120	9
3	4900	270	23
4	4100	460	37
5	3500	610	49
6	3200	900	68

Порядок виконання

Розрахунок виконується у табличній формі (табл. VI.1).

1. За вихідними даними розраховуємо довжину ділянок річки між створами

$$L_{oi} = L_{i+1} - L_i, \quad (3)$$

де L_i, L_{i+1} – відстань від джерела водотоку до створів, що є межами ділянок, м.

2. Різниця рівнів вільної поверхні у межах ділянки становить

$$H_{oi} = \downarrow PB_i - \downarrow PB_{i+1}, \quad (4)$$

де $\downarrow PB_i, \downarrow PB_{i+1}$ – відмітки рівнів води на початку і у кінці створів, м.

3. Витрати у створах і середня витрата на ділянці рівні

$$Q_i = \frac{q \cdot F}{1000}; \quad Q_{oi} = \frac{Q_i + Q_{i+1}}{2}, \quad (5)$$

де q – середньорічний модуль стоку.

4. Фактичні (із урахуванням втрат) напір і витрату на кожній ділянці визначаються за формулою

$$H_{oi}^{\phi} = H_{oi} \cdot (1 - \Delta H); \quad Q_{oi}^{\phi} = Q_{oi} \cdot (1 - \Delta Q). \quad (6)$$

Примітка: ΔH та ΔQ – втрати витрати річки і напору (вихідні дані), підставляються у долях одиниці.

5. Потенційна потужність ділянки і водотоку у створах у цілому рівні

$$N_{oi} = 9,81 \cdot Q_{oi}^{\phi} \cdot H_{oi}^{\phi}; \quad N_{oi} = \sum_{i=1}^n N_{oi}. \quad (7)$$

6. Визначаємо ділянку водотоку, найбільш ефективну у енергетичному відношенні, за найбільшим відношенням N_{oi} / L_{oi} (згідно із розрахунками /табл. VI.1/ – це ділянка 4–5). Встановлюємо її технічний потенціал

$$N_m = 9,81 \cdot Q_{oi}^{\phi} \cdot H_{oi}^{\phi} \cdot \eta_{ГЕС} = \\ = 9,81 \cdot 540 \cdot 245,3 \cdot 0,84 = 1091,54 \text{ тис.кВт}, \quad (8)$$

де $Q_{oi}^{\phi} \cdot H_{oi}^{\phi}$ – витрата і напір найбільш ефективної у енергетичному відношенні ділянки; $\eta_{ГЕС}$ – К.К.Д. гідроелектростанції.

7. Теоретичний гідроенергетичний потенціал усього водотоку

$$E_n = 8760 \cdot \sum_{i=1}^K N_{oi} = 8760 \cdot 4452,6 = \quad (9)$$

$$39004776 \text{ тис.кВт} \cdot \text{год} = 39,0 \text{ млрд.кВт} \cdot \text{год}.$$

де 8760 год – число годин використання гідроелектростанції; K – кількість ділянок водотоку

Таблиця VI.1

Розрахунок гідроенергетичного потенціалу водотоку

№ створу	$\downarrow P_B, \text{ м}$	$L, \text{ км}$	$F, \text{ тис. км}^2$	$L_{oi}, \text{ км}$	$H_{oi}, \text{ м}$	$Q_i, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{oi}, \text{ м}^3/\text{с}$	$H_{oi}^{\phi}, \text{ м}$	$Q_{oi}^{\phi}, \text{ м}^3/\text{с}$	$N_{oi}, \text{ кВт}$	$N_{ei}, \text{ кВт}$	$N_{oi}/L_{oi}, \text{ кВт/км}$
1	5600	10	4			28				0		
				120	600		45,5	540	43,7	231,5		1,829
2	4700	130	9			63				231,5		
				160	900		101,5	810	97,4	773,9		4,637
3	3500	290	20			140				1005,4		
				190	800		175	720	168	1186,6		6,045
4	2900	480	30			210				2192,0		
				190	600		255,5	540	245,3	1299,4		6,339
5	2100	670	43			301				3491,4		
				320	300		378	270	362,9	961,2		3,104
6	1700	990	65			455				4452,6		

8. В результаті розрахунків будуюмо кадастрові графіки водотоку (рис. 1).

Кадастрові графіки гідроресурсів водотоку – це графічні залежності відміток рівнів води, витрат та потужностей водотоку у його створах.

Паспорт річки - це уніфіковане зведення основних даних про фізико-географічні особливості, водний режим, використання природних ресурсів і екологічну обстановку у її басейні, а також наведені рекомендації щодо збільшення стійкості екологічної системи.

