



Національний університет
водного господарства
та природокористування

Міністерство освіти і науки України

**Національний університет водного господарства
та природокористування**

Ю. Ю. Філіпович



Національний університет
водного господарства
та природокористування

**«ЕНЕРГОРЕСУРСИ
ТА ГІДРОЛОГІЧНІ ОСНОВИ
ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ.
ПРАКТИКУМ»**

Навчальний посібник

Рівне – 2013



Національний університет

УДК 621.8.03 (075.8)

ББК 31.15 (я 7-6)

Ф51

*Затверджено вченою радою Національного університету водного господарства та природокористування.
(Протокол № 13 від 23 грудня 2011 р.)*

Рецензенти:

Хланук М.М., доктор технічних наук, професор Національного університету водного господарства та природокористування, м. Рівне;
Лутаєв В.В., кандидат технічних наук, професор Національного університету водного господарства та природокористування, м. Рівне;
Тимейчук О.Ю., кандидат технічних наук, доцент Національного університету водного господарства та природокористування, м. Рівне.

Філіпович Ю.Ю.

Ф51 Енергоресурси та гідрологічні основи гідроенергетики. Практикум: Навчальний посібник.– Рівне: НУВГП, 2013.– 196 с.: іл.

Наведено опис ресурсів поновлювальних і неповнолювальних джерел енергії, розглянуто способи їх добування, використання і перетворення у електроенергію та транспортування її до споживачів. Значна частина книги присвячена способам використання гідравлічної енергії.

Практикум відповідає затвердженій робочій програмі дисципліни «Енергоресурси та гідрологічні основи гідроенергетики» та призначений для студентів вищих навчальних закладів, які навчаються за галуззю знань 0506 – «Енергетика та енергетичне машинобудування» за напрямом підготовки 6.050602 – «Гідроенергетика».

Табл. 46. Іл. 27. Бібліогр. 17 назв.

УДК 621.8.03 (075.8)
ББК 31.15 (я 7-6)

© Філіпович Ю.Ю., 2013

© Національний університет водного

господарства та природокористування, 2013



ПЕРЕДМОВА

Метою вивчення дисципліни „Енергоресурси та гідрологічні основи гідроенергетики” є формування знань у майбутніх фахівців-гідротехніків та гідроенергетиків в галузі сучасного паливно-енергетичного комплексу України, зокрема, перспектив розвитку гідроенергетики та нетрадиційних джерел енергії.

У результаті вивчення даного курсу студенти повинні:

знати: сучасний стан паливно-енергетичного комплексу України; кількісну оцінку непоновлювальних та поновлювальних енергетичних ресурсів, зокрема, гідроенергоресурсів; призначення та принципи роботи енергосистем; види та схеми гідроенергетичних установок, їх участь у покритті графіків навантаження енергосистем; способи транспортування енергії і різних видів енергоресурсів; методи та способи економії енергоресурсів і енергії; економічну ефективність та можливості використання гідроенергетичних установок; екологічні проблеми і методи захисту навколишнього середовища у процесі добування, транспортування та використання різних видів енергоресурсів;

вміти: застосовувати теорію розмірностей фізичних величин при вивченні різноманітних гідравлічних та енергетичних процесів; розраховувати теплотехнічні та енергетичні параметри теплових електростанцій; використовувати теоретичні знання з основ гідрологічних та водноенергетичних розрахунків; визначати параметри регулювання стоку гідроелектростанціями та каскадом ГЕС; розраховувати технічні та енергетичні параметри вітрових, сонячних та геотермальних енергетичних установок; використовувати техніко-економічні розрахунки при виборі способів та методів використання альтернативних джерел енергії для вирішення практичних завдань при проектуванні ГЕС і ГАЕС.

Практикум відповідає затвердженій робочій програмі дисципліни «Енергоресурси та гідрологічні основи гідроенергетики» і призначений для студентів вищих навчальних закладів, які навчаються за галуззю знань 0506 – «Енергетика та енергетичне машинобудування» за напрямом підготовки 6.050602 – «Гідроенергетика».



1. МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ДО ВИВЧЕННЯ ТЕМ ЗМІСТОВИХ МОДУЛІВ

ЗМІСТОВИЙ МОДУЛЬ № 1 «ЕНЕРГОРЕСУРСИ»

Тема 1. Значення енергетики та гідроенергетики для галузей господарства

Енергетика – це: по-перше, галузь промисловості, що добуває, транспортує та переробляє енергетичні ресурси Землі та, по-друге, технічна наука про природу виникнення енергії, методи її отримання та використання з метою електроенергетики.

Гідроенергетика є галуззю енергетики, що займається перетворенням енергії води в електроенергію. Гідроенергетика тісно пов'язана з іншими галузями енергетики: тепловою і атомною енергетикою та енергетикою, що використовує поновлювальні джерела енергії. Гідроенергетика, як наука, включає у себе вивчення методів отримання та використання гідравлічної енергії, тобто все, що обґрунтовує вибір схеми використання водотоку (гідрологічне, гідротехнічне та енерго-економічне обґрунтування будівництва та експлуатації гідроенергетичних об'єктів).

Первинними джерелами енергії, що використовуються для промислових і господарських потреб в Україні є: вугілля, газ, нафта, уран, а також відновлювальні джерела енергії (енергія Сонця, води, вітру, гарячих джерел, біоенергія).

Нині в Україні видобувається близько 100 млн.т вугілля (65 млн.т. умовного палива /т.у.п/), 5 млн.т нафти (3,4 млн.т.у.п), 22 млрд.м³ газу (22,5 млн.т.у.п), що у сумі дає 90,9 млн.т.у.п [8]. Споживання ж енергоресурсів народним господарством становить близько 300 млн.т.у.п.

Енергетичними ресурсами називаються усі природні джерела енергії, що можна перетворювати у ті чи інші види енергії [17]. Розрізняють непоновлювальні та поновлювальні енергоресурси.

Запаси викопних ресурсів поділяють на *балансові* – такі, що за своїми розмірами, якістю і умовами залягання можуть використовуватися на даний час, та *позабалансові*, що потребують



виконання геологічних та пошукових робіт. Склад енергоресурсів змінюється із часом. Основним джерелом енергії на даний час є органічне паливо, частка якого у загальному енергетичному балансі світу становить близько 90 % [17]. Структура світового споживання органічного палива така: тепла енергетика і теплопостачання – 30÷35 %, промисловість – 30 %, транспорт – 25÷30 %, побутові потреби – 5÷10 %.

Паливно-енергетичний комплекс включає п'ять основних систем енергетики: електроенергетичну, нафтопостачальну, газопостачальну, вугіллядобувну та атомно-енергетичну.

На електростанціях України у 2011 році на АЕС було вироблено 46,5 % електроенергії, на ТЕС – 43,7 %, на ГЕС – 5,6 %, на вітрових і сонячних електростанціях – 0,03 %.

Різні види енергетичних ресурсів мають різну якість, що характеризується питомою теплотворною здатністю палива (кількістю енергії, що припадає на одиницю маси фізичного тіла енергоресурсу). Для зпівставлення якісно різних енергетичних видів палив, їх теплота згоряння приводиться до єдиного значення теплоти згоряння де-якого **умовного палива**, що приймається рівною 29 300 кДж/кг, або 7 000 ккал/кг [14]. При зпівставленні якісно різних палив використовується залежність

$$B_{ум} = \frac{B_{НАТ} \cdot Q_{НАТ}}{29300 \cdot 10^3}, \quad (1.1)$$

де $B_{НАТ}$ – кількість натурального палива, т; $B_{ум}$ – еквівалентна кількість умовного палива, т; $Q_{НАТ}$ – теплота згоряння натурального палива, кДж/кг.

Для пропорційного розвитку паливно-енергетичного комплексу складається **паливно-енергетичний баланс** – це співвідношення видобутку різних видів палива і виробленої електроенергії (прибуток) та їх використання у господарстві (витрати).

Щоб порівняти різні види енергоресурсів, їх усереднюють до **одиниці умовного палива** (1 у.п.), у якості якої прийняте кам'яне вугілля: кам'яне вугілля – 1 у.п.; нафта – 1,4 у.п.; природний газ – 1,2 у.п.; торф – 0,4 у.п.; буре вугілля – 0,4 у.п.; 1 грам збагаченого урану прирівнюється 3 т.у.п. Для переведу кількості енергетичних ресурсів, виражених у кіловат (тепло)-годинах, у тонни умовного палива, використовується залежність



$$B_{ум} = \frac{E \cdot 860,419}{29300 \cdot 10^3} = 0,123 \cdot 10^{-3} \cdot E, \quad (1.2)$$

де $(860,419)$ – тепловий еквівалент 1 кВт·год енергії; E – енергетичний потенціал джерела енергії, що розглядається, кВт·год.

Кількість зекономленого умовного палива, що отримують за рахунок уведення в експлуатацію електростанцій, що використовують поновлювальні енергоресурси (наприклад гідроенергію), визначається за формулою

$$B_{ум} = b \cdot E_{від}, \quad (1.3)$$

де b – питома витрата палива, $\frac{кг}{кВт \cdot год}$; $E_{від}$ – кількість відпущеної електроенергії, кВт·год.

Сумарний енергетичний потенціал енергоресурсів виражається через єдину одиницю вимірювання енергії – **ексаджоуль** [14]:

$$1 \text{ ЕДж} = 10^{18} \text{ Дж} = 34,25 \text{ млн. т. у. п.};$$

$$1 \text{ т. у. п.} = 7 \text{ Гкал} = 29,3 \text{ ГДж} = 8,18 \text{ МВт} \cdot \text{год.}$$

Теплота згоряння основних видів органічного палива коливається від $6200 \div 7500$ кДж/кг (багатозолисті сланці, високовологий торф, буре вугілля) до $25000 \div 29000$ кДж/кг (висококалорійне кам'яне вугілля) та $33000 \div 42000$ кДж/кг (нафтопродукти і газ).

Електроенергія є найбільш поширеним зі всіх видів енергії, що споживається у сучасному світі. Перевагами електроенергії, у порівнянні із іншими видами енергії (механічною, тепловою) є: можливість легкого перетворення у будь-яких кількостях в інші необхідні форми енергії; практично миттєва передача без значних втрат на великі відстані; її виробництво легко можна концентрувати на електростанціях будь-якої потужності; вона дає можливість розділити у просторі місце виробництва енергії та її споживачів.

Середньорічний приріст енергоспоживання у світі становить в середньому 4 % на рік [14]. Прогнозовано його можна знизити до 2,7 % за рахунок оптимізації використання електроенергії та регулюванням цін на неї.

Рівень освоєння гідропотенціалу великих річок України практично вичерпаний. За останні роки використання технічного гідропотенціалу великих річок перевищувало 60 %. Додаткове використання потенціалу р.Дністер вимагає серйозних еколого-економічних досліджень та обґрунтування. В Україні нараховується



понад 63 тисячі малих річок загальною довжиною 135,8 тис.км, із них близько 60 тисяч (95 %) - дуже малі (довжина становить менше ніж 10 км) [1]. Найбільшою водністю відрізняються річки Карпат, стік яких залежить від висоти басейну.

До заходів із впровадження об'єктів малої гідроенергетики відносять: відновлення старих малих ГЕС; будівництво малих ГЕС на існуючих водоймах та зрошувальних каналах; використання водотоків технічних та комунальних систем водопостачання і водовідведення; будівництво малих ГЕС (що одночасно виконуватимуть функцію боротьби із паводками) у нових створах на річках Західної України.

Запитання для самоконтролю:

1. Дайте визначення поняття «енергетика».
2. Дайте визначення поняття «гідроенергетика».
3. Що називають енергоресурсами?
4. Що таке умвне паливо?
5. Яке значення електроенергетики у господарстві України?
6. Які напрями розвитку і функціонування гідроенергетики України?

Тема 2. Оцінка та сучасний стан енергетичних ресурсів

Енергетичними ресурсами називається глобальна сукупність енергонесучих корисних копалин, що не поновлюються, і поновлювальних джерел енергії, що можуть вважатися придатними до використання при сучасному розвитку техніки.

Енергетичними запасами, або резервами називають ту частину ресурсів, що може бути реалізована при необхідному розвитку технологій, що передбачає вигідним їхнє добування у майбутньому.

До непоновлювальних енергоресурсів відносять такі ресурси, запаси яких не мають джерел поповнення і постійно зменшуються у зв'язку із їх споживанням (наприклад, кам'яне та буре вугілля, нафта, природний газ, горючі сланці, торф, уран, торій та ін.). Непоновлювальні енергоресурси поділяються на групи: природне паливо, природні енергетичні ресурси, продукти переробки палива, горючі побічні енергоресурси, теплова енергія (пар та гаряча вода).

До природних видів палива належать: вугілля (кам'яне та буре), сланці, торф паливний, дрова, нафта (включаючи газовий



конденсат), природний газ, вугілля та інші види природного палива (лігніти, відходи сільськогосподарського виробництва, відходи лісозаготівлі та деревообробки, метан вугільних родовищ та ін.).

Нетрадиційними видами палива називають тверді, газоподібні та рідкі види палива, що є альтернативою традиційному паливу.

Усі **поновлювальні енергоресурси** є похідними від енергії Сонця, але для зручності, вони класифікуються за категоріями: сонячна енергія (пряма радіація); гідроенергетичні ресурси (цикл випаровування-конденсації води); енергія вітру; енергія хвиль; енергія біомаси (переробка продуктів фотосинтезу рослин та відходів тварин).

Державними програмами передбачено використання наступних **нетрадиційних поновлювальних джерел енергії** (НПДЕ): енергії вітру (будівництво вітрових електростанцій — ВЕС); гідроенергії (переважно шляхом будівництва малих та міні ГЕС); енергії сонячного випромінювання, тепла глибинних шарів Землі (геотермальної), тепла доквілля (тобто поверхневих шарів Землі — ґрунту) і ґрунтових вод; води озер, річок, морів; використання теплових насосів; вторинного тепла промислового виробництва; біомаси, біогазу, вугільного метану, горючих твердих побутових та промислових відходів та інших альтернативних видів палива.

Період часу від інженерного обґрунтування ідеї до дослідно-демонстраційних і перших промислових установок складає не менше п'ятнадцяти років для традиційних і альтернативних джерел енергії, а для термоядерного синтезу – від 50 до 75 років [12]. Для заміни одного виду енергоресурсів іншим, необхідно не менше 50-ти років, починаючи від перших промислових установок. На даний час, приймаються заходи щодо освоєння, добування та використання різноманітних видів первинних енергоресурсів.

Нафта — це горюча корисна копалина, складна суміш вуглеводнів різних класів із невеликою кількістю органічних кисневих, сірчистих і азотних сполук. Вона являє собою густу маслянисту рідину, має колір від темно-бурого до чорного. Нафта має характерний запах, легша за воду, нерозчинна у воді.

Нафта є найважливішим джерелом для виробництва рідкого палива, мастил, це сировина для синтетичних матеріалів, тощо.

Запаси **традиційної нафти** включають сиру нафту разом із газовим конденсатом, добування якої обґрунтоване сучасними



технологіями при даних економічних умовах. Практично – це уся нафта, що добувається на суші і на морі на глибині, що не перевищує 200 м. Розвідані запаси нафти становлять близько 210 млрд.т (1200 млрд. барелів), нерозвідані резерви оцінюються у 52÷260 млрд.т (300÷1500 млрд.барелів).

Економічно перспективні запаси нафти в Україні оцінюються у 125 млн.т. Щорічний видобуток нафти складає до 5 млн.т. Щороку господарством споживається близько 10 млн.т бензину та 14 млн.т дизельного палива. Значна частина нафтопродуктів використовується для виробництва теплової і електричної енергії та у хімічній промисловості. Тому, для забезпечення усіх потреб народногосподарського комплексу в Україну щорічно експортується близько 60 млн.т нафти та нафтопродуктів.

До **нетрадиційних запасів нафти** відносять запаси нафти, розвідка та розробка яких вимагає нових технологій [10]: глибоководні родовища, родовища у арктичних зонах, родовища тяжких сортів нафти, традиційні родовища із використанням методів підвищення віддачі пластів, бітумізовані піски, нафтоносні сланці, виробництво синтетичної нафти із вугілля і біомаси.