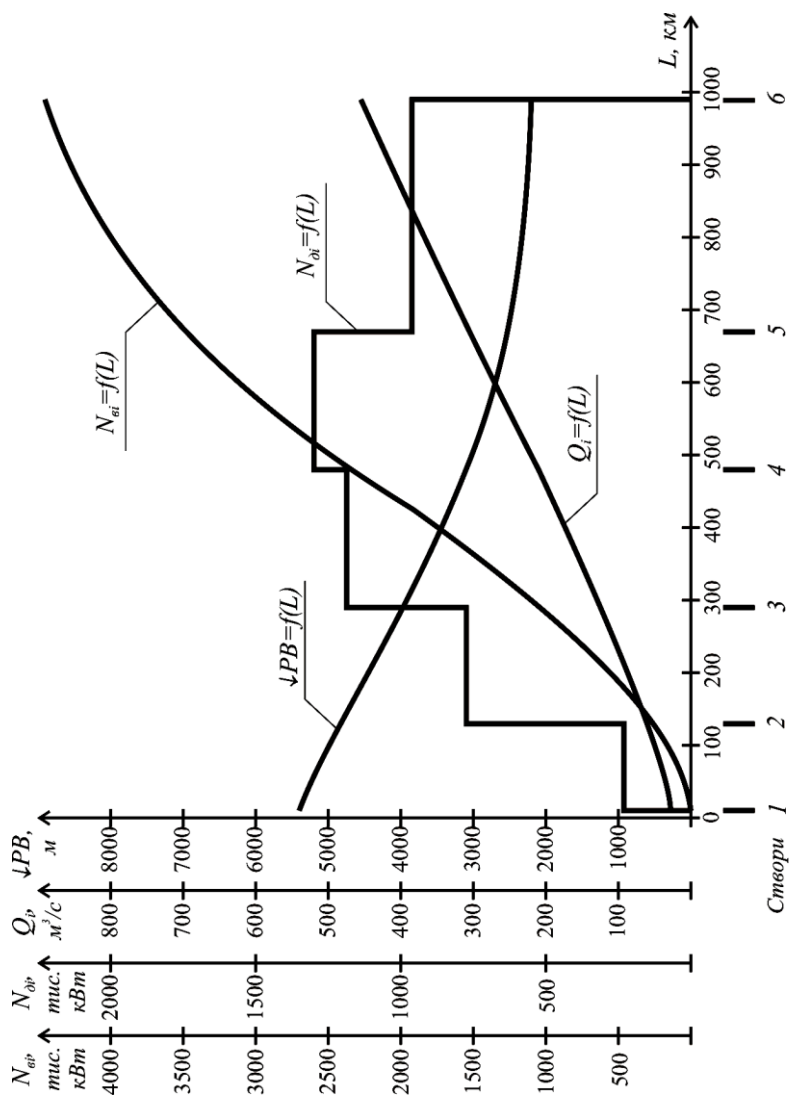


Рис. 1. Кадастрові графіки гідроресурсів водотоку

Практична робота № 7

Коригування природного гідрографа стоку річки з урахуванням комплексного використання

Приклад VII. Потрібно скоригувати природний гідрограф стоку річки гідровузла комплексного призначення, врахувавши:

- 1) втрати води на випаровування, фільтрацію, льодоутворення;
- 2) втрати води на водопостачання, зрошення, судноплавство.

Вихідні дані (приймаються згідно додатків Д.7.1 та Д.7.2):

Місяць	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	700	690	570	4600	4700	650	660	600	540	1120	940	710

Площа дзеркала водосховища $F = 150 \text{ км}^2$.

Чисельність населення $N = 3,2 \text{ млн. чол.}$

Витрата на шлюзування суден $Q_{\text{шл}} = 12 \text{ м}^3/\text{с}$.

Широта, у якій знаходиться водотік – *середня*.

Порядок виконання

1. Визначаємо втрати води на фільтрацію

$$\Delta W_{\phi} = h_{\phi} \cdot F = 1,0 \cdot 150 = 150 \text{ км}^3 = 150 \cdot 10^6 \text{ м}^3, \quad (1)$$

де F – площа дзеркала водосховища, км^2 ; h_{ϕ} – шар води, що втрачається протягом року із одиниці площі дзеркала водосховища (величину шару h_{ϕ} можна приймати для хороших гідрогеологічних умов /водонепроникні ґрунти/ – $h_{\phi} = 0,5 \text{ м}$; для середніх умов – $h_{\phi} = 1,0 \text{ м}$; для важких умов – $h_{\phi} = 1,5 \dots 2,0 \text{ м}$).

Фільтраційна витрата, на яку будемо коригувати гідрограф побутових витрат річки

$$\Delta Q_{\phi} = \frac{\Delta W_{\phi}}{2,63 \cdot 10^6 \cdot 12} = \frac{170 \cdot 10^6}{2,63 \cdot 10^6 \cdot 12} = 5,4 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (2)$$

2. Визначаємо втрати води на випаровування

$$\Delta W_{\text{вип}} = (h_{\text{в}} - h_{\text{с}}) \cdot F = (0,5 - 0,35) \cdot 170 \cdot 10^6 = 25,5 \cdot 10^6 \text{ м}^3, \quad (3)$$

де $h_{\text{в}}$, $h_{\text{с}}$ – висота шару випаровування із водної поверхні та суходолу (приймаємо за табл. VII.1).

Таблиця VII.1

Висота шару випаровування

Висота шару випаровування, см	Широта		
	північна	середня	південна
із водної поверхні, h_g	30 ... 40	40 ... 60	60 ... 100
із поверхні суходолу, h_c	10 ... 30	30 ... 40	40 ... 50

Витрата випаровування, на яку коригується гідрограф, становить

$$\Delta Q_{\text{вип}} = \frac{\Delta W_{\text{вип}}}{(12-n) \cdot 2,63 \cdot 10^6} = \frac{25,5 \cdot 10^6}{(12-6) \cdot 2,63 \cdot 10^6} = 1,6 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4)$$

де n – кількість місяців льодоставу.

3. Визначаємо втрати води на льодоутворення

$$\Delta W_{\text{л}} = 0,9 \cdot h_{\text{л}} \cdot F = 0,9 \cdot 0,4 \cdot 170 \cdot 10^6 = 61,2 \cdot 10^6 \text{ м}^3, \quad (5)$$

де $\rho_{\text{л}} = 0,9$ – об'ємна маса льоду, т/м³; $h_{\text{л}}$ – товщина льоду, см.

Таблиця VII.2

Значення товщини льоду

Товщина льоду, см	Широта		
	північна	середня	південна
$h_{\text{л}}$	60 ... 100	40 ... 60	30 ... 40

Під час льодоставу втрати на льодоутворення рівні

$$\Delta Q_{\text{л}} = \frac{\Delta W_{\text{л}}}{2,63 \cdot 10^6 \cdot n} = \frac{61,2 \cdot 10^6}{2,63 \cdot 10^6 \cdot 6} = 3,9 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6)$$

у період відкритої води

$$\Delta Q_{\text{л}} = \frac{\Delta W_{\text{л}}}{(12-n) \cdot 2,63 \cdot 10^6} = \frac{61,2 \cdot 10^6}{(12-6) \cdot 2,63 \cdot 10^6} = 3,9 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (7)$$

Під час льодоставу втрати рівномірно віднімаються, а під час танення льоду вони рівномірно додаються до розрахункового стоку річки.

4. Втрати води на водопостачання визначаються нормою водоспоживання населення і промисловими витратами:

$$\Delta Q_{\text{вод}} = \Delta Q_{\text{нас}} + \Delta Q_{\text{пром}} = 8,3 + 720 = 728,3 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (8)$$

Втрати води на водопостачання населення рівні

$$\Delta Q_{\text{нас}} = q_{\text{н}} \cdot N = 0,236 \cdot 10^6 = 0,236 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{добу}, \quad (9)$$

$$\Delta Q_{\text{нас}} = 0,236 \cdot 10^6 / 86400 = 2,7 \text{ м}^3/\text{с},$$

де $q_n = 200 \text{ л/добу} = 0,2 \text{ м}^3/\text{добу}$ – норма водоспоживання (табл.VII.3);
 N – кількість жителів, які проживають у районі водогосподарського комплексу.

Втрати води для постачання промисловості за статистичними даними складає $10 \div 17 \%$ від максимальної витрати водотоку

$$\Delta Q_{\text{пром}} = 0,15 \cdot Q_{\text{макс}} = 0,15 \cdot 4800 = 720 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (10)$$

де $Q_{\text{макс}}$ – максимальна величина природного гідрографа стоку, $\text{м}^3/\text{с}$.

Таблиця VII.3

Норма водоспоживання

Ступінь благоустрою населення	Норма водоспоживання $q_n \text{ л/добу}$
Без водопроводу і каналізації	30 ... 50
Водопровід, каналізація, без ванн	125 ... 150
Водопровід, каналізація, ванна, газова колонка	180 ... 230
Водопровід, каналізація, центральне гаряче водопостачання	275 ... 400

5. Втрати для потреб меліорації становлять $20 \div 30 \%$ витрати річки

$$\Delta Q_{\text{зр}} = (0,2 \div 0,3) \cdot Q_i, \text{ м}^3/\text{с}. \quad (11)$$

де Q_i – витрата водотоку кожного місяця (враховується тільки за вегетативний період із квітня по вересень).

6. Втрати води на шлюзування мають постійний характер і враховуються під час періоду відкритої води (квітень-вересень)
 $\Delta Q_{\text{шл}} = 11,0 \text{ м}^3/\text{с}$.

7. Визначаємо сумарні втрати води, на які потрібно скоригувати природний гідрограф рівні

$$Q_{\text{ск},i} = Q_i + \Sigma \Delta Q_i \quad (12)$$

Розрахунки здійснюються у табличній формі (табл.VII.4).

Таблиця VII.4

Коригування природного гідрографа стоку річки

Витрати $\text{м}^3/\text{с}$	Місяці року											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q_i	700	690	570	4600	4700	650	650	600	640	1120	940	710
ΔQ_{ϕ}	-6,4	-6,4	-6,4	-6,4	-6,4	-6,4	-6,4	-6,4	-6,4	-6,4	-6,4	-6,4
$\Delta Q_{\text{вип}}$				-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5			
ΔQ_d	-3,7	-3,7	-3,7	+3,7	+3,7	+3,7	+3,7	+3,7	+3,7	-3,7	-3,7	-3,7
$\Delta Q_{\text{вод}}$	-348,3	-348,3	-348,3	-348,3	-348,3	-348,3	-348,3	-348,3	-348,3	-348,3	-348,3	-348,3
$\Delta Q_{\text{зр}}$				-675	-760	-187,5	-187,5	-175	-185			
$\Delta Q_{\text{шл}}$				-11	-11	-11	-11	-11	-11			
$\Sigma \Delta Q$	-437,6	-437,6	-437,6	-1917,4	-1942,4	-929,9	-929,9	917,4	927,4	742,4	737,6	737,6
$Q_{\text{СК}}$	62,4	52,4	-67,6	2782,6	2857,6	-179,9	-179,9	-217,4	-187,4	277,6	262,4	72,4

8. В результаті отриманих даних будуються гідрографи природного і скоригованого стоку річки.

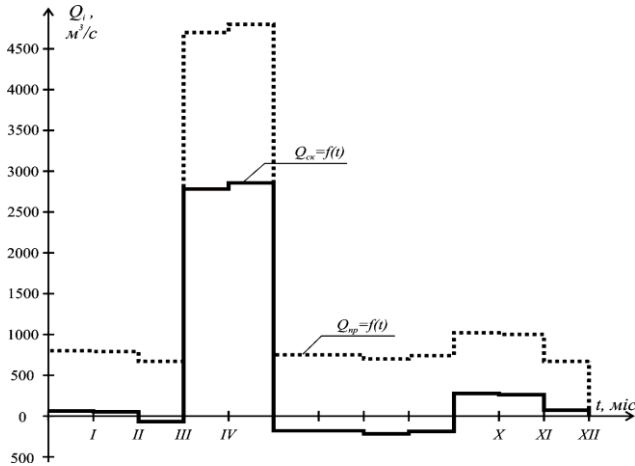


Рис.1. Гідрографи природного і скоригованого стоку річки

Отримані природний та скорегований гідрографи стоку річки, використовуються при проведенні водно-енергетичних розрахунків, методика виконання яких викладена у [6].

Практична робота № 8

Розрахунок оптимальної глибини спрацювання водосховища

Визначення оптимальної глибини спрацювання водосховища виконується з метою отримання максимум виробітку електроенергії на ГЕС (за розрахунковий період часу T при відомомк $VНПР$). Вирібіток електроенергії E за даний час умовно можна розділити на дві складові

$$E = E_B + E_C. \quad (1)$$

Перша складова E_B характеризується лише спрацьованою через турбіни корисною ємкістю водосховища W_B , а друга складова E_C залежить від транзитного стоку W_C . Обидві складові визначаються за формулою

$$E = \frac{W \cdot H \cdot \eta}{367,2}, \quad (2)$$

де η – К.К.Д. гідроелектростанції; H – діючий на ГЕС напір, м; W – об'єм стоку, м³.

Приклад VIII. Потрібно визначити виробіток електроенергії на ГЕС при декількох глибинах спрацювання водосховища. Знайти оптимальну глибину спрацювання водосховища і відповідну їй відмітку рівня мертвого об'єму. Вказати величину корисного об'єму водосховища.

Вихідні дані (приймаються згідно додатків Д.8.1 та Д.8.2)

1. Приймаємо вид регулювання стоку – *річний*.
2. Об'єм стоку за розрахунковий період регулювання водосховища - $W_C = 15 \cdot 10^9 \text{ м}^3$.
3. Координати кривої залежності об'єму водосховища від рівнів води у водосховищі:

Рівень води $\downarrow BB$, м	Об'єм водосховища W_B , м ³
540	$33 \cdot 10^9$
520	$18 \cdot 10^9$
500	$8 \cdot 10^9$
480	$3 \cdot 10^9$

4. Координати кривої зв'язку витрат та рівнів води у нижньому б'єфі:

Рівень води $\downarrow HB$, м	Витрата води Q , м ³ /с
420,0	0
424,0	400
425,7	800
426,6	1200
427,2	1600
429,5	3000

5. Відмітка нормального підпірного рівня $\downarrow НПП = 540$ м.