Природний газ – це суміш газів, що утворилася у надрах Землі при анаеробному розкладанні органічних речовин. Часто природний газ є побічним газом при видобуванні нафти. Природний газ, в умовах залягання у земних надрах знаходиться у газоподібному стані у вигляді окремих скупчень (газові родовища) або у вигляді газової шапки нафтогазових родовищ (вільний газ, або газ, розчинений у нафті чи воді), а у стандартних умовах - тільки у газоподібному стані. *Фізичні властивості природного газу:* густина $\rho=0,7 \text{ кг/м}^3$ (сухий та газоподібний) або 400 кг/м^3 у рідкому стані, температура займання $t=650 \text{ }^\circ\text{C}$, теплота згоряння $16\div34 \text{ МДж/м}^3$, октанове число при використанні у двигунах внутрішнього згоряння становить $120\div130$. Природний газ добувається із свердловин. Він не має кольору і запаху. Природний газ, як сировина, широко використовується у хімічній промисловості. Також він використовується як паливо для опалення житлових будинків, паливо для машин і електростанцій. На комунальні послуги споживається близько 17 млрд.м^3 газу, а на виробництво електроенергії та потреби промисловості – до 34 млрд.м^3 .



Традиційні ресурси природного газу складаються із виявлених та нерозвіданих ресурсів, що можуть бути добуті при сучасному розвитку технологій розвідки і добування. Його світові запаси оцінюються приблизно у 2500 ЕДж (65 трлн.м³), нерозвідані ресурси наближено складають 8150 ЕДж (212 трлн.м³) [12]. В Україні за рік видобувається понад 19 млрд.м³ газу. Нерозвідані запаси газу в Україні оцінюються у 4,5 трлн.м³. Через територію України проходять газопроводи із Росії і Туркменістану.

До **альтернативних джерел добування газу** відносять вугільні пласти, сланці, щільні шари земної кори, перетворення біомаси [10].

Транспортуватися нафта і газ можуть залізничним, повітряним та водним транспортом, або трубопроводами. Найбільш дешевим видом транспортування є перекачування рідкого палива – нафти і нафтопродуктів нафтопроводами. Майже таким же дешевим є і морське транспортування нафти у сучасних супертанкерах водовитісненням у декілька сотень тисяч тонн. Дорожчим є транспортування газу газопроводами. Це пояснюється значними витратами енергії у газових компресорах, що встановлюються на відстані 100÷150 км один від одного для підтримання у газопроводі постійного оптимального тиску (75÷100)·10⁵ Па.

Перспективним є перекачування зрідженого газу. При цьому пропускна спроможність газопроводу збільшується у 4÷5 разів. *Зріджений газ* – це кріогенна рідина із температурою близько 110 К. Із одиниці об'єму цієї рідини у результаті регазифікації утворюється 600 одиниць об'єму газу [12]. Крім трубопровідного транспорту, використовують спеціальні танкери — газовози. Це спеціальні кораблі, на яких газ перевозиться у стисненому або скрапленому стані при визначених термобаричних умовах.

Вугілля — це чорна або коричнево-чорна тверда осадова порода, уторена шляхом вуглефікації рослинних залишків. Вугілля складається із вуглецю, води і летючих речовин із невеликими включеннями мінеральних домішок, що при спалюванні вугілля утворюють попіл. Викопне вугілля — це переважно чорна, тьмяно-блискуча, матова речовина, що характеризується різними відтінками кольору і блиску, різною текстурою (землистою, шаруватою, монолітною) та структурою (смугастою, штриховою, однорідною), поверхнею зламу (зернистою, гладенькою, напівраковинною), різною тріщинуватістю із плитчастою, кутасто-



грудкуватою та іншими відмінностями; прошарками осадових порід та мінеральних включень. У залежності від стадії метаморфізму розрізняють [12]: буре вугілля, кам'яне вугілля, антрацити і графіти.

Буре вугілля містить багато води (43 %) і тому має низьку теплоту згоряння. Утворилося воно із відмерлих органічних решток, під тиском та під дією підвищеної температури, на глибинах близько 1 кілометра. *Кам'яне вугілля* містить тільки 3 % води, тому має вищу теплоту згоряння. Воно містить до 32 % летючих речовин, за рахунок чого добре горить. Утворилося воно із бурого вугілля на глибинах близько 3 км. *Антрацити* майже цілком (на 96 %) складаються із вуглецю. Вони мають найбільшу теплоту згоряння, але погано загоряються.

Різниця між бурим та кам'яним вугіллям визначається значенням *теплоти згоряння*. Граничне значення, що відділяє буре і кам'яне вугілля рівне $Q_{cp}=23,76$ МДж/кг=5700 ккал/кг. Бітумізоване вугілля і антрацит відносять до категорії *кам'яного вугілля*, а лігніт і суббітумізоване вугілля - до категорії *бурого вугілля*.

Спосіб видобутку вугілля залежить від глибини його залягання. Розробка ведеться відкритим способом, якщо глибина залягання вугільного пласту не перевищує 100 метрів. Не рідкісні і такі випадки коли при все більшому поглибленні вугільного кар'єру стає вигідно вести розробку вугільного родовища підземним способом. Видобування вугілля із великих глибин виконується шахтним методом.

Марка вугілля — це умовна назва різновидів вугілля, близьких за генетичними ознаками і основними енергетичними та технологічними властивостями. Усе буре вугілля належить до однієї марки Б, а антрацити — до марки А.

Світові ресурси кам'яного та бурого вугілля становлять близько 10 125 млрд.т.у.п., однак технічно і економічно на даний час можливо добути лише 637 млрд.т.у.п [12]. Основна кількість розвіданого вугілля знаходиться у північній півкулі: Росія, США та Китай. Із всього обсягу вугілля, що добувають в Україні (до 160 млн.т) близько 100 млн.т є енергетичним [8]. Із нього 37 млн.т витрачається на виробництво електричної і теплової енергії. Значним споживачем вугілля (майже 28 млн.т) є металургійна промисловість. В Україні поклади вкопного вугілля зосереджені у Донецькому, Львівсько-Волинському та Дніпровському басейнах

[8]. Розвідані запаси вугілля в Україні складають 34,0 млрд.т.у.п. або близько 50 млрд.т. У структурі балансових запасів представлені марки від бурого вугілля до високометаморфізованих антрацитів.

Створення нових шахт (а особливо відкритих кар'єрів) приносить значну *шкоду навколишньому середовищу*: виникає необхідність відновлення ландшафтів, що постраждали у результаті розробки запасів вугілля; під час добування вугілля у атмосферу викидаються оксиди сірки і азоту, метан та інші шкідливі гази; під час спалювання органічного палива відбувається викид у атмосферу вуглекислого газу; недосконалість технологій може призвести до шкоди людському здоров'ю і навіть до загибелі людей.

Тому, до першочергових заходів при добуванні і використанні вугілля відносять: удосконалення технологічних процесів на усіх ланках, розробку енерго- та природоохоронних заходів, рекультивацію розроблених родовищ; дотримання правил техніки безпеки при розробці вугільних пластів.

Торф – це порода біологічного походження, що утворилося протягом тисяч років із неповністю розкладених рослинних решток (трав, мохів та деревини), що внаслідок високої вологості та поганого доступу повітря мінералізувалися лише частково. Найвища теплота його згоряння складає 24 МДж/кг. Вік сучасних торф'яників вимірюється 5÷10 тисячами років. Розробляють торф відкритим способом. Існує дві основні схеми видобутку торфу: порівняно тонкими шарами (вирізанням із поверхні землі) та глибокими кар'єрами на всю глибину торф'яного пласту (екскаваторним способом). Загальний енергетичний потенціал промислових запасів торфу України у перерахунку на умовне паливо становить 836,5 млн.т.у.п., економічний потенціал – близько 362 млн.т.у.п. За запасами загального енергетичного потенціалу торфу (у перерахунку на МВт·год) провідними областями є [1, 8]: Волинська область – 1378,1 млн.МВт·год, Рівненська – 1176,2 млн.МВт·год, Чернігівська – 818,5 млн. МВт·год, Київська – 716,5 млн.МВт·год, Львівська – 690,6 млн.МВт·год.

Уран (U) — це хімічний елемент із атомним номером у періодичній системі 92, атомна маса - 238,029. Вміст урану у земній корі за масою становить $2,5 \cdot 10^{-4} \%$. У морській воді концентрація урану становить 10^{-9} г/л, всього у морській воді знаходиться від 10^9



до 10^{10} т урану. Природний уран складається із суміші трьох ізотопів: ^{238}U – 99,2739 %, ^{235}U – 0,7024 % та ^{234}U – 0,0057 %.

Уран – це важкий, сріблясто-білий метал. У чистому вигляді він дещо м'якший, ніж сталь, ковкий, гнучкий, має незначні магнітні властивості. Найчастіше використовується ізотоп урану ^{235}U , у якому можлива самопідтримувана ланцюгова ядерна реакція.

Державним балансом запасів корисних копалин України враховується 17 уранових родовищ (Кіровоградська область – 14, Миколаївська – 2, Дніпропетровська – 1). Частка України у світових ресурсах уранових руд становить 1,8 %. За даними Міжнародного агентства з атомної енергії (МАГАТЕ), ресурси урану в Україні складають 235 тис.т. Крім традиційних способів, уран можна отримати як побічний продукт технологічних процесів (при виробництві фосфорної кислоти із монациту, при розробці алюмінієносних сланців). 68 % світового виробництва урану припадає на Північну Америку, 24 % добувається у Південній Африці. Сучасні виробничі можливості отримання урану оцінюються у 33,3 тис.т/рік [12].

Торій (Th) має атомний номер 90. Це сріблясто-білий блискучий метал, стійкий до окислення, але повільно тьмяніє із часом, м'який, ковкий, в'язкий, радіоактивний. Торій зустрічається у природі в достатній кількості, і використовується для отримання атомної енергії. У природному вигляді торій-232 перетворюється в ізотоп урану-233 шляхом захоплення одного нейтрона.

Централізоване виробництво електроенергії у **об'єднану енергосистему України** виконують 14 ТЕС, 8 ГЕС та 4 АЕС, що входять до складу Національної Атомної Енергогенеруючої Компанії (НАЕК) "Енергоатом". Головними виробниками *радіоактивних відходів* є: атомні електростанції (витрати палива та радіоактивні відходи); підприємства із добування урану та переробки палива (накопичено 65,5 млн.т радіоактивних відходів); медицина, наука, промисловість та інші підприємства; Українська державна асоціація "Радон" (5 тис.м³ радіоактивних відходів). У майбутньому основна частка електроенергії буде покриватися атомною енергетикою. На даний час близько 45 % виробництва електроенергії у світі припадає на атомну енергетику. За прогнозами фахівців [12], до 2030 р. на її частку припадатиме близько 60÷65 %. Енергетична стратегія України на період до



2030 року передбачає зростання виробництва електроенергії до 420,1 млрд. кВт·год. При цьому частка виробництва електроенергії на АЕС у 2030 році може становити 52 % від загального.

Гідрологія – це наука, що вивчає гідросферу, її властивості і процеси, що там відбуваються, а також взаємодію гідросфери із атмосферою, літосферою і біосферою. *Об'єкт вивчення гідрології* - це океани, моря, річки, озера та водосховища, болота, а також скупчення вологи у вигляді снігового покриву, льодовиків, ґрунтових та підземних вод. *Предметом вивчення гідрології* є поширення води на земній кулі, її фізичний вплив на суходіл, значення води для життя на Землі.

Гідрометрія – це вимірювальна частина гідрології, задачею якої є розробка методів вимірювання та спостережень, що використовуються у практиці вивчення режиму річок, водосховищ та озер. У зв'язку із розвитком гідротехнічного будівництва найбільшого поширення отримала *річкова гідрометрія*. До *задач інженерної гідрометрії* входять: гідрометричні роботи під час будівництва та уведення у експлуатацію гідротехнічних споруд; спостереження за впливом споруд, що будуються, на гідравлічні елементи потоку; спостереження за деформаціями природного русла, за пропуском повені та впливу ходу криги на споруди; гідрометричні дослідження при перекритті русел річок і переведенні потоку на водоскидні споруди.

Основу для виявлення закономірностей формування гідрологічного режиму та вирішення різних практичних задач, що стоять перед гідрологією і практикою водогосподарського будівництва, складають матеріали спостережень на мережі **гідрометеорологічних станцій та постів**. В Україні ця робота проводиться під керівництвом Державного управління з гідрометеорології та контролю природного середовища. В кожній області функціонує обласне управління з аналогічною назвою. На ці установи покладено такі основні завдання [16]: вивчення гідрометеорологічного режиму і режиму забруднення природного середовища; забезпечення галузей господарства гідрометеорологічною інформацією, метеорологічними та гідрологічними прогнозами, даними про клімат, гідрологічний та агрометеорологічний режим і режим забруднення природного середовища, проведення науково-дослідних робіт у галузі



гідрометеорології; узагальнення і видання матеріалів спостережень та наукових досліджень.

Гідрологічна мережа входить як складова частина у загальну гідрометеорологічну мережу і є сукупністю гідрологічних станцій і постів, створених з метою вивчення гідрологічного режиму та повсякденної планомірної інформації про стан водних ресурсів.

Вивчення гідрологічного режиму водних об'єктів проводиться стаціонарним і експедиційним способами. Для повного і всебічного вивчення водойм використовується *стаціонарний* спосіб, який полягає в організації тривалих гідрометричних спостережень на постійно діючих постах і станціях. *Експедиційний* спосіб дає змогу за короткий час провести гідрометричні роботи на значній кількості водних об'єктів.

Розрізняють основні і спеціальні гідрологічні станції та пости. Основні, в свою чергу, поділяються на режимні та оперативні (інформаційні). *Основні* пости займаються вивченням гідрологічного режиму водних об'єктів протягом багаторічного періоду та забезпеченням служби прогнозів і галузей господарства режимною та оперативною інформацією. *Режимні* гідрологічні пости призначені для вивчення місцевих особливостей гідрологічного режиму річок і водойм. *Оперативні* – споруджуються для забезпечення гідрологічною інформацією служби прогнозів і зацікавлених організацій.

Спеціальні гідрологічні станції і пости вивчають місцеві особливості режиму водного об'єкту за цільовою програмою [16].

Гідрологічна станція – це установа, задачею якої є спостереження і вивчення гідрологічного режиму вод на території її діяльності. Гідрологічні станції поділяються на два розряди.

Станції I розряду вивчають гідрологічний режим водних об'єктів закріпленої за ними території, забезпечуючи гідрологічною інформацією зацікавлені організації та керують роботою станцій II розряду та гідрологічних постів.

Станції II розряду проводять спостереження і гідрометричні роботи, обробляють матеріали гідрометричних постів та передають інформацію про спостереження на станції I розряду.

Гідрологічний пост – це місце вибране на водному об'єкті, де проводяться систематичні спостереження за різними елементами водного режиму. Гідрологічні пости бувають I, II та III розрядів.

Розряд поста залежить від об'єму спостережень і робіт, що ведуться на ньому. На постах *I розряду* ведуться, спостереження за рівнем і температурою води, льодовими утвореннями і льодовою обстановкою, вимірюють витрати води та проводять метеорологічні спостереження за програмою метеорологічних постів *I розряду*. На окремих постах вимірюють витрати наносів і відбирають проби води на мутність та для хімічного аналізу. На постах *II розряду* проводяться спостереження за програмою постів *I розряду* за виключенням вимірювань витрат води та наносів. На постах *III розряду* ведуться спостереження за рівнем і температурою води, льодовими утвореннями та льодовою обстановкою.

Нині лише на малих річках України (із площею водозбору менше 2000 км²) діють 307 гідрологічних постів, з них на 298 вимірюють стік води, а на 107 – ще й стік завислих наносів. З метою вивчення процесів формування водного балансу річкових басейнів і розроблення на основі цього нових та удосконалення існуючих методів гідрологічних розрахунків і прогнозів в Україні відкриті воднобалансові станції: Придеснянська, Бучанська, Волино-Подільська, Закарпатська, а також Богуславська польова експериментальна гідрологічна база УкрНДГМІ [16].

Дані про пункти спостережень за різними елементами водного режиму річок та матеріали цих спостережень публікуються у Водному кадастрі. **Водний кадастр** – це систематизована сукупність відомостей про водні ресурси країни. Він складається із трьох серій, кожна з яких поділена на декілька десятків випусків (за регіонами) [16]. *I серія* – „Гідрологічна вивченість”. Тут наводиться перелік водних об'єктів даної території та їхні морфометричні характеристики, відомості про стаціонарні спостереження елементів водного режиму річок та озер і проведених експедиційних досліджень. *II серія* – „Основні гідрологічні характеристики”. Ця серія містить детально проаналізовані табличні матеріали із пояснювальним текстом щодо режиму річок, озер і водойм, складених за даними спостережень на мережі Держкомгідромету та інших відомств. *III серія* – „Водні ресурси”. Ця серія містить рекомендації для проектних і водогосподарських організацій з розрахунків гідрологічних характеристик. Крім того, Держкомгідрометом видаються “Гідрологічні щорічники”, в яких



водного господарства
та природоохорони

наводяться дані про рівні і стік води та наносів, температуру води і товщину льоду, хімічні аналізи води за окремі роки.