6. Коефіцієнт корисної дії установки $\eta = 0,84$.

Порядок виконання

1. За вихідними даними будуємо криві залежності $\downarrow BB = f(W_B)$ та $\downarrow HB = f(Q)$ - (див. рис. 1 та рис. 2).

2. У верхньому б'єфі ГЕС призначаємо п'ять-шість відміток рівня води (можна із однаковим інтервалом). Для кожного з них встановлюємо об'єм W_B , розрахунковий рівень $\downarrow BB$ і глибину спрацювання h_{cnp} .

Для вибору відміток рівня із різним спрацюванням приймаємо інтервал між $\nabla НПП$ і рівнем, що відповідає об'єму водосховища ΔW (рахуючи від відмітки $\nabla НПП$).

Примітка: $\Delta W = 0,1 \cdot W_c$ – при добовому і тижневому регулюванні;
 $\Delta W = 0,3 \cdot W_c$ – при річному регулюванні.

W_{Bi} , млрд.м ³	h_{cnp} , м	$\downarrow BB$, м
0	0	540,0
4,5	6,0	534,0
9,0	12,0	528,0
13,5	18,0	522,0
18,0	25,0	515,0
22,5	33,6	506,4
27,0	46,6	493,4

$$\Delta W = 0,3 \cdot 15 \cdot 10^9 = 4,5 \cdot 10^9 \text{ м}^3.$$

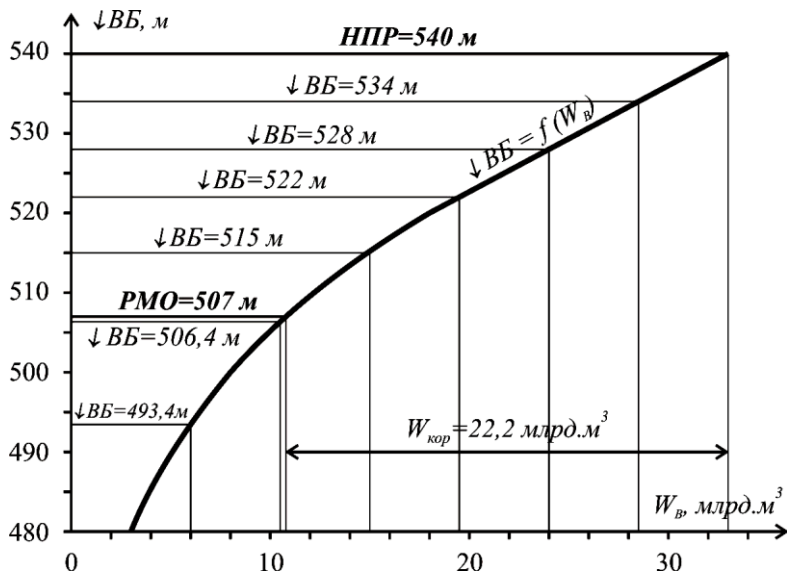


Рис. 1. Крива $\downarrow BB = f(W_B)$

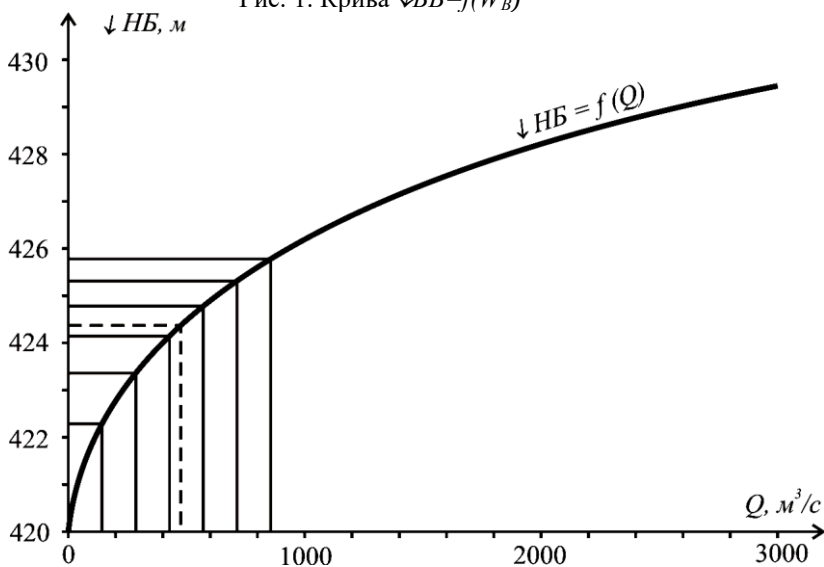


Рис. 2. Крива $\downarrow HB = f(Q)$

Таблица VIII.1

3. Встановлюємо складові виробітку електроенергії E_B , що отримується за рахунок спрацювання корисної ємкості водосховища через турбіни:

- витрати при спрацюванні об'єму водосховища

$$Q_{Bi} = W_{Bi} / T, \quad (3)$$

де – $T=86400$ с – при добовому регулюванні, $T=604800$ с – при тижневому регулюванні, $T=31536000$ с – при річному регулюванні.

- за кривою $\sqrt{H_B} = f(Q)$ визначаємо відповідні витратам рівні води у нижньому б'єфі;

- визначаємо значення напорів

$$H_{Bi} = \sqrt{BB_i} - \sqrt{HB_i}; \quad (4)$$

- знаходимо енергію, що отримується за рахунок спрацювання водосховища E_{Bi}

$$E_{Bi} = \frac{W_{Bi} \cdot H_{Bi} \cdot \eta}{367,2}. \quad (5)$$

Розрахунки виконуємо у табличній формі (табл.VIII.2).