Під впливом сонячної енергії вода випаровується із поверхні річок, озер та океанів. Водяна пара, піднімаючись угору, підхоплюється повітряними масами, конденсується, охолоджується і перетворюється знову у воду, що в свою чергу випадає у вигляді опадів. Атмосферні опади частково випаровуються, частково утворюють тимчасові та постійні водотоки і водойми, частково просочується у землю і утворюють підземні води. Безперервний процес циркуляції води на Землі, що відбувається під впливом сонячної енергії і сили тяжіння, називається **кругообігом води у природі** [15].

Рівняння водного балансу над поверхнею морів і океанів має вигляд

$$Z_M = X_M + Y, \quad (2.1)$$

де Z_M – середнє щорічне випаровування із поверхні світового океану, мм; X_M – опади над океаном, мм; Y – опади над суходолом у вигляді дощу або снігу, мм.

Рівняння водного балансу для суходолу має вигляд

$$Z_C = X_C - Y \pm W, \quad (2.2)$$

де Z_C – випаровування із поверхні суходолу, мм; X_C – опади, що випадають над суходолом, мм; Y – стік із поверхні суходолу, мм; W – підземний стік, мм.

У загальному вигляді сумарне випаровування із поверхні морів, океанів і суходолу рівне сумі опадів, що випали над водною поверхнею та суходолом

$$Z_M + Z_C = X_M + X_C. \quad (2.3)$$

Основними складовими живлення річок є вода джерел, а також вода, що утворюється при таненні снігів і льодовиків, та вода, що надходить до річки у результаті випадання дощів.

Частина земної поверхні та ґрунтів, що постачають воду до річки, називається *річковим басейном або водозбором*. Межа між сусідніми водозборами називається *водорозділом*. *Долиною річки* називається ділянка земної поверхні вздовж річки із похилом у напрямку течії. *Схили долини* – це ділянки, що обмежують долину із боків і мають похил до русла річки. *Тераси* – більш або менш горизонтальні площадки на схилах долини. *Дно долини* – це середня частина долини. Найбільш низька її частина називається *руслом*.



Частина дна або уся ділянка долини, що затоплюється рівнем високих вод, називається *заплавою* (рис. 2.1). Початок річки називається *витоком*, а кінець – *устям*. Відстань між витоком та устям називається *довжиною річки*. Відлік довжини річки починається від устя [15].

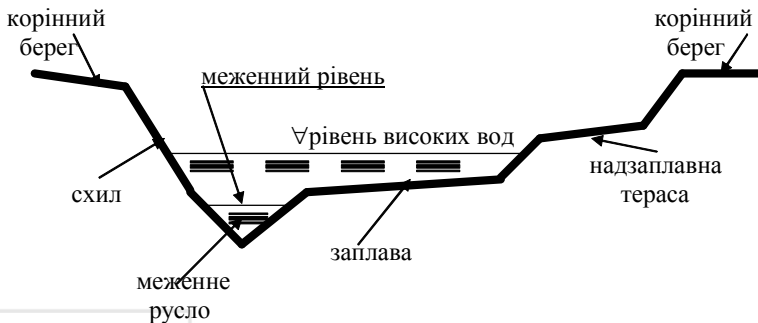


Рис. 2.1. Поперечний профіль річки

Межень – це частина року, протягом якої спостерігаються низькі рівні і витрати води, що виникають внаслідок різкого зменшення притоку води із водозбору. **Повінь** – це фаза водного режиму річки, що повторюється щороку у даних кліматичних умовах в один і той же сезон і характеризується найбільшою водністю річки, високим і тривалим підйомом рівня води та викликається головним джерелом живлення річки (на рівнинних річках – таненням снігу, на високогірних – спільним таненням снігів і льодовиків, у тропічних зонах – випаданням дощів). **Паводок** – швидкий, порівняно короткочасний підйом рівня у певному створі, що закінчується таким же швидким падінням води. Викликається він випаданням дощів або інтенсивним таненням снігу і виникає нерегулярно.

Основними параметрами річкового стоку [15, 16] є:

- *витрата*, що характеризує річковий стік за певний період часу (секунду, добу, декаду, місяць, рік), Q , м³/с;
- *об'єм стоку* за певний період часу, W , м³, км³;
- *модуль стоку* M , $\frac{\text{л}}{\text{с} \cdot \text{км}^2}$, що визначається, як відношення витрати Q , м³/с, до площі басейну річки F , км²:



$$M = \frac{1000 \cdot Q}{F}; \quad (2.4)$$

- шар стоку h , мм:

$$h = \frac{W}{F \cdot 10^3}. \quad (2.5)$$

Величину шару стоку можна виразити через модуль стоку

$$h = M \cdot \frac{T}{10^6} = M \cdot \frac{365 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60}{10^6} = 31,54 M, \quad (2.6)$$

де T – кількість секунд у році ($T = 365 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60 = 31,536 \cdot 10^6$ с).

Коефіцієнтом стоку називають відношення шару стоку h , мм за розрахунковий період до шару опадів за той же період x , мм. Він показує, яка частина опадів, що випали, стікає з басейну водозабору

$$\eta = \frac{h}{x}. \quad (2.7)$$

Природна водойма, що являє собою заповнене водою, яка надходить підземним або поверхневим шляхом, заглиблення із виробленим профілем берегової зони і сповільненим водообміном, називається **озером**.

За типом утворення озера класифікуються на : *дамбові* (озера, що утворені шляхом перегороження річкової долини, яру, балки природною /обвал, льодовик, річкові наноси/ або штучною дамбою); *річкові* (озера, що утворилися у результаті ерозійної або акумулятивної дії річки); *долинні*; *лиманні* (водойми із солоною або солонуватою водою, відокремлені від моря низькими наносними піщаними косами – лагуни, або ті, що утворилися у результаті занесення гирлової частини естуарію наносами – лимани); *прідельтові*; *штучні озера*; *улоговинні* (утворені внаслідок відходу льодовиків); *загатні* (утворилися внаслідок гірських обвалів і тектонічних процесів); *моренні* (розташовуються у районах розповсюдження морен, в областях давнього обмерзання і сучасних гірських льодовиків); *карстові* (виникають у результаті заповнення водою пустот карстового рельєфу /карстових ям, улоговин, печер/); *термокарстові* (виникли при усадці ґрунту в областях розвитку багаторічної мерзлоти внаслідок танення підземних пластів або лінз льоду); *вулканічні*; *тектонічні* (сформовані внаслідок руху земної кори); *змішаного походження*. **За водним балансом** озера діляться



на: *стічні* (стічно-припливні) – живляться притоком вод із водозбору і віддають стік у річку; *безстічні* (випарно-припливні) – втрачають воду шляхом випаровування. За хімічним складом розрізняють прісні і мінеральні озера.

Рівень води у озерах і водосховищах залежить від приточно-витратних характеристик водного балансу [15]: притоку води, опадів, випаровування, фільтрації через дно, тіло греблі та береги.

Найбільші озера України: Сасик (Кундук) (площа водного дзеркала 210 км²), Ялпуг (149 км²), Кугурлуй (82 км²), Кагул (90 км²), Світязь (25,2 км²). Найбільші лимани: Дністровський (360 км²), Молочний (170 км²), Тилігульський (150÷170 км²), Хаджибейський (70 км²).

Водосховище – це штучна водойма, створена з метою регулювання стоку, для роботи гідроелектростанції або для інших господарських потреб. Водосховища поділяються на два типи: озерні та річкові. Для водойм *озерного типу* характерне формування водних мас, істотно відмінних за своїми фізичними властивостями від властивостей приточних вод. Течії у цих водосховищах переважно зумовлюються вітрами. Водойми *річкового (руслового) типу* (наприклад, Київське водосховище) мають витягнуту форму, течії у них, як правило, стокові. Вода за своїми характеристиками близька до річкових вод.

Найбільшими (за повним об'ємом) водоймами світу є: озеро Вікторія (204,8 км³, Уганда), Братське водосховище (169,3 км³, Росія), озеро Кариба (160,3 км³, Зімбабве, Замбія), озеро Насер (160,0 км³, Єгипет), озеро Вольта (148,0 км³, Гана), Даніель Джонсон (141,2 км³, Канада).

Найбільші водосховища України зосереджені на річці Дніпро. На ньому створено 6 водосховищ (Київське, Канівське, Кременчуцьке, Дніпродзержинське, Запорізьке, Каховське).

Болото характеризується значним застійним зволоженням ґрунту протягом більшої частини року, торфоутворенням і наявністю специфічної болотної рослинності [16].

Водні ресурси включають у себе річковий стік, води озер і водосховищ, ґрунтові води, прісні і слабомінералізовані напірні води. Потенційні запаси енергоресурсів (**гідроенергетичний потенціал**) океану становлять 350218·10¹² кВт·год, а річок, озер і водосховищ – 33·10¹² кВт·год [14]. Гідроенергетичний потенціал за



виключенням втрат при освоєнні (на сучасному етапі розвитку техніки ці втрати становлять близько 36 %), називається **технічним потенціалом**. Практичне значення для народного господарства має **економічний потенціал** – це та частина технічного потенціалу, яку доцільно використовувати при сучасному розвитку енергетики та у недалекому майбутньому.

На даний час економічний потенціал світової гідроенергетики становить близько 9800 млрд. кВт-год (у тому числі: США – 705, Бразилія – 657, Японія – 132, Швеція – 80 млрд. кВт-год) [12].

Потенційні гідроенергетичні ресурси України складають близько 45 млрд. кВт-год, економічні – 22÷25 млрд. кВт-год [8]. Середньобагаторічний виробіток електроенергії складає близько 10 млрд. кВт-год. Використання економічного потенціалу країни становить майже 60%. Найбільшими виробниками гідроенергії в Україні є Дніпровський каскад ГЕС і ГАЕС загальною установленною потужністю $N_{\text{уст}}=3,8$ млн. кВт із виробітком енергії $E=9,8$ млрд. кВт-год і каскад Дністровських ГЕС і ГАЕС $N_{\text{уст}}=702$ тис.кВт та $E=0,865$ млрд.кВт-год. Дніпровський каскад ГЕС і ГАЕС використовує енергопотенціал р.Дніпро майже на 90 %. У Донецько-Придністровському та Південному господарсько-економічних районах гідроресурси використані майже повністю.

Реальними джерелами одержання електроенергії на гідроелектричних станціях є річки Південно-Західного господарсько-економічного регіону, а саме гірські та передгірські області: Закарпатська (потенційна потужність $N_{\text{п}}=1176$ тис. кВт, потенційна енергія $E_{\text{п}}=10,3$ млрд.кВт-год), Івано-Франківська ($N_{\text{п}}=574$ тис.кВт, $E_{\text{п}}=5,0$ млрд. кВт-год), Чернівецька ($N_{\text{п}}=301$ тис. кВт), Львівська ($N_{\text{п}}=296$ тис. кВт).

До великих річок України відносять Дніпро, Прип'ять, Десну, Дунай, Тису, Дністер, Південний Буг, Західний Буг, Сіверський Донець. Найбагатоводніша ріка України – Дніпро. Її середньорічна витрата води у гирлі – 1700 м³/с. Річний стік Дніпра – 53,5 км³.

В Україні нараховується майже 63 тисячі малих річок (завдовжки до 100 км) та 123 – середніх (100÷500 км). Головним джерелом живлення річок України є атмосферні опади. Основна частка у живленні рівнинних річок (50÷80 %) припадає на талі снігові води, а гірських – на дощові. Підземне живлення річок більшої частини території становить 10÷20 %.



Оскільки на потужних рівнинних річках можливість будівництва великих ГЕС практично вичерпана, перспективними напрямками розвитку гідроенергетики є будівництво гідроакumuлюючих електростанцій та малих ГЕС.

Із 150-ти існуючих малих ГЕС в Україні, експлуатується близько семидесяти загальною потужністю близько 100 МВт. На них за рік виробляється від 275 до 400 млн.кВт-год електроенергії.

Закон України “Про альтернативні джерела енергії” визначає правові, економічні, екологічні та організаційні засади використання альтернативних джерел енергії та сприяння розширенню їх використання у паливно-енергетичному комплексі. Основними засадами державної політики є: нарощування обсягів виробництва та споживання енергії, виробленої із альтернативних джерел; додержання екологічної безпеки за рахунок зменшення негативного впливу на стан довкілля при створенні та експлуатації об'єктів альтернативної енергетики, а також при передачі, транспортуванні, постачанні, зберіганні та споживанні енергії; додержання безпеки для здоров'я людини на об'єктах енергетики; науково-технічне забезпечення розвитку альтернативної енергетики, популяризація та впровадження науково-технічних досягнень у цій сфері; додержання законодавства всіма суб'єктами відносин, які пов'язані із виробництвом, збереженням, транспортуванням, постачанням, передачею і споживанням енергії; додержання умов раціонального споживання та економії енергії; залучення вітчизняних та іноземних інвестицій та підтримка підприємництва у сфері альтернативних джерел енергії.

Використання альтернативних джерел енергії має особливості, зумовлені природними умовами, а саме: залежністю від атмосферних та інших умов навколишнього середовища; наявністю водних ресурсів малих річок, необхідних для роботи гідроенергетичного обладнання; наявністю біомаси, кількість якої залежить від обсягів щорічних урожаїв; наявністю геотермальних джерел та свердловин, придатних для виробництва та використання геотермальної енергії; наявністю теплових викидів, обсяги яких залежать від функціонування підприємств промисловості; періодичністю природних циклів, внаслідок чого виникає незбалансованість виробництва енергії; необхідністю узгодження та



водного господарства
та природористороування

збалансування періодичності передачі енергії, виробленої із альтернативних джерел.

Сонячна енергія — це енергія, що надходить від Сонця у формі радіації та світла. Вона значною мірою керує кліматом та є основою життя на Землі. Технології, що використовують сонячну енергію, називається **сонячною енергетикою**.

Сонячна радіація, що досягає зовнішніх меж земної атмосфери, має енергію $5 \cdot 10^{24}$ Дж/рік [12]. Близько 6% сонячної радіації відбивається, 16% – поглинається атмосферою. Середні шари атмосфери, у залежності від погодних умов, віддзеркалюють до 20% інсоляції та поглинають близько 3%. Близько 65% енергії витрачається на нагрівання земної поверхні, на цикл випаровування-конденсації, на фотосинтез рослин, а також на утворення хвиль, повітряних і океанічних течій та вітру.

До переваг сонячної енергії відносять те, що вона знаходиться всюди, практично невичерпна і доступна у одній і тій же формі неперервно довгий період часу, має повну відсутність шкідливих впливів на навколишнє середовище. Вона може бути використана для виробництва тепла або вторинних форм енергії – електроенергії або енергії синтетичного палива.

До способів отримання електроенергії і тепла від сонячного випромінювання відносять: отримання електроенергії за допомогою фотоелементів; геліотермальна енергетика – нагрівання поверхні, що поглинає сонячні промені і подальший розподіл та використання тепла; «сонячне вітрило», що може у безповітряному просторі перетворювати сонячні промені у кінетичну енергію; термоповітряні електростанції; сонячні аеростатні електростанції.

Однак є властивості, що затрудняють її використання – це добові, сезонні і кліматичні зміни інтенсивності сонячного випромінювання, що вимагають створення великих систем накопичення енергії, або комбінованого її використання разом із іншими джерелами енергії. Середня інтенсивність сонячного випромінювання коливається від $7,2 \text{ МДж/м}^2$ ($2 \text{ кВт}\cdot\text{год/м}^2$) на півночі Європи до $21,6 \text{ МДж/м}^2$ ($6 \text{ кВт}\cdot\text{год/м}^2$) у районах пустель та тропіків [12]. Найбільший потенціал сонячної енергії на території України мають [8]: Одеська область (економічно доцільний потенціал – $3,4 \cdot 10^5 \text{ МВт}\cdot\text{год/рік}$), Херсонська – $2,9 \cdot 10^5 \text{ МВт}\cdot\text{год/рік}$,



Дніпропетровська $2,8 \cdot 10^5$ МВт·год/рік, Харківська область та Автономна республіка Крим – по $2,7 \cdot 10^5$ МВт·год/рік.

Енергія вітру — це видозмінена енергія сонячного випромінювання, що виникає за рахунок нерівномірності нагрівання поверхні Землі та повітряних мас. Різниця у інтенсивності сонячного випромінювання, що надходить на великі площі на різних географічних широтах, а також між суходолом і морями, є причиною глобальних перепадів тиску, що викликають переміщення повітряних мас – *вітер*.

Секундна маса повітря m , кг/с, при його густині ρ , кг/м³, що протікає із швидкістю u , м/с, через переріз F , м², рівна [14]:

$$m = \rho \cdot u \cdot F, \quad (2.8)$$

Енергія повітряного потоку E , Дж, рівна

$$E = \frac{m \cdot u^2}{2}. \quad (2.9)$$

Потужність, що розвиває потік повітря N , Дж/с:

$$N = \frac{1}{2} \rho \cdot u^3 \cdot F, \quad (2.10)$$

де ρ - густина повітря при нормальних умовах (температура повітря $t=15^\circ\text{C}$, атмосферний тиск $p=760$ мм.рт.ст.=101,3 кПа) рівна $\rho=1,23$ кг/м³.

Переводячи розмірність Дж/с у кіловати, отримуємо

$$N = \frac{9,81}{2 \cdot 1000} \cdot \rho \cdot u^3 \cdot F = 0,0049 \rho u^3 \cdot F. \quad (2.11)$$

Потужність, що розвиває вітроенергетична установка, відрізняється від потужності вітрового потоку величиною втрат, що пов'язані із перетворенням механічної енергії у електричну, а також втратами енергії потоку на лопатях робочого колеса, і визначаються коефіцієнтом використання енергії вітрового потоку ξ .

Виразивши площу F у (2.11) через діаметр вітрового колеса D , м, отримуємо потужність вітроенергетичної установки, кВт

$$N = 0,0039 \cdot \rho \cdot \xi \cdot u^3 \cdot D^2 \cdot \eta_p \cdot \eta_r, \quad (2.12)$$

де η_p та η_r – коефіцієнти корисної дії редуктора і генератора.

Енергія хвиль. Деформація мас води, тобто утворення *хвиль*, виникає під дією зовнішніх сил. Хвилі бувають вітрові – спричинені вітром; анемобаричні – зумовлені змінами атмосферного тиску;



створені згінно-нагінними діями вітру; сейсмічні – спричинені землетрусами (цунамі); припливні та ін.

Хвиля має такі основні елементи: *висоту* h – різницю рівнів вершини і підшови; *довжину* λ – найкоротшу віддаль між двома сусідніми вершинами або підшовами; *крутизну* e – відношення висоти хвилі до половини її довжини. *Період хвилі* τ – це інтервал часу між проходженням двох суміжних вершин через фіксовану вертикаль, або час, за який хвиля проходить відстань, що дорівнює її довжині. *Фазова швидкість* c – віддаль, що проходить хвиля за одиницю часу. *Енергія хвилі*, що міститься у об'ємі води у глибину на половину довжини хвилі протяжністю за фронтом (B , м) і за напрямом руху на одну довжину хвилі, визначається за формулою

$$E = \rho \cdot g \cdot B \cdot h^2, \quad (2.13)$$

де ρ – густина води, кг/м^3 ; g – прискорення сили тяжіння, м/с^2 ; B – протяжність хвилі за фронтом, м; h – висота хвилі, м.

Метою інженерних досліджень енергії хвиль є пошук економічно ефективного шляху перетворення руху хвиль у механічну, гідравлічну або пневматичну форму, що може використовуватися для виробництва електроенергії.

В океанах і морях спостерігаються періодичні підвищення рівня води, зумовлені силами тяжіння Місяця і Сонця, що називаються **припливами**. Під час припливу вода наступає на берег. Періодичні спади рівня води, що супроводжуються відступанням її від берега, називаються **відпливами**. **Величина припливу** – це різниця найвищого і найнижчого рівнів води за добу. За характером коливань рівня припливи поділяють на півдобові, добові та змішані.

Під час повних Місяців і нових Місяців амплітуди найбільші (сизигійські припливи), а в період, коли Місяць перебуває в I або III чвертях, амплітуди припливів найменші (квадратурні припливи).

За оцінками експертів, у світі знаходиться не більше 25 місць, що мають необхідну для виробництва електроенергії амплітуду припливу хвиль і берегову топографію [12]. На даний час експлуатуються дві ПЕС: Ла-Ранс у Франції та експериментальна Кислогубська у Росії.

Енергія біомаси. Щорічно приріст *біомаси* у світі оцінюється у 200 млрд.т, що енергетично еквівалентно 80 млрд.т нафти. Одним із джерел біомаси є ліси. При переробці деревини 3÷4 млрд.т складають відходи, енергетичний еквівалент яких становить



1,1÷1,2 млрд.т нафти. Енергетичний потенціал біомаси складають також ресурси тваринницьких і рослинницьких відходів. Біомасу із енергетичною метою можна використовувати у процесі безпосереднього спалювання деревини, соломи, сапропелю (органічних донних відкладень), а також у переробленому вигляді як рідкі (ефіри ріпакової олії, спирти) або газоподібні (біогаз — газова суміш, основним компонентом якої є метан) палива.

Основними *технологіями переробки біомаси* на даний час є: пряме спалювання, піроліз (розщеплення органічних речовин без доступу повітря при високих температурах), газифікація, анаеробна ферментація, виробництво спиртів та масел для одержання палива. Перевагами використання біоенергетичних технологій [8] є: наявність достатнього енергопотенціалу практично усіх видів біомаси; захист оточуючого середовища знезараженням відходів біомаси; підвищення врожайності агрокультур за рахунок внесення високоякісних добрив; зменшення на полях шкідливої мікрофлори та небажаної рослинності. **Біопаливо** – це органічні матеріали (деревина, відходи та спирти), що використовуються для виробництва енергії, тобто, це будь-яке паливо мінімум із 80 % вмістом за об'ємом матеріалів, отриманих від живих організмів, зібраних у межах десяти років перед виробництвом. Найбільший сумарний потенціал тваринницької сільськогосподарської біомаси знаходиться у Харківській, Дніпропетровській, Чернігівській областях, рослинної сільськогосподарської біомаси – у Донецькій, Київській та Одеській областях [1]. За енергетичним потенціалом відходів лісу (за осередненим об'ємом відходів) для використання у вигляді палива провідні місця займають такі області: Рівненська – 111,0 тис.м³/рік, Київська – 69,4 тис.м³/рік, Житомирська – 65,7 тис.м³/рік, Чернігівська – 48,2 тис.м³/рік.

Геотермальні ресурси поділяють на 4 основних види: гаряча вода, сухий пар, гаряча скельна порода та підземні води під тиском. Вони сконцентровані вздовж добре освоєних поясів Землі – Тихоокеанського та Атлантичного, що характеризуються постійною сейсмічною і вулканічною активністю. Геотермальна енергія, закумульована у перших десяти кілометрах земної кори, за оцінкою спеціалістів [12], досягає 137 трлн.т.у.п.

Геотермальна енергетика – це промислове отримання енергії, зокрема електроенергії, із гарячих джерел і термальних підземних



вод. В Україні прогнозовані експлуатаційні ресурси термальних вод (за запасами тепла) еквівалентні використанню близько 10 млн.т.у.п.

До переваг використання геотермальної енергії відносять те, що її отримують від джерел тепла із великими температурами.

Недоліками геотермальної енергії є: низька термодинамічна якість; необхідність використання тепла біля місця видобування; вартість буріння свердловин зростає зі збільшенням глибини; у атмосферу надходить додаткова кількість розчинених у підземних водах сполук сірки, бору, миш'яку, аміаку, ртуті; викидається водяний пар, збільшуючи вологість; виникають акустичні ефекти; можливе опускання земної поверхні і засолення земель.

Термоядерна енергія є джерелом енергії Сонця та інших зірок. Однак, у вузькоспеціальному значенні, термін використовується стосовно енергії що продукується під час штучно підтримуваної реакції термоядерного синтезу. Під час термоядерної реакції ядра двох легких атомів зливаються, утворюючи важчі атоми та вивільняючи велику кількість енергії. Однак, високі температури, що необхідні для термоядерної реакції (близько 10^8 °C), викликають ряд технічних проблем при створенні реактора.

До переваг термоядерної енергії відносять: практично невичерпні запаси пального (водню); пальне можна видобувати із морської води будь-де у світі; неможливість некерованої реакції синтезу; відсутність продуктів згоряння; відсутність необхідності використовувати матеріали що можуть бути застосовані для виробництва ядерної зброї; виникає незначна кількість радіоактивних відходів із коротшим періодом напіврозпаду, ніж у відходів атомної промисловості; не виникає атмосферного забруднення.

Запитання для самоконтролю:

1. За якими ознаками класифікуються енергоресурси?
2. Що відносять до поновлювальних, практично невичерпних і поновлювальних енергоресурсів?
3. Що відносять до традиційних і до нетрадиційних запасів нафти?
4. Запаси та добування природного газу.
5. Що відносять до альтернативних запасів природного газу?
6. Якими способами виконується транспортування нафти і газу?
7. Запаси та добування вугілля. Оцінка ресурсів і запасів вугілля.
8. Енергетичний потенціал торфу.



9. Оцінка ресурсів урану і торію.
10. Які існують методи добування і використання урану?
11. Що вивчає наука гідрологія? Принцип кругообігу води у природі.
12. Назвіть основні параметри річки. Параметри річкового стоку.
13. Оцінка гідроенергоресурсів. Водна енергія у природі.
14. Які принципи використання енергії Сонця?
15. Основні принципи використання енергії вітру.
16. Які принципи використання енергії хвиль і припливів?
17. Які існують системи біоперетворення?
18. Принципи використання геотермальної і термоядерної енергії.

Тема 3. Транспортування енергоресурсів та енергії. Економія енергетичних ресурсів

Енергетичні системи. Технологічний процес електроенергетичного виробництва поділяють на три взаємопов'язані стадії: процес генерації (виробництва) електроенергії, що здійснюється на електростанціях, процес перетворення, передачі і розподілу електроенергії та процес споживання електроенергії.

Сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, з'єднаних між собою, і об'єднаних спільним режимом процесу виробництва, перетворення та розподілу електроенергії і тепла при загальному управлінні цим режимом називається **енергосистемою**.

Активна потужність, що споживається на даний момент часу усіма споживачами, включаючи власні потреби електростанцій і втрати потужності у електричних мережах називається **навантаженням енергосистеми**.

Енергосистема, як виробничий об'єкт, має ряд характерних *особливостей* [14]:

- при її роботі відбувається одночасний цикл виробництва, розподілу і споживання енергії, тому неузгодженість у цьому процесі може відобразитися на роботі усєї системи і нанести шкоду народному господарству;
- вона створює умови для впровадження засобів автоматизації на усіх стадіях енергетичного процесу; енергосистема споживає усі можливі для використання види енергоресурсів;
- вона може постачати електроенергією усі галузі господарства;



- вона має різноманітні за складом джерела генерування електроенергії;

- енергосистема функціонує безперервно, не зважаючи на те, що деякі її елементи можуть бути постійно або частково виведені із роботи;

- вона включає у себе розгалужену транспортну систему у вигляді ліній електропередач і розподільчих мереж;

- енергосистема динамічна у часі і просторі.

Експлуатаційні властивості енергосистем. Режими роботи електростанцій і окремих енергоблоків визначаються добовим графіком навантаження енергосистеми, на яку вони працюють. Загальне навантаження енергосистеми розподіляється між окремими електростанціями у відповідності з їх енергетичними і експлуатаційними якостями.

Загальні **експлуатаційні вимоги**, що енергосистема висуває до електростанцій, працюючих у її складі, такі: забезпечення безперебійної і надійної роботи обладнання; підтримання заданої якості (частоти і напруги) енергії, а також тиску і температури пару та гарячої води при роботі ТЕС; виконання планового графіка навантаження; забезпечення планових економічних показників окремих енергоблоків і електростанції у цілому [14].

Експлуатаційна якість обладнання електростанції визначається: можливістю тривалої роботи при номінальній і мінімальній потужностях, а також із певним перевантаженням при наявності відповідної якості та кількості джерел енергії; можливістю зупинки і пуску агрегатів у необхідний час; маневровістю агрегатів – їх здатністю ефективно і надійно приймати участь у покритті змінної частини графіка добового навантаження енергосистеми.

Основною структурною одиницею електростанції є **цех**. Розрізняють цехи основного і допоміжного виробництва. На *теплових електростанціях* до основних цехів відносяться: паливно-транспортний, котельний, турбінний, електричний і хімічний; до допоміжних – цех централізованого ремонту, ремонтно-будівельний цех, цех теплової автоматики і вимірювань, цех наладки і випробування обладнання.

Організаційно-виробнича структура *атомної електростанції* схожа на структуру ТЕС, але замість котельного цеху



влаштовується реакторний. До допоміжних додатково включається хіміко-дезактиваційний цех та відділ радіаційної безпеки.

До складу *гідроелектростанції* входять три основних цехи: гідротехнічний, турбінний і електричний. На каскаді ГЕС виділяють базу ГЕС каскаду, на якій створюються керівні підрозділи.

Робота ГЕС і ГАЕС на енергосистемі. Найбільший енергоекономічний ефект від роботи ГЕС і ГАЕС у енергосистемі виникає тоді, коли вони видають у енергосистему найбільшу кількість енергії і витісняють при цьому на графіку навантаження енергосистеми найбільшу потужність [4]. Графік добового навантаження енергосистеми поділяється на три частини: базис (покривається в основному АЕС і ТЕС), напівпік та пік.

Гідроелектростанції працюють в основному у піковій (рідше у напівпіковій) частині графіка добового навантаження (рис. 3.1).

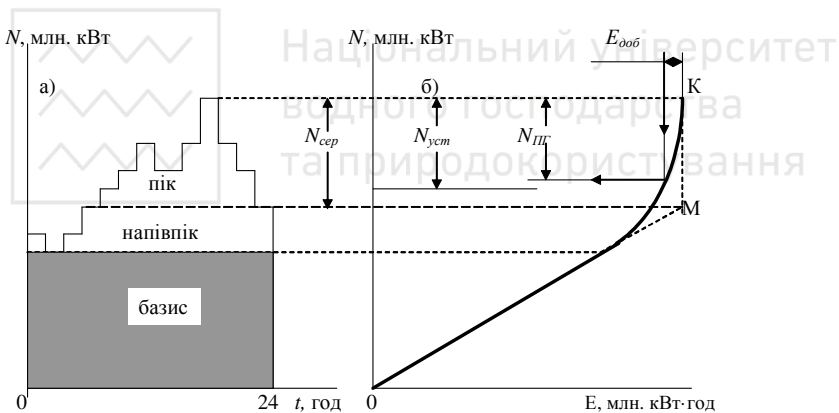


Рис. 3.1. Визначення пікової гарантованої і установленої потужностей ГЕС:

- а) графік добового навантаження енергосистеми;
- б) аналізуюча крива графіка добового навантаження енергосистеми

Гарантована потужність ($N_{гар}$) визначається за графіком забезпеченості середньодобових потужностей $N=f(p)$ при необхідній забезпеченості $p=85\div 95\%$. Для цього визначається добовий виробіток енергії $E_{дооб}=24\cdot N_{гар}$. Відкладається значення $E_{дооб}$ у піковій частині графіка добового навантаження (рис. 3.1.а) на



аналізуючій кривій (рис. 3.1.б) – і визначається пікова гарантована потужність (N_{III}). **Пікова гарантована потужність** є нижньою межею потужності ГЕС, що забезпечується водотоком. Якщо до цієї потужності додати резервну потужність $\Delta N = (10...20 \%) \cdot N_{III}$, то отримаємо **установлену потужність ГЕС** ($N_{уст}$). Установлена потужність ГЕС приймається кратною 10, 20, 50, 100 тис. кВт [4].