Таблиця VIII.2

Складові виробітку електроенергії E_B , що отримується за рахунок спрацювання ємкості водосховища через турбіни ГЕС

W_B , млрд.м ³	$\sqrt{BB}$, м	Q_B , м ³ /с	$\sqrt{HB}$, м	H_B , м	E_B , кВт · год
0	540,0	0	420	120	0
4,5	534,0	142,7	422,3	111,7	$1,15 \cdot 10^9$
9,0	528,0	285,4	423,4	104,6	$2,15 \cdot 10^9$
13,5	522,0	428,1	424,1	97,9	$3,02 \cdot 10^9$
18,0	515,0	570,8	424,8	90,2	$3,71 \cdot 10^9$
22,5	506,4	713,5	425,3	81,1	$4,17 \cdot 10^9$
27,0	493,4	856,2	425,8	67,6	$4,18 \cdot 10^9$

4. Визначаємо складові виробітку електроенергії E_C , що отримується при спрацюванні транзитного стоку:

- величина витрати буде постійною

$$Q_C = W_C / T = 15 \cdot 10^9 / 31536000 = 475,6 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6)$$

- відмітка води у НБ також буде постійною (за кривою $\sqrt{HB} = f(Q)$ визначаємо $\sqrt{HB} = 424,4$ м);

— статичні напори рівні

$$H_{Ci} = \downarrow BB_i - \downarrow HB; \quad (7)$$

— виробіток енергії рівний

$$E_{Ci} = \frac{W_{Ci} \cdot H_{Ci} \cdot \eta}{367,2}. \quad (8)$$

Розрахунки виконуємо у табличній формі (табл.VIII.3).

Таблиця VIII.3

Складові виробітку електроенергії E_C , що отримується при спрацюванні транзитного стоку

$\downarrow BB$, м	Q_C , м ³ /с	$\downarrow HB$, м	H_C , м	E_C , кВт · год
540,0	475, 6	424,4	115,6	$3,97 \cdot 10^9$
534,0			109,6	$3,76 \cdot 10^9$
528,0			103,6	$3,55 \cdot 10^9$
522,0			97,6	$3,35 \cdot 10^9$
515,0			90,6	$3,11 \cdot 10^9$
506,4			82,0	$2,81 \cdot 10^9$
493,4			69,0	$2,37 \cdot 10^9$

5. Знаходимо сумарні значення виробітку енергії для усіх варіантів відміток води у водосховищі.

Таблиця VIII.4

$\downarrow BB$, м	E_B , кВт · год	E_C , кВт · год	E , кВт · год
540,0	0	$3,97 \cdot 10^9$	$3,97 \cdot 10^9$
534,0	$1,15 \cdot 10^9$	$3,76 \cdot 10^9$	$4,91 \cdot 10^9$
528,0	$2,15 \cdot 10^9$	$3,55 \cdot 10^9$	$5,70 \cdot 10^9$
522,0	$3,02 \cdot 10^9$	$3,35 \cdot 10^9$	$6,37 \cdot 10^9$
515,0	$3,71 \cdot 10^9$	$3,11 \cdot 10^9$	$6,82 \cdot 10^9$
506,4	$4,17 \cdot 10^9$	$2,81 \cdot 10^9$	$6,98 \cdot 10^9$
493,4	$4,18 \cdot 10^9$	$2,37 \cdot 10^9$	$6,55 \cdot 10^9$

Будуємо графіки $E_B=f(BB)$, $E_C=f(BB)$ та $E=f(BB)$. Встановлюємо оптимальне значення рівня води у водосховищі, яке відповідає максимуму виробленої енергії (див. рис. 3).

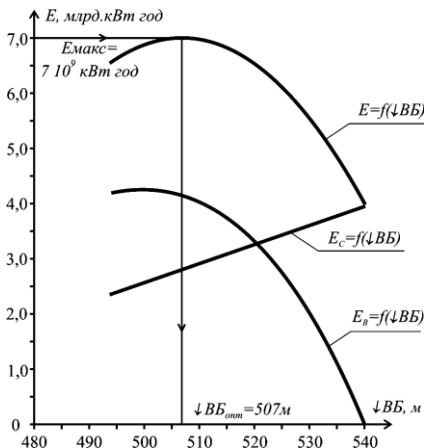


Рис. 3. Графіки $E_B=f(BB)$, $E_C=f(BB)$ та $E=f(BB)$

Висновок:

Максимальному виробітку енергії $E_{\max}=7,0$ млрд. кВт·год відповідає рівень води у водосховищі $\downarrow PBB_{\text{opt}}=507,0$ м.

За кривою $\downarrow PBB=f(W)$ (рис.VIII.1) встановлюємо глибину спрацювання водосховища $h_{\text{спр}}=33,0$ м, корисний об'єм $W_{\text{кор}}=22,2$ млрд.м³ та мертвий об'єм $W_{\text{МО}}=10,8$ млрд.м³ повний об'єм $W_{\text{П}}=33,0$ млрд.м³, повний об'єм $W_{\text{П}}=33,0$ млрд.м³.

Практична робота № 9

Розрахунок часу замулення мертвого об'єму водосховища

Приклад IX. Потрібно визначити час замулення мертвого об'єму енергетичного водосховища:

- 1) визначити норму річного стоку перенесених і зважених наносів, а також їх сумарний об'єм за рік;
- 2) визначити період замулення мертвого об'єму водосховища.

Вихідні дані (приймаються згідно додатку Д.9.1):

1. Площа водозбору $F=120$ км².
2. Мертвий об'єм водосховища $W_{\text{МО}}=23\,000$ м³.
3. Норма річного стоку $Q_0=0,32$ м³/с.
4. Норма мутності води $\rho_{0K}=0,22$ кг/м³=220 г/м³.

Порядок виконання

1. Норму річного стоку зважених наносів визначаємо за відомою мутністю води, враховуючи перехідний коефіцієнт K_{Π} (табл. IX.1).