Установлена потужність ГЕС визначається за залежністю

$$N_{уст} = N_{ГЕС} = (1, 1...1, 2) \cdot N_{III} = N_{III} + N_{доод} + N_{рез}, \quad (3.1)$$

$$N_{рез} = N_{ав} + N_{нав} + N_{рем} + N_2, \quad (3.2)$$

де $N_{рез}$ – резервна потужність ГЕС; $N_{доод}$ – додаткова установлена потужність ГЕС; $N_{ав}$ – аварійний резерв на випадок аварії одного із агрегатів; $N_{нав}$ – резерв навантаження, що сприймає позапланові коливання навантаження у енергосистемі; $N_{рем}$ – ремонтний резерв для короткострокової заміни запланованих до ремонту агрегатів інших ГЕС, ТЕС і АЕС; N_2 – господарський резерв, що враховує позапланове споживання електроенергії за рахунок окремих споживачів.

Задача оптимізації режиму роботи енергосистеми полягає у оптимальному розподілі заданого навантаження між окремими електростанціями. Критерієм оптимальності приймається мінімум капіталовкладень на паливо або мінімум витрат самого палива.

На даний час найбільш перспективним видом акумулювання енергії є гідроакumuлюючі електростанції. Вони дозволяють вирішити наступні задачі: підвищити коефіцієнт використання потужності ТЕС та АЕС; висока маневровість дозволяє використовувати ГАЕС при оперативному “підхопленні” навантаження; можливість використання у якості миттєвого аварійного резерву; агрегати ГАЕС можуть використовуватися у режимі синхронного компенсатора; для заряду ГАЕС можна використовувати надлишкову сезонну енергію ГЕС та інші невикористані енергоресурси; при будівництві ГАЕС можна значно збільшити потужність і регулюючі можливості існуючих ГЕС.

Транспортування первинної енергії. Розрізняють транспортування первинної енергії (енергоносіїв або палива) і транспортування вторинної енергії, яка є результатом перетворення первинної до стану, необхідного споживачу (електрична, теплова енергія і т.п.). Транспортування органічного палива (нафти, газу, вугілля) можна здійснювати залізничним шляхом, повітряним, водним транспортом або трубопроводами.



Ядерне паливо для сучасних АЕС добувається із уранової руди. Наприклад, АЕС потужністю 1000 МВт споживає близько 1 тони палива на рік, тоді як сучасна ТЕС спалює близько 4 млн.т вугілля. Проблема полягає лише у суворому дотриманні особливих заходів безпеки при перевезенні ядерного палива, а також у транспортуванні і захороненні відходів атомної промисловості.

Повітряні лінії електропередач (ЛЕП) складаються із струмоведучих дротів і опор. ЛЕП є однією із основних ланок електричної системи, і разом із електричними підстанціями утворюють електромережу. **Пропускна спроможність ЛЕП** – це та потужність або кількість енергії, що може бути передана споживачам при відсутності будь-яких порушень її експлуатаційних якостей [14]. Пропускна спроможність трифазової лінії змінного струму визначається за формулою

$$P = 3 \cdot V \cdot I \cdot \cos \varphi , \quad (3.3)$$

де V – фазова напруга, В; I – сила струму у провіднику, А; $\cos \varphi$ – величина, що визначається співвідношенням активного опору, ємності та індуктивності лінії (коефіцієнт потужності).

Пропускну спроможність високовольтної лінії низької напруги можна збільшити за рахунок збільшення площі поперечного перерізу провідників, однак при цьому збільшиться кількість матеріалу (як правило, алюмінію), а також збільшаться втрати на нагрівання провідників (пропорційно квадрату сили струму).

За номінальною напругою розрізняють високовольтні лінії низької (до 1 кВ), середньої (3÷35 кВ), високої (110÷220 кВ), надвисокої (330÷1000 кВ) і ультрависокої (більше 1000 кВ) напруги. Стандартними номінальними напругами є 35, 110, 220, 330, 500, 750 і 1150 кВ [14]. Іншим шляхом збільшення пропускної спроможності є збільшення кількості паралельно прокладених ЛЕП. Магістральні електричні мережі – це одна із основних складових **Об'єднаної енергетичної системи України**, що налічує 22,3 тис.км. Із них напругою 400÷750 кВ – 4,7 тис.км, 330 кВ – 13,2 тис.км, 220 кВ – 4,4 тис.км та 131 електропідстанцію із напругою 220÷750 кВ [14].

Підземні кабельні лінії влаштовуються, як правило, у великих містах, де повітряні ЛЕП не можуть бути використані у зв'язку із високою вартістю землі, вимогами техніки безпеки і охорони навколишнього середовища. Під час виконання робіт у охоронних



водного господарства та природодобування

зонах кабельних ліній електропередач, ліній та споруд технологічного зв'язку магістральних та міжпромислових трубопроводах необхідно керуватися діючими «Правилами охорони електричних мереж» та «Правилами охорони ліній зв'язку».

Під час копання траншей і котлованів у межах охоронних зон кабельних ліній електропередач будівельна організація проводить захист ліній від пошкоджень із виконанням таких вимог:

- кабелі, прокладені у ґрунті, повністю відкопують ручним способом і вміщують у суцільний короб (із дерева або облицьований у середині неметалевими матеріалами), що міцно підвішують на хомутах до балок, укладених уперек траншеї;
- кабелі, прокладені у трубах або блоках, відкопують ручним способом до верхнього краю труби (блоку), потім укладають балки, до яких підвішують труби, і продовжують розкопування ґрунту;
- якщо копання траншеї або котловану проводиться нижче рівня залягання кабеля або поблизу нього, то вживають заходів для запобігання просідання або зсуву ґрунту;
- у всіх випадках на засоби захисту відкопаних кабелів слід вивішувати плакати з написом «Стій – напруга»;
- роботи у місцях перетину із діючими кабельними лініями необхідно виконувати у стислі терміни, не допускаючи тривалих (більше трьох робочих днів) перерв. У протилежному випадку вживають додаткових заходів для збереження відкритих кабелів і забезпечують щоденний нагляд за ними.

У разі пошкодження кабеля виконавець робіт повинен негайно повідомити про це підприємство, що експлуатує кабельні лінії.

Розривати ґрунт у охоронних зонах підземних кабельних ліній технологічного зв'язку дозволяється тільки лопатами без вживання різких ударів під час роботи. Використовувати такі інструменти, як ломи, кайла, клини та пневмоінструменти категорично забороняється.

Альтернативні способи передачі енергії включають використання кріогенних надпровідних ліній та передачу енергії електромагнітним випромінюванням і трубчастими хвилепроводами. Ці способи перебувають на стадії розробки і досліджень. Спосіб передачі енергії *кріогенними лініями* базується на явищі зменшення опору чистих металевих провідників при зниженні температури. Наприклад, опір чистої міді при температурі



77 К (-196⁰С) зменшується майже у 8 разів, а при температурі 4,2 К (-269⁰С) більше, ніж у 1000 разів [14]. *Явище надпровідності* ґрунтується на тому, що електричний опір ряду чистих металів і сплавів (ніобій-германій, ніобій-алюміній-германій) при температурі у декілька кельвінів скачком падає до нуля.

При перетворенні одного виду енергії у інший діють фізичні і термодинамічні закони, внаслідок чого виникають втрати енергії. Головна *ідея економії енергії* полягає у тому, що енергоресурси можуть бути використані більш ефективно шляхом виконання заходів, що можна провести технічно, обґунтувати економічно, а також є прийнятними із екологічної і соціальної точок зору, тобто викликають мінімум змін звичного образу життя. Термін **«економія енергії»** використовується для опису способів зниження інтенсивності енергоспоживання шляхом прийняття раціональних заходів з метою виключення значних втрат енергії і безконтрольного використання обмеженого природного потенціалу.

Задачею економії енергії є досягнення найбільш економічного використання усіх засобів виробництва для оптимізації загального співвідношення між споживанням енергії і економічним зростанням країни. Україна є енергодефіцитною державою. Лише 45 % своїх потреб у первинних енергоресурсах вона задовільняє за рахунок власного виробництва. У її паливно-енергетичному балансі домінує природний газ, тому понад 56 млрд.м³ його імпортується.

З метою зменшення залежності економічного зростання від збільшення енергоспоживання, держава повинна проводити політику, що включатиме у себе: вплив на споживачів економічними, пропагандистськими та іншими способами; зниження втрат енергії; стимулювання технічних розробок, спрямованих на економію енергії; витіснення дефіцитних видів енергії більш доступними; обмеження енергоємних технологій; уведення стандартів на енергоспоживаючі пристрої; фінансування досліджень з використання альтернативних енергоресурсів; стимулювання утилізації товарів енергоємних виробництв.

Закон України “Про енергозбереження” визначає правові, економічні, соціальні та екологічні основи енергозбереження для усіх підприємств, об'єднань та організацій, а також для громадян України. У цьому Законі визначені такі поняття: *енергозбереження* – це діяльність (організаційна, наукова, практична, інформаційна),



спрямована на раціональне використання та економне витрачання первинної та перетвореної енергії і природних енергетичних ресурсів у господарстві, що реалізується із використанням технічних, економічних та правових методів; *раціональне використання паливно-енергетичних ресурсів* – досягнення максимальної ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів при існуючому рівні розвитку техніки та технологій і одночасному зниженні техногенного впливу на навколишнє природне середовище; *економія паливно-енергетичних ресурсів* – це відносне скорочення витрат паливно-енергетичних ресурсів, що виявляється у зниженні їх питомих витрат на виробництво продукції, виконання робіт і надання послуг; *енергозберігаюча технологія* – це метод виробництва продукції із раціональним використанням енергії, що дає можливість зменшити енергетичне навантаження на навколишнє природне середовище та кількість енергетичних відходів; *вторинні енергетичні ресурси* – це енергетичний потенціал продукції, відходів, побічних і проміжних продуктів, що утворюється у технологічних агрегатах і не використовується у самому агрегаті, але може бути частково або повністю використаний для енергопостачання інших агрегатів.

У теорії і на практиці існують межі, яких можна досягти при економії енергії. Існують обмеження за коефіцієнтом корисної дії, що визначаються законами термодинаміки. Є практичні обмеження, яких вимагає інтенсивність трудового процесу. У побуті необхідно використовувати різні види енергії для забезпечення комфорту і кращого рівня життя. Принцип використання енергії для економії часу застосовується у промисловості для здешевлення продукції. Отже, існують фізичні, економічні і соціальні обмеження, що сповільнюють реалізацію заходів із економії енергії [14].

Є також інші практичні проблеми, що обмежують енергозбереження: ігнорування існуючих можливостей для економії енергії; нехватка коштів на впровадження енергозберігаючих заходів; нехватка персоналу, відповідального за контроль енергетичної ефективності виробничих процесів; відсутність необхідної інформації, пропаганди економії енергії.

Головними завданнями *Комплексної державної програми енергозбереження* є визначення існуючого та перспективного потенціалу енергозбереження, розробка основних напрямків його



реалізації у матеріальному виробництві та сфері послуг, створення програми першочергових та перспективних заходів із підвищення енергоефективності. Основний потенціал енергозбереження – це економія енергії у процесі її споживання [12]. Це стосується електроенергії, газу, мазуту, бензину, інших видів палива. Іншим напрямком енергозбереження є зменшення втрат у електромережах, що сягають для окремих регіонів 30 %. Важливим напрямком є енергозбереження безпосередньо на енергетичних виробництвах.

Найбільшу питому вагу у структурі енергозбереження має промисловість – 58÷59%, за нею йдуть паливно-енергетичний комплекс – 19÷20%, комунально-побутове господарство – 11÷12%, транспорт – 7÷8%, сільське господарство – 3÷3,5%.

При збереженні енергії у будівлях визначаються основні напрямки досліджень: регулювання теплових втрат будівель (теплоізоляція, вентиляція); зменшення максимальних потреб у енергії (теплова реакція споруд, акумулювання тепла); максимальне використання сонячної енергії (сонячні колектори, теплові насоси); управління енергією, що виділяється у будівлях (тепловий контроль, регулювання тепла).

Розробка оптимальних схем теплопостачання дає змогу: перерозподілити теплові навантаження для максимального завантаження найбільш економічних теплоджерел; здійснювати переведення у резерв, консервацію або ліквідацію найбільш неефективних джерел; переводити частину котелень на роботу у піковому режимі; забезпечити можливості повного завантаження ефективних теплоджерел; визначити райони і окремі будівлі, теплопостачання яких доцільно здійснювати від децентралізованих джерел; розробити заходи щодо зростання енергоефективності; оптимізувати температурний графік для кожного теплоджерела, визначити необхідність зміни схеми теплопостачання і методу регулювання. **У транспортних системах** необхідно слідкувати за зменшенням втрат сировини під час її добування та перевезення, а також за використанням нових видів транспорту на альтернативних джерелах енергії. **У промисловості** необхідно враховувати енергетичний ефект на основі вирішення таких задач, як скорочення кількості технологічних операцій, зниження відходів матеріалів у процесі обробки, зменшення втрат енергії у виробничих процесах, зменшення впливу відходів виробництва на середовище.



У галузі виробництва продовольчих товарів увагу, що спрямовується на економну витрату енергії, потрібно приділяти: альтернативним шляхам трансформації кормів; підвищенню родючості ґрунтів, багатств озер, морів і океанів; розробці засобів підвищення росту рослин; удосконаленню способів збереження і приготування продуктів харчування.

Запитання для самоконтролю:

1. Яке призначення енергетичних систем?
2. Які експлуатаційні властивості має енергосистема?
3. Який принцип роботи ГЕС і ГАЕС на енергосистемі?
4. У чому полягає задача оптимізації режиму роботи енергосистеми?
5. Які існують способи транспортування первинної енергії?
6. Як виконується транспортування енергії високовольтними лініями електропередач і підземними кабелями?
7. Які вимоги висуваються до експлуатації підземних кабелів?
8. Які існують альтернативні способи передачі енергії?
9. Які основні принципи економії енергетичних ресурсів?
10. Які є способи економії енергії?
11. Які проблеми та обмеження виникають при економії енергоресурсів?
12. Назвіть способи ефективного використання енергоресурсів.

Тема 4. Типи електростанцій

Електрична станція - це комплекс обладнання та пристроїв, основним призначенням якого є перетворення певного джерела енергії у електроенергію, а також необхідні для цього споруди і будівлі, розташовані на певній території.

Електростанції класифікуються за такими ознаками:

1) *за видом джерела енергії*: теплові електростанції (ТЕС), атомні електростанції (АЕС), електростанції, що використовують альтернативні (нетрадиційні) джерела енергії (НДЕ) та гідроенергетичні установки (ГЕУ), що у свою чергу включають у себе гідроелектростанції (ГЕС), гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС), припливні електростанції (ПЕС) та ін.;

2) *за видом отриманої енергії*: теплові електростанції, що виробляють тільки електроенергію – конденсаційні електростанції (КЕС) і теплові електростанції, що виробляють теплову і



електричну енергію – теплоелектроцентралі (ТЕЦ), джерелом тепла у яких є відпрацьований пар або продукти згорання;

3) *за видом теплового двигуна*: електростанції з паровими турбінами; електростанції з газовими турбінами; електростанції з парогазовими установками; електростанції із двигунами внутрішнього згорання;

4) *за призначенням*: районні електростанції, що обслуговують усіх споживачів електроенергії та промислові електростанції, що входять до складу підприємств.

Електрична енергія в Україні виробляється, в основному, теплоелектростанціями [8]. Найбільшими серед них є Зміївська, Луганська, Курахівська, Вуглегірська і Старобешівська на Сході України, Бурштинська і Добротворська – на Заході, Запорізька, Трипільська і Криворізька – у Центральній енергосистемі.

Теплоенергетика. **Теплові електростанції** послідовно перетворюють хімічну енергію палива у теплову, механічну і електричну енергію. За енергетичним обладнанням теплові електростанції поділяють на паротурбінні, газотурбінні та дизельні електростанції.

Конденсаційна електростанція – це тепла паротурбінна електростанція, у якій тепло, що виділяється при спалюванні органічного палива, перетворюються спочатку у механічну енергію, а потім – у електричну. Характерною особливістю станції є те, що відпрацьований у турбінах пар не використовується для стаціонарних потреб, а перетворюється у конденсаторах у воду, що направляється знову у паровий котел для повторного використання.

Вугілля, що використовується на ТЕС, спочатку дробиться, потім підсушується і на спеціальних установках розмелюється до пиловидного стану. Комплекс пристроїв, призначених для розвантаження, зберігання і попередньої обробки палива, складає паливне господарство. Паливоподача 1 та пилоприготування 2 утворюють *паливний тракт КЕС* (блок А на рис. 4.1).

Вугільний пил разом із повітряним потоком подається у топку котла 3. Продукти згорання проходять через очисні споруди 7, у яких виділяється попіл та інші домішки, а відпрацьовані гази за допомогою димоходу 6 через димову трубу 8 викидаються у атмосферу. Сукупність елементів 5÷8 утворює *газово-повітряний тракт* (блок В).

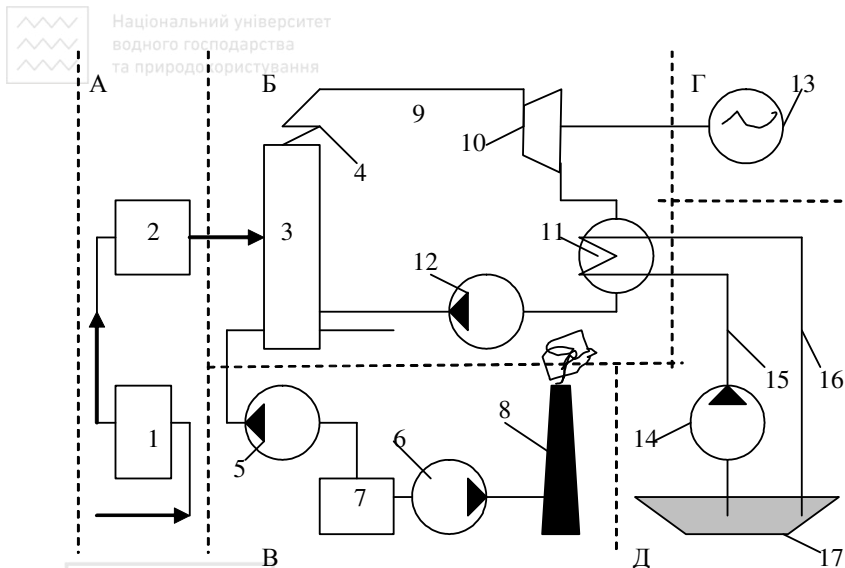


Рис. 4.1. Принципова технологічна схема конденсаційної електростанції:
 1 – паливopодача; 2 – палипpиготування; 3 – котел; 4 – пароперегpівач;
 5 – насос; 6 – димохід; 7 – очисні споруди; 8 – димова труба;
 9 – паропровід; 10 – парова турбіна; 11 – конденсатор; 12 – насос;
 13 – генератор; 14 - циркуляційний насос; 15 – підвідні водоводи; 16 – відвідні водоводи; 17 – джерело водопостачання

Паротурбінне господарство утворює блок Б. Тепло, що отримується при спалюванні палива, використовується для отримання пару, що перегрівається у пароперегрівачі 4 – і паропроводом 9 подається у парову турбіну 10. Енергія пару перетворюється у механічну роботу обертів валу турбіни, що з'єднаний із валом генератора 13. У генераторі виробляється електроенергія. Відпрацьований пар надходить у конденсатор 11, де перетворюється у воду, і спеціальним насосом 12 подається назад до котла 3. Для охолодження пару, у конденсаторі використовується вода, що забирається із водойми 17 насосом 14.

Системи охолодження бувають прямооточні (вода забирається із річки) і замкнені (використовуються водосховища-охолоджувачі, бризгальні басейни або градирні). Джерело водопостачання 17, циркуляційні насоси 14, підвідні 15 і відвідні 16 водоводи утворюють *систему технічного водопостачання* (блок Д).



Пристрої, що призначені для виробництва та передачі електроенергії, утворюють *електротехнічне господарство* (блок Г). До нього входять генератор 13 і обладнання відкритих підстанцій, розподільчих пристроїв, акумуляторних батарей, щитів управління.

Коефіцієнт корисної дії агрегатів сучасних великих блочних КЕС не перевищує 32÷35 %.

Паровий котел – це система поверхонь нагрівання для виробництва пару із води шляхом використання тепла, що виділяється при спалюванні палива, яке подається у топку разом із необхідним для горіння повітрям. Вода, що безперервно надходить до парового котла, підігрівається до температури насичення, випаровується, а насичений пар перегрівається. За конструкцією парові котли поділяють на барабанні і прямоточні.

Парова турбіна – це тепловий двигун, що перетворює потенційну енергію пару спочатку у кінетичну енергію, а потім у механічну роботу на валу. Пар із паропроводу проходячи через сопло, розширюючись, втрачає свою теплову енергію (температура і тиск пару знижуються) та підвищує кінетичну (збільшується його швидкість). Потік пару потрапляє у канали, що утворені робочими лопатками, закріпленими на диску, що жорстко з'єднаний із валом генератора, у якому механічна енергія перетворюється у електричну. Відпрацьований пар із турбіни прямує до конденсатора, де він охолоджується циркуляційною водою із природного або штучного (градирня) джерела, і конденсується.

Конденсатор призначений для зниження тиску пару після виходу його із турбіни. Він являє собою циліндричний корпус з великою кількістю трубок, закритий із боків. У ньому підтримується низький абсолютний тиск 0,005÷0,0035 МПа. Вода для охолодження надходить через патрубок, проходить по трубках і нагрівшись, виходить із конденсатора. Пар надходить через патрубок, і заповнює простір між трубками всередині корпусу. При цьому він стикається із холодними стінками труб – і конденсується. Конденсат відкачується спеціальним насосом.

Для технологічних потреб хімічного і електричного цехів та ремонтних підрозділів передбачено потужну компресорну станцію. Оскільки охолодження генераторів здійснюється із використанням водню, у технологічний ланцюг ТЕС включається електролізний



цех. На КЕС є власне маслогосподарство, де зберігається чисте та відпрацьоване турбінне і трансформаторне масло.

До **теплоелектроцентралей** (ТЕЦ) відносять електростанції, що виробляють та видають споживачам не тільки електричну, а і теплову енергію (рис. 4.2). У якості теплоносія використовується пар, що частково був використаний у паровій турбіні для виробництва електроенергії, а також нагріта паром вода із температурою $100\div 150$ °С. Хімічно підготовлена знесолена вода подається насосом із конденсаційного тракту у паровий котел. У котлі, за рахунок згоряння палива, вона перетворюється на пар. Пар із парового котла паропроводом надходить у турбіну 1, де його потенційна енергія перетворюється у механічну роботу обертів ротора турбіни і з'єднаного з ним вала генератора 2. Частина пару після виконаної роботи відбирається, і направляється паропроводом до споживачів 3. Для отримання гарячої води передбачено мережовий підігрівач 5. Через мережовий насос 6 гаряча вода замкненим контуром направляється до споживачів 4.

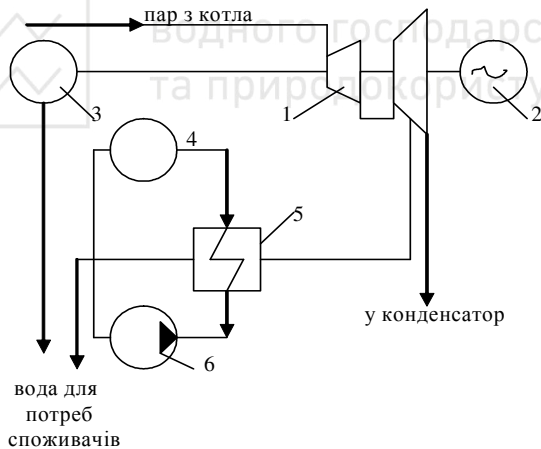


Рис. 4.2. Принципова схема теплоелектроцентралі:

1 – парова турбіна; 2 – генератор; 3 – паропровід; 4 – замкнений контур подачі гарячої води; 5 – мережовий підігрівач; 6 – мережовий насос

Кількість пару, що проходить через турбіни, а відповідно, і кількість виробленої електроенергії повністю визначається тепловими споживачами, а не режимом використання

електроенергії. На відміну від конденсаційних електростанцій, на теплоелектроцентралі є додаткове обладнання (теплообмінники) для виробництва теплової енергії. Усі операції зі зміни теплового і електричного навантаження автоматизовані.

Газотурбінна установка (ГТУ) складається із трьох основних елементів [14]: повітряного компресора, камери згоряння і газової турбіни (рис. 4.3). В основному газотурбінні установки використовуються як джерело пікової потужності під час проходження максимуму навантаження у енергомережі, або у разі виникнення у енергосистемі аварійної ситуації.

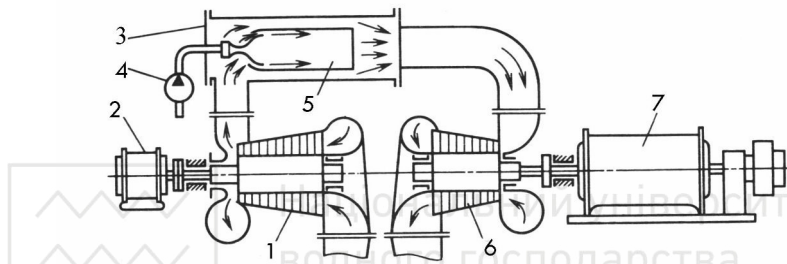


Рис. 4.3. Схема газотурбінної установки:

1 – компресор; 2 – пусковий двигун; 3 – камера згоряння;

4 – паливний насос; 5 – жарова труба; 6 – газова турбіна; 7 – генератор

До переваг ГТУ відносять високу маневровість, відсутність громіздкого котлового агрегата, незначну потебу у воді, простоту автоматизації і можливість управління на відстані. Їх недоліками є низький коефіцієнт корисної дії (до 30%) і надходження продуктів згоряння у проточну частину турбіни, що викликає необхідність використання газоподібного або легкого рідкого палива.

Повітря із атмосфери надходить у компресор 1, що приводиться у дію пусковим двигуном 2, і стискається. Воно надходить у камеру згоряння 3, куди паливним насосом 4 подається рідке або газоподібне паливо. Повітря у камері згоряння розділяється на два потоки: один із них надходить у жарову трубу 5, і забезпечує повне згоряння палива, а другий – обтікає жарову трубу зовні і, підмішуючись до продуктів згоряння, знижує їх температуру. Після камери згоряння гази надходять у газову турбіну 6, що закріплена на одному валу із компресором і генератором 7. Там вони



розширюються, і виконують роботу (обертання валу турбіни), а потім викидаються через трубу назовні.

Парогазова установка об'єднує у собі паротурбінну і газотурбінну установки. Це дозволяє знизити втрати тепла відпрацьованих газів, що призводить до збільшення коефіцієнта корисної дії. Вони виконуються двох типів [14]: із високонапірним котлом або із скиданням відпрацьованих газів турбіни у камеру згорання звичайного котла.

Принцип отримання атомної енергії. Фізичні основи атомної енергетики базуються на теорії відносності Енштейна, згідно із якою, матерія і енергія еквівалентні із коефіцієнтом пропорційності c^2 . Якщо зникає певна кількість маси, з'являється еквівалентна кількість енергії. Відомо, що $c^2 = 9 \cdot 10^{20} \text{ см}^2/\text{с}^2 = 9 \cdot 10^{20} \text{ ерг} = 9 \cdot 10^{13} \text{ Дж} = 2,5 \cdot 10^7 \text{ кВт} \cdot \text{год}$. При діленні ядра урану-235 вивільнюється близько 200 MeV енергії ($1 \text{ eV} = 1,6 \cdot 10^{-12} \text{ ерг} = 4,45 \cdot 10^{-26} \text{ кВт} \cdot \text{год}$) [14].

Для стійкості і безперервності роботи реактора необхідно, щоб процес ділення ядер самопідтримувався. Ця кількість ядер називається критичною масою.

Атомний реактор АЕС (рис. 4.4) повинен відповідати двом основним вимогам: забезпечувати самопідтримування реакції поділу і повне виключення можливості свого руйнування.

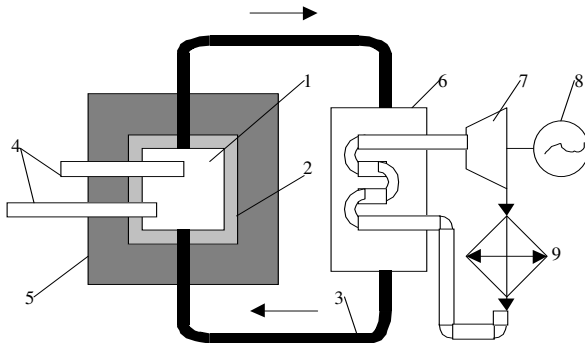


Рис. 4.4. Принципова схема АЕС:

- 1 – активна зона реактора; 2 – відбивач; 3 – теплоносій;
- 4 – компенсуючі стержні; 5 – бетонний блок; 6 – теплообмінник-парогенератор; 7 – турбіна; 8 – генератор; 9 – конденсатор



Реактор складається із ядерного палива, наприклад, урану, збагаченого ізотопами, уповільнювача нейтронів (використовують важку або звичайну воду, графіт). Нейтрони, співаюдаряючись із ядрами уповільнювача, втрачають свою швидкість, від чого зростає ймовірність їх захоплення. У якості теплоносія використовують воду під тиском або рідкий натрій. Теплоносії переганяють через реактор, де йому передається тепло, у другому контурі рідина перетворюється у пар, який потім і обертає ротор турбіни.

До складу реактора входить активна зона 1, у яку завантажуються ядерне паливо, що містить уран-235 і сповільнювач (графіт або вода). Для зменшення втрат нейтронів із активної зони, вона оточена відбивачем 2, виконаним, як праило, із того ж матеріалу, що й сповільнювач. За відбивачем (зовні реактора) розміщено бетонний захист від радіаційного випромінювання 5. Паливо у реактор завантажуються у кількості, що значно перевищує критичну [14]. Для того, щоб по мірі розпаду палива реактор безперервно перебував у критичному стані, у активну зону вводять сильний поглинач нейтронів – компенсуючі стержні 4 (стержні карбиду бору). Вони ж використовуються і для автоматичного регулювання потужності реактора.

Під час поділу ядра основна частина звільненої енергії переходить у кінетичну енергію осколків, при гальмуванні яких виділяється тепло, що відводиться теплоносієм 3 у теплообмінник-парогенератор 6, де вода трансформується у пар. Він надходить у турбіну 7 і обертає ротор, вал якого з'єднаний із валом генератора 8. Відпрацьований у турбіні пар надходить у конденсатор 9, після чого зконденсована вода знову повертається у теплообмінник, і цикл повторюється.

Рівень безпеки будь-якої АЕС визначається трьома факторами: проектними рішеннями та їхньою реалізацією, кваліфікацією експлуатаційного персоналу та системою управління.

На всіх українських АЕС діють легководні реактори серії ВВЕР (водо-водний енергетичний реактор). На даний час в Україні діють Рівненська АЕС (4 енергоблоки /2 реактори ВВЕР-440 і 2 реактори ВВЕР-1000/, сумарна потужність — 2835 МВт), Хмельницька АЕС (2 діючих реактори ВВЕР-1000), Южно-Українська АЕС (3 реактори ВВЕР-1000) і Запорізька АЕС (6 реакторів ВВЕР-1000).

Сонячна енергетика — це використання сонячної енергії із

метою отримання енергії у будь-якому зручному для її застосування вигляді. Вона використовує поновлюване джерело енергії - Сонце, і у перспективі може стати екологічно чистою галуззю енергетики.

Принцип дії **енергетичної вежі** полягає у тому, що промені сонця концентруються у одному пункті відповідно розташованими дзеркалами (рис. 4.5).

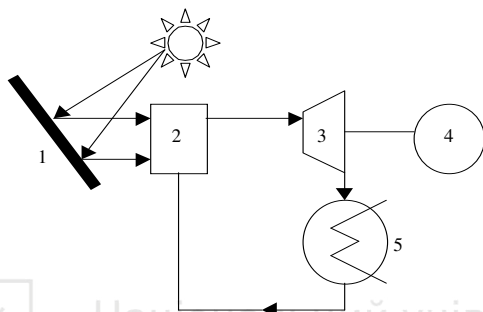


Рис.4.5. Схема перетворення сонячної енергії у електричну:

1 – геліостат; 2 – котел; 3 – турбіна; 4 – генератор; 5 - конденсатор

Ці дзеркала (геліостати) повертаються протягом дня так, щоб слідувати за сонцем під час його руху. Вони відбивають сонячні промені, і фокусують їх на енергетичній вежі, де значна концентрація енергії змушує воду кипіти і перетворюватися у пар. Водяний пар надходить у турбіну, обертає її – і виробляється електроенергія. На Кримському узбережжі Азовського моря побудована сонячна електростанція (СЕС-5). Потужність цієї електростанції – 5000 кВт.