Таблиця IX.1

Перехідний коефіцієнт від зональної норми мутності води
до мутності малих річок [16]

Площа водозбору, км ²	2	5	10	50	100	500
Коефіцієнт K_{Π}	40	20	13	5	3	1

$$R_0 = \frac{\rho_{ок} \cdot Q_0 \cdot K_{\Pi}}{1000} = \frac{240 \cdot 0,35 \cdot 3}{1000} = 0,252 \text{ кг/с}. \quad (1)$$

Так як водосховище запроектоване на рівнинній місцевості, для наближеної оцінки перенесених наносів приймаємо їх частку рівною 4% від зважених. Норма перенесених наносів рівна $G_0 = 0,252 \cdot 0,04 = 0,010$ кг/с. Загальна середня багаторічна витрата наносів складає

$$R'_0 = R_0 + G_0 = 0,252 + 0,01 = 0,262 \text{ кг/с}. \quad (2)$$

Маса стоку наносів за рік складає

$$P_H = R'_0 \cdot 31,54 \cdot 10^6 = 0,262 \cdot 31,54 \cdot 10^6 = 919620 \text{ кг} \approx 920 \text{ т}. \quad (3)$$

До наносів, що акумулюються у водосховищі, включено також органічні речовини, які утворюються при відмиранні рослинних і тваринних організмів. Наближено відсоток органічних речовин приймається 5÷10 % від ваги закумульованих мінеральних наносів. Приймаємо органічну частку наносів рівною 10 %, тобто 92 т. Тоді маса сумарної кількості відкладень у середньому за рік становить $P_H = 920 + 92 = 1012 \text{ т}$.

Загальний об'єм наносів, що потрапляє у водосховище, визначають за залежністю

$$W_H = \frac{P_H}{\gamma} = \frac{1012}{1,2} = 843,3 \text{ м}^3, \quad (4)$$

де γ – об'ємна маса наносів, т/м³ (для мулових наносів у перші роки відкладання становить 0,7÷0,9, а для ущільнених наносів 1,2÷1,3 т/м³).

2. Час замулення мертвого об'єму водосховища рівний

$$T = \frac{W_{MO}}{W_H \cdot (1 - \delta)},$$

де T – середня статистична тривалість періоду замулення водосховища у роках; W_{MO} – мертвий об'єм водосховища, м³; W_H – сумарний середній багаторічний об'єм наносів, що надходять за рік, м³; δ – транзитна частина наносів мілких фракцій, що скидаються із водосховища при повенях і паводках, у долях від загального об'єму наносів.

Транзитна частина наносів залежить від механічного складу і коефіцієнта зарегульованості стоку. Якщо коефіцієнт зарегульованості рівний одиниці, то для піщаних наносів $\delta=0,10$, для важкосуглинистих $\delta=0,40$, для легкосуглинистих $\delta=0,30$. Приймаємо $\delta=0,30$, і визначаємо середній час замулення енергетичного водосховища:

$$T = \frac{25000}{843,3(1-0,30)} = \frac{25000}{590,3} = 42 \text{ роки.}$$

ЛІТЕРАТУРА

1. Філіпович Ю. Ю. Енергоресурси та гідрологічні основи гідроенергетики. Практикум : навч. посіб. Рівне : НУВГП, 2013. 196 с.
2. Коротун І. М., Коротун Л. К., Коротун С. І. Природні умови і ресурси України. Рівне : УДАВГ, 1997. 175 с.
3. Дикий М.О. Поновлювальні джерела енергії. К. : Вища школа, 1993. 352с.
4. Сиротюк М.І. Поновлювальні джерела енергії / За ред. С. І. Кукурудзи. Львів : Вид.центр ЛНУ ім. І. Франка, 2008. 248 с.
5. Самохвалов В. С. Вторинні енергетичні ресурси та енергозбереження. Київ : Центр учбової літератури. 2008. 224 с.
6. Редько А. О., Безродний М. К., Загорученко М. В., Ратушняк Г. С., Редько О. Ф., Хмельнюк М.Г. Низькопотенційна енергетика : навчальний посібник / Під редакцією академіка НАНУ А. А. Долинського. Харків : Друкарня Мадрид, 2016. 412 с.
7. Маляренко В. А., Лисак Л. В. Енергетика доквілля, енергозбереження / Під заг. ред. проф. В. А. Маляренка. Харків : Рубікон, 2004. 368 с.
8. Альтернативні енергоресурси. Вступ до спеціальності : навчальний посібник / С. В. Бойченко, А. В. Яковлєва, О. О. Вовк, Казимир Лейда, С. Й. Шаманський; за заг. редакцією С. В. Бойченка. К. : НАУ, 2021. 397 с.

ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРАКТИЧНИХ РОБІТ

Додаток 1

Вихідні дані до практичної роботи № 1
„Закон еквівалентності тепла і роботи”

Таблиця Д.1.1

Параметри	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Остання цифра шифру										
Родовище, вид і марка палива	Родовище № 1 вугілля Д	Мазут М	Родовище № 5 вугілля Г	Родовище № 3 вугілля ПЖ	Родовище № 3 вугілля БР	Родовище № 2 вугілля ПС	Родовище № 7 вугілля Б	Родовище № 2 вугілля ПС	Родовище № 1 вугілля АС	Родовище № 4 вугілля ПЖ
Передостання цифра шифру										
Маса палива, кг	3900	7500	4600	3900	5100	4700	7600	2300	6500	3750

Таблиця Д.1.2

Середні характеристики теплоти згоряння основних видів палива

Родовище	Марка і сорт палива	Теплота згоряння палива Q_n^p , ккал/кг
1	2	3
<i>Вугілля</i>		
Родовище № 1	Д	4900
	Г	5900
	ПЖ	5980
	Т	6600
	АМ і АС	6500
	АРШ	6100

Продовження табл. Д.1.2

Родовище № 2	К і ПС	5990
	Д	6300
	СС	6700
Родовище № 3	ПЖ, ПС	5300
	БР	3600
Родовище № 4	ПЖ	5900
Родовище № 5	Г	4970
	ПА	5900
	Б	3770
Родовище № 6	Д	4660
Родовище № 7	Б	1650
<i>Горючі сланці</i>		
Родовище № 1	-	2700
Родовище № 2	-	2000
Родовище № 3	-	1400
<i>Торф</i>		
-	Кусковий	2560
-	Фрезерний	2050
<i>Дрова</i>		
-	Середні	2450
<i>Мазут</i>		
-	-	9400

Примітка: умовні позначення марки і сорту вугілля розшифровуються так: Г – газове; СС – слабо-спікається; Д – із довгим полум'ям; ПЖ – парове жирне; Т – збіднене; АМ – антрацит мілкий; АРШ – антрацит рядовий, штиб; АС – антрацит “зернятко”; К – коксівне; ПС – парове, спікається; БР – буре рядове; АР – антрацит рядовий; Б – буре

Додаток 2

Вихідні дані до практичної роботи № 2
„Визначення витрати умовного палива на ТЕЦ”

Таблиця Д.2.1

Остання цифра шифру	n , шт.	N_T , МВт	E , кВт·год	D , т/рік	Q , млн.ккал/рік	p_o , атм	t_o , °C
0	12	400	$35 \cdot 10^6$	$210 \cdot 10^3$	$170 \cdot 10^3$	32	350
1	4	500	$28 \cdot 10^6$	$100 \cdot 10^3$	$58 \cdot 10^3$	30	380
2	6	750	$32 \cdot 10^6$	$160 \cdot 10^3$	$89 \cdot 10^3$	32	400
3	8	450	$45 \cdot 10^6$	$200 \cdot 10^3$	$120 \cdot 10^3$	34	500
4	4	550	$22 \cdot 10^6$	$95 \cdot 10^3$	$53 \cdot 10^3$	29	280
5	6	600	$24 \cdot 10^6$	$105 \cdot 10^3$	$68 \cdot 10^3$	30	300
6	8	850	$30 \cdot 10^6$	$160 \cdot 10^3$	$86 \cdot 10^3$	32	360
7	4	1000	$40 \cdot 10^6$	$210 \cdot 10^3$	$150 \cdot 10^3$	34	410
8	6	700	$35 \cdot 10^6$	$100 \cdot 10^3$	$60 \cdot 10^3$	29	450
9	8	500	$37 \cdot 10^6$	$160 \cdot 10^3$	$92 \cdot 10^3$	30	500

Таблиця Д.2.2

Перед- остання цифра шифру	d_k , кг $\frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$	χ	$\eta_{ген} \cdot \eta_{мех}$	$\eta_{ку}$	h' , ккал/кг	η'_{oe}	$i_{жв}$, ккал/кг
0	6,0	0,10	0,90	0,85	102	0,60	100
1	6,5	0,12	0,92	0,90	104	0,65	102
2	7,0	0,14	0,94	0,85	106	0,70	104
3	7,5	0,16	0,96	0,90	108	0,55	106
4	6,25	0,11	0,89	0,85	110	0,60	108
5	6,75	0,13	0,91	0,90	100	0,65	96
6	7,25	0,15	0,93	0,85	102	0,70	100
7	7,75	0,17	0,95	0,90	104	0,55	102
8	6,5	0,16	0,90	0,85	106	0,60	104
9	7,0	0,14	0,92	0,90	108	0,65	106

Для усіх варіантів $\eta_{тр}=1,0$.

Додаток 3

Вихідні дані до практичної роботи № 3
„Розрахунок параметрів вітроенергетичної станції”

Таблиця Д.3.1

Найменування параметрів	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Остання цифра шифру									
Кількість вітроенергетичних установок, n , шт.	8	9	10	11	12	13	6	7	14	15
Необхідна повну потужність ВЕУ, $N_{необх}$, Вт	275	400	650	1000	1500	380	500	560	1200	2100
Швидкість вітру, w , м/с	12	11	10	9	12	14	16	18	20	19
Температура повітря, t , °C	-16	-12	-10	-8	-4	0	+6	+8	+10	+12
Атмосферний тиск, p , кПа	100	101	102	101	100	99	98	97	99	101

Таблиця Д.3.2

Найменування параметрів	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Передостання цифра шифру									
Довжина лопатки вітрового колеса, L , м	2,5	2,7	2,9	3,0	2,8	2,6	2,4	2,2	2,0	2,3
К.К.Д. вітроподвигуна, η_v , %	30	31	32	33	34	33	32	31	30	33
Електричний К.К.Д. установки, η_e , %	73	74	75	76	77	78	77	76	75	74
Кількість лопатей ВЕУ, $i_{лоп}$, шт.	3	2	3	10	3	2	3	10	3	2
Максимальна висота навоколишніх перешкод, h , м	14	15	16	17	18	19	8	11	12	10

Додаток 4

Вихідні дані до практичної роботи № 4
„Розрахунок параметрів сонячної електростанції”

Таблиця Д.4.1

Найменування параметрів	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Остання цифра шифру									
Кількість геліостатів, n , шт	2800	2200	3000	4000	5000	6000	5500	4500	5800	4900
Інтенсивність сонячного випромінювання, I , Вт/м ²	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800
Тиск гострого пару, p_1 , МПа	12	13	11	9	8	3	6	7	10	5
Тиск у конденсаторі, p_2 , кПа	8	9	10	11	12	11	10	9	8	10

Таблиця Д.4.2

Найменування параметрів	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Передостання цифра шифру									
Площа дзеркал одного геліостата, F , м ²	10	12	14	11	13	15	8	16	9	17
Коефіцієнт ефективності використання сонячного випромінювання, $\eta_{св}$, %	50	49	48	47	46	47	48	49	50	48
Температура гострого пару, t , °С	450	500	600	350	300	280	260	240	300	500
К.К.Д. парогенератора, $\eta_{пг}$	0,81	0,82	0,83	0,84	0,85	0,84	0,83	0,82	0,81	0,80
К.К.Д. фотоелектричних перетворювачів, $\eta_{ф.е.}$	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,14	0,13	0,12	0,15	0,14

Додаток 5

Вихідні дані до практичної роботи № 5
„Розрахунок геотермальних установок”

Таблиця Д.5.1

Найменування параметрів	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Остання цифра шифру									
Повну потужність геотермальної електростанції, N , МВт	5	10	6	11	7	12	8	13	9	14
Температура охолоджуючої води, $t_{х.в.}$, °С	6	5	9	10	12	15	11	14	8	7

Таблиця Д.5.2

Найменування параметрів	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Передостання цифра шифру									
Тепло від води із геотермальних свердловин, t_{rc} , °С	220	170	210	230	250	270	180	1900	280	270
Відносний внутрішній коефіцієнт турбіни, $\eta_{0,i}$, %	77	79	81	78	80	82	78	80	82	79
К.К.Д. турбогенератора, η_e	0,94	0,95	0,96	0,97	0,96	0,95	0,94	0,95	0,96	0,97

Вихідні дані до практичної роботи № 6
„Гідроенергетичний потенціал водотоку.
Кадастрові графіки”