Сонячні ставки – це ще більш дешевий спосіб уловлювати сонячну енергію. Гаряча вода із нижніх шарів ставка із температурою $60\div 90^{\circ}\text{C}$ подається насосом у теплообмінник і використовується для випаровування рідини із низькою температурою кипіння (фреон, пропан, аміак). Парами цієї рідини (за принципом паротурбінної схеми) приводиться у рух турбогенератор. Відпрацьовані пари рідини охолоджуються більш холодною поверхневою водою, конденсуються – і знову використовуються у робочому циклі.

До недоліків названих вище установок перетворення сонячної енергії відноситься те, що для них потрібні значні площі, причому



відносно недалеко (у межах 80 км) від споживача, інакше втрати при передачі електроенергії будуть недопустимо високі.

Теплова потужність СЕС баштового типу рівна

$$N = E_0 \cdot F_{\text{дз}} \cdot R_{\text{дз}} \cdot \cos \omega \cdot K_{\text{зат}} \cdot K_{\text{бл}} \cdot A_s \cdot K_{\text{т.в.}} \cdot K_{\text{зан}}, \quad (4.1)$$

де E_0 – сонячна радіація, $\frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}$; $F_{\text{дз}}$ – площа дзеркальної поверхні, м^2 ;

$R_{\text{дз}}=0,75$ – віддзеркалююча здатність дзеркала; $\cos \omega=0,75 \div 0,8$ – кут падіння променів на геліостати; $K_{\text{зат}}$ – коефіцієнт затінення; $K_{\text{бл}}$ – коефіцієнт блокування; $A_s=0,93 \div 0,95$ – коефіцієнт споживання котла; $K_{\text{т.в.}}=0,85$ – коефіцієнт теплових втрат; $K_{\text{зан}}=0,85$ – коефіцієнт запилення.

Вітроенергетичні установки (ВЕУ) досягли сьогодні комерційного рівня розвитку, і у місцях із сприятливими швидкостями вітру можуть конкурувати із традиційними джерелами електропостачання. У переважній більшості випадків використовуються лопатеві машини з горизонтальним валом, що установлюється за напрямком руху вітру.

Вітроагрегати з горизонтальною віссю мають башту із розташованою зверху вітроголівкою і вітровим колесом. У залежності від необхідної частоти обертів, вітрове колесо може мати дві, три і більше лопатей. *Вітроагрегати з вертикальною віссю обертання*, на відміну від описаних вище, не потребують спеціальної системи орієнтації на вітер, оскільки внаслідок свого окреслення, при будь-якому напрямі вітру завжди знаходяться у робочому стані. Вітроагрегати із горизонтальною віссю і високим коефіцієнтом швидкохідності мають найбільше значення коефіцієнта використання енергії вітру ($0,46 \div 0,48$). Вітротурбіни з вертикальним розташуванням осі менш ефективні ($0,45$), але мають ту перевагу, що не вимагають налаштування на напрямок вітру. Найбільше поширення одержали вітроенергетичні установки із одиничною потужністю від 100 до 500 кВт. Питома вартість ВЕУ потужністю 500 кВт складає на сьогодні близько $1100 \div 1500$ євро/кВт і має тенденцію до зниження.

Важливою характеристикою вітрового колеса є його *швидкохідність*, що визначається відношенням кругової швидкості елемента лопаті до швидкості вітру

$$n_s = \frac{\omega \cdot R}{u}, \quad (4.2)$$



де ω - кутова швидкість, рад/с; R – радіус вітрового колеса, м; u – швидкість вітру, м/с.

Україна має значний вітропотенціал у Приазовському, Причорноморському та Прикарпатському регіонах. Сумарно в Україні можна отримати близько 16 000 МВт потужності [1, 10].

Енергія Світового океану включає у себе енергію хвиль, океанічних течій, припливів, прибоїв, градієнтів солоності і тепла.

На **хвильових установках** потенційна енергія хвиль перетворюється у кінетичну [4]. Хвильова установка складається із робочого органу (поплавки, водяні колеса), що безпосередньо взаємодіє із водою, робочого тіла (вода або повітря), силового перетворювача (ланцюгові та зубчаті передачі, насоси і турбіни, генератори), призначеного для перетворення енергії, отриманої робочим органом, у електроенергію, та системи кріплення, що утримує хвильову установку на місці.

Припливні електростанції використовують коливання припливів і відпливів морів, що відбуваються двічі на добу. Найбільші припливи спостерігаються у затоці Фанді (Канада) - 19 м, у затоках Брістоль (Великобританія) і Сен-Мало (Франція) – до 14 м, на північно-західному березі США - до 10 м [4]. Значний потенціал енергії припливів має Росія. Висота припливів у Пеньжинській затоці становить до 13,2 м, на Охотському і Білому морях – до 10 м, поблизу Мурманська – до 7,2 м.

За умовами роботи розрізняють ПЕС [7]: одностороннього руху води, двостороннього руху води і ПЕС із підкачкою води насосами.

У 1963-68 рр. на Баренцовому морі побудовано експериментальну Кислогубську ПЕС потужністю $N_{\text{ПЕС}}=400$ кВт. У 1966 р. у Франції побудовано ПЕС Ранс ($N_{\text{ПЕС}}=240$ МВт) [14]. Приплив у цьому місці переміщує 189 тис.м³/с води. Різниця рівнів становить 13 м, а швидкість течії між містами Брестом і Сен-Мало досягає 90 км/год. У середині дамби накопичувального резервуару знаходяться 24 турбогенератори із зворотними лопатями турбіни.

На даний час проектується Кольська і Мезенська ПЕС (Росія), ПЕС Фанді і Коубквід (Канада), а також ПЕС у Індії, Північній та Південній Кореї, Австралії, Аргентині.

Для України промислове використання енергії припливів є проблематичним у зв'язку із замерзанням Азовського і Чорного морів. Крім того, Чорне та Азовське моря мають низький потенціал:



припливна хвиля на Чорному морі не перевищує 10 см, а необхідна для роботи ПЕС висота становить, як мінімум 5,0 м.

Особливістю **геотермальних електростанцій** (ГеоТЕС) є зосередження в одному місці систем добування тепла і перетворення його у електроенергію. Тому визначальними факторами розташування ГеоТЕС є геолого-геотермічні умови: температура порід і їх колекторні властивості на глибинах, доступних для буріння свердловин, а також запаси тепла всього родовища, від яких залежить потужність станції.

Низькі параметри теплоносія в усті підйомних свердловин робить більш вигідним його рух до станції у вигляді перегрітої води. Це дає можливість розвинути мережу трубопроводів на значній відстані, що дозволяє довести потужність ГеоТЕС до 200÷300 МВт.

Геотермальна установка є головним елементом ГеоТЕС і містить генератор робочого тіла (парогенератор), перетворювач потенційної енергії робочого тіла в механічну, перетворювач механічної енергії в електричну (турбіна), електрогенератор, теплообмінне та допоміжне обладнання. На даний час розроблено кілька типів теплових установок: паротурбінні, турбокомпресорні та гідропаротурбінні енергоустановки.

Запитання для самоконтролю:

1. За якими ознаками класифікуються електростанції?
2. Конструкція і принцип роботи конденсаційної електростанції.
3. Конструкція і принцип роботи теплоелектроцентралі.
4. Конструкція і принцип роботи газотурбінної установки.
5. Схема і принцип роботи атомної електростанції.
6. Принцип роботи сонячних електростанцій.
7. Конструкції і принцип роботи вітрових енергоустановок.
8. Конструкції і принцип роботи припливних електростанцій.
9. Які є способи використання енергії морів та океанів?
10. Які є способи використання геотермальної енергії?



Тема 5. Природа водної енергії

Вода, що тече у річці або каналі, постійно виконує роботу на подолання внутрішнього опору руху, опору на тертя у руслі і різні ерозійні впливи (розмив берегів та дна, переміщення наносів і т.п.).

Сила тяги води рівна

$$F = m \cdot g \cdot \sin \alpha, \quad (5.1)$$

де m – маса води між створами А і В, кг, (див. рис. 5.1).

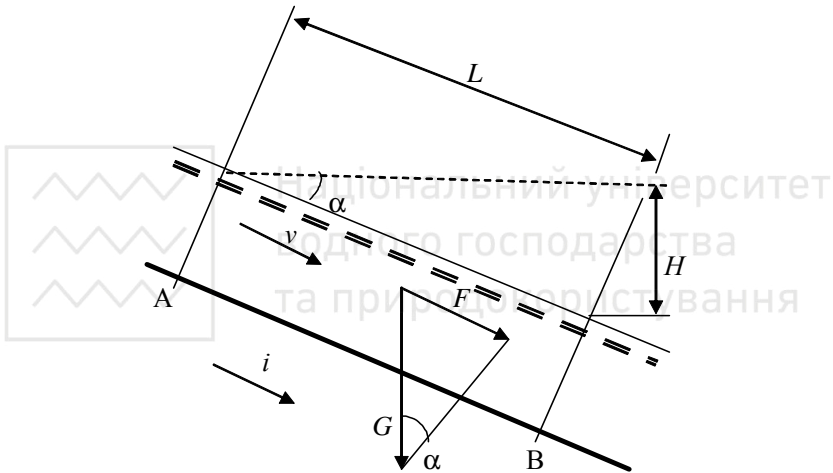


Рис. 5.1. Розрахункова схема до визначення потужності водотоку:

L – довжина ділянки; H – напір; F – сила тяги води; G – вага потоку; i – похил дна

Виконана потоком **робота** рівна

$$A = F \cdot L = m \cdot g \cdot \sin \alpha \cdot L = \rho \cdot \omega \cdot L \cdot g \cdot \sin \alpha \cdot L, \quad (5.2)$$

де ω – площа поперечного перерізу потоку, м^2 , ρ – густина води, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Замінімо значення довжини ділянки L на добуток швидкості течії на час ($v \cdot t$), де v – швидкість потоку, $\text{м}/\text{с}$, t – час, с, за який потік проходить від створу А до створу В. Отримуємо залежність

$$A = \rho \cdot g \cdot \omega \cdot v \cdot t \cdot \sin \alpha \cdot L. \quad (5.3)$$



Підставляючи у рівняння (5.3) значення витрати $Q=v \cdot \omega$ та напору (падіння річки між створами) $H=L \cdot \sin \alpha$, отримуємо значення величини **роботи потоку**

$$A = \rho \cdot g \cdot Q \cdot t \cdot H. \quad (5.4)$$

Потужність потоку – це робота, виконана за одиницю часу

$$N = \frac{A}{t} = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H. \quad (5.5)$$

При значеннях густини води $\rho=1000 \text{ кг/м}^3$, прискоренні вільного падіння $g=9,81 \text{ м/с}^2$, витрати Q у $\text{м}^3/\text{с}$ і напору H у метрах, отримуємо потужність водотоку у кВт:

$$N = 9,81 \cdot Q \cdot H. \quad (5.6)$$

Енергія водотоку – це потужність, виконана за одиницю часу

$$E = N \cdot t = 9,81 \cdot Q \cdot H \cdot t. \quad (5.7)$$

Підставляючи значення об'єму стоку річки, що проходить через розрахункові створи за час $t=3600 \text{ с}$ [14], отримуємо залежність для визначення енергії

$$E = \frac{9,81 \cdot Q \cdot H \cdot t}{3600} = \frac{W \cdot H}{367,2}. \quad (5.8)$$

Принцип роботи ГЕС, її потужність і виробіток енергії.

Гідроелектростанція (ГЕС) - це електростанція, що за допомогою гідроагрегата перетворює кінетичну енергію води у електричну. Вода під дією сили тяжіння перетікає із верхнього б'єфу у нижній – і обертає робоче колесо турбіни, на одному валу з яким знаходиться ротор генератора електричного струму. Гідротурбіна разом із гідрогенератором називається **гідроагрегат**. У турбіні гідравлічна енергія води перетворюється у механічну енергію обертів робочого колеса разом із ротором генератора. У генераторі механічна енергія обертів перетворюється у електричну. Гідроелектростанція, будівля якої є частиною водонапірного фронту, називається **руською** (Київська, Кременчуцька ГЕС та ін.); якщо будівля безпосередньо не сприймає напору і розташована окремо, біля основи греблі на протилежному від водосховища боці, то ГЕС називається **пригреблевою** (ДніпроГЕС); ГЕС, до якої вода подається напірними трубопроводами або безнапірною деривацією, називається **дериваційною** (Теребля-Рікська ГЕС, Інгузький каскад ГЕС).



Потужність гідроагрегата N_a і ГЕС у цілому $N_{ГЕС}$
визначаються за залежностями

$$N_a = 9,81 \cdot Q \cdot H \cdot \eta_T \cdot \eta_G; \quad N_{ГЕС} = z_a \cdot N_a; \quad (5.9)$$

вирібок електроенергії рівнів

$$E = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \cdot t \cdot \eta_r \cdot \eta_g = \frac{W \cdot H \cdot \eta_r \cdot \eta_g}{367,2}, \quad (5.10)$$

де z_a – кількість гідроагрегатів ГЕС, шт; η_T та η_G – коефіцієнти корисної дії, відповідно, турбіни і генератора.

Спосіб створення греблевого напору полягає у тому, що річка у створі перегороджується підпірною спорудою (глухою та водозливною греблями, русловою ГЕС та ін.), за рахунок чого створюється водосховище, різниця рівнів якого і рівнів у нижньому б'єфі створює напір (рис. 5.2).

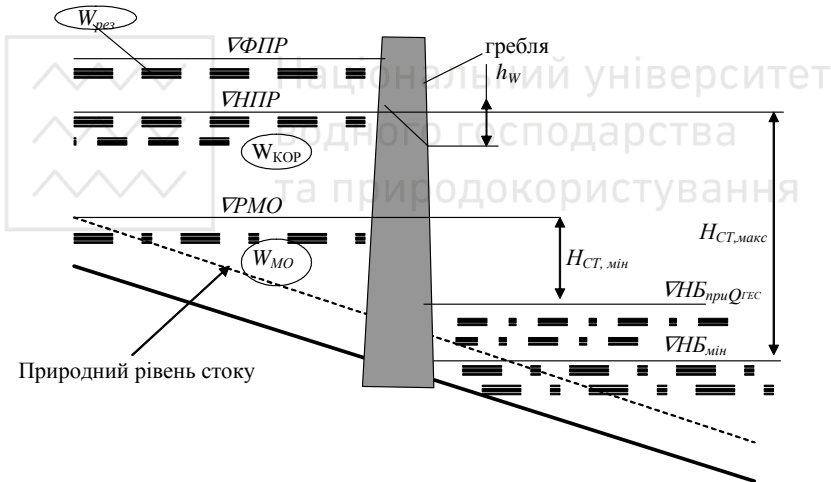


Рис. 5.2. Схема створення напору з допомогою греблі:
 $VФПР$ – форсований підпертий рівень; $VНПР$ – нормальний підпертий рівень;
 $VРМО$ – рівень мертвого об'єму; $W_{рез}$ – резервний об'єм; $W_{КОР}$ – корисний об'єм; $W_{МО}$ – мертвий об'єм; $H_{ст,мін}$ – статичний мінімальний напір;
 $H_{ст,макс}$ – статичний максимальний напір; h_w – втрати напору

Характерними відмітками водосховища є:

- **нормальний підпертий рівень ($VНПР$)** – це верхня межа рівня води, при якому ГЕС та інші споруди гідровузла працюють тривалий час із збереженням нормальних запасів надійності;



- **рівень мертвого об'єму** (V_{PMO}) – це мінімальний рівень водосховища, до якого можливе його спрацювання;

- **форсований підпертий рівень** ($V_{ФПР}$) – це максимальний можливий рівень води за умови надійності споруд при проходженні паводкових витрат.

Об'єм води, що заключний між $V_{НПР}$ і V_{PMO} називається **корисним об'ємом** ($W_{кор}$, км³), а об'єм води, закумульований нижче V_{PMO} – **мертвим об'ємом** ($W_{МО}$, км³). Об'єм води, що знаходиться між $V_{ФПР}$ та $V_{НПР}$ називається **резервним об'ємом** ($W_{рез}$, км³).