Таблиця Д.6.1

<i>Остання цифра шифру</i>	<i>№№ створів</i>	<i>Відмітки рівнів води ↓РВ, м</i>	<i>Відстань від джерела L, км</i>	<i>Площа басейну F, тис.км²</i>
0,5	1	400	22	5,5
	2	360	48	11
	3	300	76	16
	4	250	104	20
	5	210	125	25
	6	170	170	40
1,6	1	1620	0	2,5
	2	1100	160	6
	3	720	280	9
	4	400	380	14
	5	190	450	18
	6	0	530	25
2,7	1	860	0	9,4
	2	700	200	16,6
	3	675	250	23
	4	550	480	36
	5	500	650	100
	6	425	880	210
3,8	1	2190	0	10
	2	1454	50	18
	3	1022	130	27
	4	693	280	42
	5	470	610	68
	6	124	1020	100
4,9	1	5400	10	4
	2	4800	130	9
	3	3900	290	20
	4	3100	480	30
	5	2500	670	43
	6	2200	990	65

Таблиця Д.6.2

Параметри	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Передостання цифра шифру									
Середньорічний модуль стоку q , л/с	5	6	7	8	9	5	6	7	8	9
Втрати витрати стоку річки ΔQ , %	6	5	4	3	2	2	3	4	5	6
	Остання цифра шифру									
Втрати напору ΔH , %	6	8	10	7	9	11	12	10	8	6
Коефіцієнт корисної дії ГЕС, %	82	83	84	85	86	85	84	83	82	85

Додаток 7

Вихідні дані до практичної роботи № 7
„Коригування природного гідрографа стоку річки
з урахуванням комплексного використання”

Таблиця Д.7.1

Остання цифра шифру	Щомісячна витрата водотоку Q , м ³ /с											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
0	700	700	690	3300	4500	850	690	1200	1000	1200	1000	620
1	750	810	730	4500	4000	900	780	840	890	1350	1050	670
2	620	710	815	2700	3100	800	610	650	700	900	880	550
3	650	740	860	3700	4500	710	600	680	700	950	920	580
4	700	790	970	4700	4800	750	650	700	740	1020	1000	410
5	580	660	1020	3000	4000	650	540	650	680	820	810	410
6	510	610	880	2500	4000	810	550	620	615	760	820	390
7	440	520	970	2600	3300	560	450	550	555	720	710	450
8	610	720	1410	4500	5300	800	670	750	750	940	1020	570
9	580	650	1110	3600	3100	710	600	710	710	910	930	420

Таблиця Д.7.2

Найменування параметрів	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Передостання цифра шифру									
Площа дзеркала водосховища F , км ²	130	140	150	160	170	180	190	105	110	120
Широта, у якій знаходиться водотік	Пн	Пн	Ср	Ср	Пд	Пд	Пн	Пн	Ср	Ср
	Остання цифра шифру									
Чисельність населення, N , млн. чол.	3,0	3,2	3,4	3,6	3,8	4,0	3,5	3,7	3,3	3,9
Витрата на шлюзування, $Q_{шл}$, м ³ /с	20	17	14	11	12	14	16	18	15	20

Додаток 8

Вихідні дані до практичної роботи № 8
„Розрахунок оптимальної глибини спрацювання водосховища”

Таблиця Д.8.1

Остання цифра шифру	Вид регулювання	Тип кривих	↓ НПР, м
0	добове	В	540
1	річне	С	107,5
2	добове	А	400
3	річне	В	530
4	річне	С	107,5
5	добове	А	390
6	річне	А	520
7	річне	Д	410
8	добове	В	107
9	річне	С	395
Передостання цифра шифру		Об'єм стоку W_C , м ³	К.К.Д. η
0		15·10 ⁹	0,81
1		40·10 ⁶	0,84
2		28·10 ⁹	0,83
3		14·10 ⁹	0,80
4		36·10 ⁶	0,84
5		20·10 ⁹	0,82
6		13·10 ⁹	0,81

7	$12 \cdot 10^9$	0,83
8	$30 \cdot 10^6$	0,81
9	$30 \cdot 10^9$	0,82

Таблиця Д.8.2

Тип кривих	Верхній б'єф		Нижній б'єф	
	Рівень води ↓ ВБ, м	Об'єм водосховища $W_B, м^3$	Рівень води ↓ НБ, м	Витрата води $Q, м^3/с$
А			420,0	0
	540	$31 \cdot 10^9$	424,0	400
	520	$17 \cdot 10^9$	425,7	800
	500	$8,5 \cdot 10^9$	426,6	1300
	480	$3,9 \cdot 10^9$	427,2	1600
В			429,5	3000
	107,5	$0,68 \cdot 10^9$	85,9	75
	106,9	$0,54 \cdot 10^9$	86,3	240
	104,9	$0,35 \cdot 10^9$	88,1	360
	104,0	$0,22 \cdot 10^9$	88,4	770
С			90,2	1480
	400	$27 \cdot 10^9$	93,0	2760
	380	$20 \cdot 10^9$	195,0	0
	360	$14 \cdot 10^9$	197,6	400
	340	$11 \cdot 10^9$	198,7	800
Д			200,0	1300
	410	$0,81 \cdot 10^9$	201,0	1600
	409	$0,66 \cdot 10^9$	203,8	3200
	407	$0,45 \cdot 10^9$	380,0	100
	406	$0,41 \cdot 10^9$	384,0	340
			385,5	500
			386,6	860
			387,3	1500
			389,4	2800

Додаток 9

Вихідні дані до практичної роботи № 9 «Розрахунок часу замулення мертвого об'єму водосховища»

Таблиця Д.9.1

Параметри	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Остання цифра шифру										
Площа водозбору, F , км ²	130	150	175	200	250	300	320	280	260	240
Мертвий об'єм водосховища, W_{MO} , м ³	22 000	31 000	37 000	39 000	42 000	46 000	50 000	54 000	60 000	64 000
Передостання цифра шифру										
Норма річного стоку, Q_0 , м ³ /с	0,30	0,35	0,40	0,45	0,5	0,45	0,4	0,35	0,37	0,42

Норма мутності води, $\rho_{ок}$, кг/м ³	0,22	0,24	0,26	0,28	0,3	0,32	0,35	0,34	0,31	0,27
---	------	------	------	------	-----	------	------	------	------	------