Різниці відміток верхнього і нижнього б'єфів створюють **напори**. Розрізняють **статичні** ($H_{СТ}$, м) та **корисні** ($H_{КОР}$, м) напори

$$H_{СТ, макс} = V_{НПР} - V_{НБ_{мін}}, \quad H_{СТ, мин} = V_{PMO} - V_{НБ_Q ГЕС}. \quad (5.11)$$

Корисні напори ГЕС менші від статичних на величину **втрата напору** (h_w , м), що у залежності від компонування гідровузлів приймається у межах 5÷15 % (для руслових ГЕС 5 % від $H_{СТ}$, для пригреблевих – 10% від $H_{СТ}$, для дериваційних – 15 % від $H_{СТ}$):

$$H_{КОР} = H_{СТ} - h_w, \quad h_w = (0,05 \dots 0,15) H_{СТ}. \quad (5.12)$$

На гірських річках із значним похилом місцевості концентрація напору, як правило, здійснюється за **дериваційною схемою** [2]. У дериваційній схемі виділяють головний вузол споруд, деривацію та станційний вузол споруд.

Пригреблево-дериваційна схема має певні переваги при відповідних топографічних та інженерно-геологічних умовах. На гірській річці може бути побудована порівняно висока гребля, що дозволяє використовувати частину падіння річки і створити водосховище для регулювання витрат. Після цього із верхнього б'єфу вода може бути відведена у деривацію, що дозволяє використовувати падіння річки нижче греблі.

Класифікація ГЕС. Будівля ГЕС призначена для розташування у ній гідроагрегатів і допоміжного обладнання. Складається будівля ГЕС, як правило, із агрегатних блоків, верхньої будівлі і монтажної площадки.

Гідроелектричні станції класифікуються: *за схемою концентрації напору:* *руслові*, коли будівля ГЕС входить до складу водонапірного фронту і безпосередньо сприймає напір; *пригреблеві*, коли будівля ГЕС розташована за греблею і не сприймає напорів та *дериваційні*, коли напір створюється за рахунок напірної або безнапірної деривації; *за способом скидання води із верхнього у*



нижній б'єф: не суміщені із водоскидами (надлишки води скидаються через водозливну греблю) та суміщені із придонними або поверхневими водоскидами; **за типом верхньої будівлі ГЕС:** закриті (із внутрішнім розміщенням підйомно-транспортного обладнання); **напіввідкриті** (низький машинний зал зі зйомною кришкою, основний кран розташований за межами залу) та **відкриті** (машинний зал відкритий, генератор закривається зйомним ковпаком, основне і допоміжне обладнання обслуговується козловим або мостовим краном); **за положенням відносно поверхні землі:** наземні, напівпідземні і підземні; **у залежності від положення осі агрегату:** із горизонтальними агрегатами (низьконапірні при H до $10 \div 15$ м) та із вертикальними *гідроагрегатами* (високонапірні).

Гідроакмулюючі електростанції (ГАЕС) по чергово виконують функції насосної (НС) та гідроелектричної станції (ГЕС). Схема роботи ГАЕС наведена на рис. 5.3.

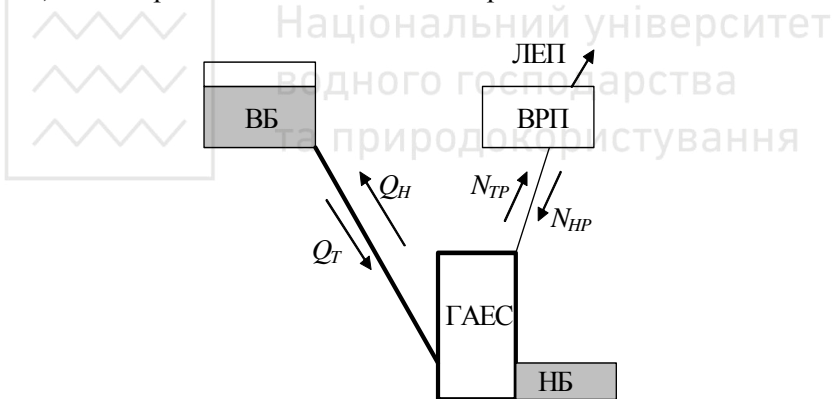


Рис. 5.3. Схема роботи ГАЕС:

ВБ – верхній басейн; НБ – нижній б'єф;
ВРП – відкритий розподільчий пристрій;
ЛЕП – лінія електропередач; Q_T - витрата у турбінному режимі; Q_H - витрата у насосному режимі; N_{TP} – потужність у турбінному режимі;
 N_{HP} – потужність у насосному режимі

У години зменшення навантаження енергосистеми, наприклад, вночі, ГАЕС працює як насосна станція, споживаючи потужність у



насосному режимі N_{HP} і перекачує воду подачею Q_H у верхній б'єф (ВБ), що розташований вище за рельєфом. Вранці і увечері, коли електроспоживання у енергосистемі зростає, вода із верхнього б'єфу витратою Q_T проходить через турбіни у нижній б'єф (НБ). У ці години ГАЕС працює як гідроелектростанція, видаючи на відкритий розподільчий пристрій (ВРП) потужність у турбінному режимі N_{TP} , що лініями електропередач (ЛЕП) подається до споживачів.

За схемою акумулювання розрізняють: *ГАЕС простого акумулювання* – без притоку води у верхній б'єф, що виконаний у формі штучної водойми; *ГЕС-ГАЕС змішаного типу* – коли є притік води у верхній б'єф, достатній для його спрацювання додатковими блоками ГЕС у турбінному режимі; *ГАЕС у схемі перерозподілу стоку* – коли будівлі насосної і гідроелектричної станцій розташовані окремо.

За тривалістю акумулювання ГАЕС бувають добового, тижневого і сезонного акумулювання.

За схемою гідросилового обладнання розрізняють ГАЕС чотири-, три- і двомашинної схеми компонування гідроагрегатів.

На даний час в Україні експлуатуються Київська ГАЕС, будуються дві гідроакумулюючі електростанції: Новодністровська на р. Дністер (у 2008 р. запущено у дію перший гідроагрегат) і Ташлицька (р. Пд. Буг у Південноукраїнському енергокомплексі). Заплановано будівництво Канівської ГАЕС на р.Дніпро.

Водноенергетичні і водогосподарські розрахунки. Річковий стік протягом року вкрай нерівномірний, тому виникає необхідність перерозподілу його у часі, а при потребі, і за територією з метою найкращого забезпечення потреб у воді та енергії зацікавлених галузей народного господарства. **Регулювання стоку** – це процес перерозподілу його водосховищем у відповідності із вимогами водогосподарського комплексу [4]. Розрізняють водноенергетичне та водогосподарське регулювання.

При водноенергетичному регулюванні виконується перерозподіл стоку з метою отримання енергії. Воно дозволяє отримати необхідний режим роботи ГЕС, а отже – і режим виробітку електроенергії. При **водогосподарському регулюванні** напір та потужність водотоку не є регульованими параметрами (регулюються лише витрати річки).

**Задачами водноенергетичних розрахунків (ВЕР) [14]** є

визначення основних параметрів гідроенергетичного комплексу: установленної потужності і виробітку електроенергії, розрахункових витрат для усіх споживачів води (зрошення земель, водопостачання, рибного господарства і т.п.), коливань рівнів води у водосховищі і нижньому б'єфі та інших характеристик.

Вихідними даними при проектуванні ГЕС є [4, 6]: дані про річковий стік у створах гідровузла за період спостережень (гідрограф); дані про екстремальні витрати (максимальну і мінімальну); залежності між витратами і рівнями води у створах в умовах літнього і зимового режимів із урахуванням підпору зі сторони гідровузлів, розташованих нижче за течією; топографічні характеристики водосховища, наведені у вигляді залежностей об'єму та площі дзеркала водосховища від рівнів верхнього б'єфу; споживання води протягом року неенергетичними водокористувачами, необхідні санітарні, навігаційні та інші пропуски води; дані про опади і випаровування із водної поверхні і території водозабірної басейну; втрати води на фільтрацію із водосховища; дані про твердий стік (наноси) у районі запроєктованого гідровузла; дані про район енергоспоживання (склад електростанцій енергосистеми та їх характеристики, графіки навантаження енергосистеми та ін); прийнята схема компонування споруд гідровузла і його можливі конкурентні варіанти, діапазон коливань *ВНПР* та ін.

Вид можливого регулювання залежить від співвідношення повного об'єму водосховища ($V_{нов}$) і об'єму середньобагаторічного стоку річки ($W_{сер}$), а також від нерівномірності розподілу природного стоку річки у часі [4]. Критерієм вибору виду регулювання є *коефіцієнт об'єму водосховища*

$$\beta = \frac{V_{нов}}{W_{сер}}. \quad (5.13)$$

Нерівномірність розподілу стоку у часі характеризується коефіцієнтами варіації (C_v) і асиметрії (C_s) [14, 16].

Багаторічне регулювання можливе при достатньо великих коефіцієнтах об'єму водосховища ($\beta=0,5 \div 0,6$ /до $\beta=0,3$). Природний стік річки перерозподіляється не тільки за один рік, а й за ряд років. При цьому гарантована потужність і виробіток



електроенергії ГЕС суттєво зростають у порівнянні із використанням стоку при інших видах регулювання.

Річне (або сезонне) регулювання (при $0,3 > \beta > 0,1$) – виконується перерозподіл стоку у межах року. Розрахунки ведуться для середнього за водністю або маловодного року. Під час паводку водосховище наповнюється, а у період межені спрацьовується.

Тижневе регулювання (при $\beta < 0,1$) – пов'язане із пониженням споживання енергії у неробочі дні тижня. Виникає можливість додаткового накопичення води у водосховищі з метою збільшення виробітку електроенергії у робочі дні.

Добове регулювання виконується протягом доби, коли витрата у створі гідровузла вважається сталою, а споживання води на ГЕС змінним.

Запитання для самоконтролю:

1. Як визначаються потужність і енергія водотоку?
2. Принцип роботи гідроелектростанції (ГЕС).
3. Як визначається потужність і виробіток енергії на ГЕС?
4. Які існують способи створення напору?
5. Умови використання основних типів будівель ГЕС?
6. Конструкція і принцип роботи гідроакумулюючої електростанції.
7. У чому полягає відмінність водноенергетичних і водогосподарських розрахунків?
8. Які основні вихідні дані потрібні при виконанні водноенергетичних розрахунків?
9. Які існують види регулювання стоку?

Тема 6. Гідрологічні розрахунки та регулювання річного стоку

Кількість води, яка стікає з річкового басейну за певний період часу, називають **річним стоком**. Річний стік в будь-якому розрахунковому створі постійно змінюється з часом, так як на його величину впливає багато факторів. У першу чергу він залежить від кліматичних факторів – опадів і випаровування. Крім кліматичних факторів, на річний стік впливають фізико-географічні фактори: площа і форма басейну, рельєф, ґрунтовий і рослинний покрив, озерність, лісистість і заболоченість басейну.



Коливання річного стоку носять циклічний характер, в якому послідовно чергуються багатоводні та маловодні періоди. Вони можуть відрізнятися за тривалістю і ступенем відхилення від середнього значення. Розрахунки річного стоку полягають у визначенні норми річного стоку, річного стоку розрахункової забезпеченості та внутрішньорічного розподілу стоку.

Нормою річного стоку називають середню величину річного стоку за багаторічний період, що включає в себе не менше двох повних циклів водності при відносно незмінних фізико-географічних умовах та рівневі господарської діяльності в басейні [15, 16]. Норма річного стоку є відносно стійкою гідрокліматичною характеристикою даного регіону, тобто є своєрідним гідрологічним репером для визначення інших характеристик стоку.

При наявності матеріалів спостережень за стоком, норму річного стоку визначають як середню арифметичну величину річного стоку

$$Q_0 = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i}{n}, \quad (6.1)$$

де Q_0 – середня багаторічна витрата води, м³/с; Q_i – середньорічні витрати води за окремі роки, м³/с; n – кількість років спостереження за стоком.

Розраховану величину Q_0 річного стоку приймають за норму тоді, коли відносна середня похибка її обчислення не перевищує 10 %. Якщо тривалість спостережень більша 50÷60 років, то норма річного стоку обчислюється з урахуванням всього ряду. У протилежному випадку для визначення норми стоку необхідно вибрати репрезентативний розрахунковий період, що включає в себе найбільшу кількість повних циклів коливань річного стоку.

Коефіцієнт варіації (C_V) – це відношення середнього квадратичного відхилення σ_x до середнього арифметичного значення ряду x_0 . **Коефіцієнт асиметрії** (C_S) характеризує асиметричність ряду. Ряд називається симетричним, коли сума додатних та від’ємних відхилень однакова. Коли ця сума порушується – ряд називають асиметричним.

При наявності даних спостережень коефіцієнти C_V та C_S можуть бути встановлені методом найбільшої правдоподібності, методом моментів або графоаналітичним методом [16].

Метод найбільшої правдоподібності. Розрахунковий коефіцієнт варіації C_V і коефіцієнт асиметрії C_S для трипараметричного гама-



розподілу методом найбільшої правдоподібності визначається за номограмами [16] в залежності від статистик λ_2 і λ_3 , що визначаються за формулами

$$\lambda_2 = \frac{\sum_{i=1}^n \lg K_i}{n-1}; \quad \lambda_3 = \frac{\sum_{i=1}^n K_i \cdot \lg K_i}{n-1}. \quad (6.2)$$

Тут K_i – це модульний коефіцієнт, що рівний

$$K_i = \frac{Q_i}{Q_0}, \quad (6.3)$$

де Q_i – щорічні значення річних витрат води, м³/с; Q_0 – середнє арифметичне значення річних витрат води за n років, м³/с.

Оцінка точності розрахунку коефіцієнта варіації методом найбільшої правдоподібності здійснюється за формулою

$$\sigma_{Cv} = \pm \sqrt{\frac{3}{2 \cdot n \cdot (3 + C_v^2)}} \cdot 100\%, \quad (6.4)$$

де σ_{Cv} – відносна середньоквадратична похибка.

Тривалість ряду є достатньою, якщо σ_{Cv} не перевищує 10%.

Метод моментів. При цьому розрахунковий коефіцієнт варіації C_v і коефіцієнт асиметрії C_s для трипараметричного гама-розподілу і біноміального розподілу визначаються за формулами

$$C_v = \left(a_1 + \frac{a_2}{2}\right) + \left(a_3 + \frac{a_4}{2}\right) \cdot \tilde{C}_v + \left(a_5 + \frac{a_6}{2}\right) \cdot \tilde{C}_v^2, \quad (6.5)$$

$$C_s = \left(b_1 + \frac{b_2}{2}\right) + \left(b_3 + \frac{b_4}{2}\right) \cdot \tilde{C}_s + \left(b_5 + \frac{b_6}{2}\right) \cdot \tilde{C}_s^2, \quad (6.6)$$

де $a_1 \div a_6$ та $b_1 \div b_6$ – коефіцієнти, що приймаються згідно [16] СНиП 2.01.14-83 «Визначення розрахункових гідрологічних характеристик»;

\tilde{C}_v та \tilde{C}_s – відповідно, зміщені коефіцієнти варіації та асиметрії

$$\tilde{C}_v = \sqrt{\frac{\sum (K-1)^2}{n-1}}; \quad \tilde{C}_s = \frac{n \cdot \sum (K-1)^3}{(n-1)(n-2) \cdot \tilde{C}_v^3}. \quad (6.7)$$

Якщо визначити розрахункові коефіцієнти C_v та C_s методом найбільшої правдоподібності або методом моментів не вдається, то застосовують *графоаналітичний метод*. Параметри біноміального розподілу при цьому визначають за формулами

$$S = \frac{Q_{5\%} + Q_{95\%} - 2 \cdot Q_{50\%}}{Q_{5\%} - Q_{95\%}}; \quad \sigma = \frac{Q_{5\%} - Q_{95\%}}{\Phi_{5\%} - \Phi_{95\%}}; \quad (6.8)$$



$$Q_0 = Q_{50\%} - \Phi_{50\%}; \quad C_V = \frac{\sigma}{Q_0}. \quad (6.9)$$

де S – коефіцієнт скошеності; $Q_{5\%}$, $Q_{50\%}$, $Q_{95\%}$ – витрати води ймовірністю перевищення відповідно 5, 50 та 95%, що встановлюються за згладженою емпіричною кривою забезпеченості; $\Phi_{5\%}$, $\Phi_{50\%}$ та $\Phi_{95\%}$ – нормовані ординати біноміальної кривої розподілу, що відповідають обчисленому значенню коефіцієнта скошеності S .

Коефіцієнт асиметрії визначається за функціональною залежністю його від коефіцієнта S [16].

Розрахунок норми річного стоку при короткому ряді спостережень. Якщо відносна похибка обчислення норми стоку перевищує 10%, то ряд вважається коротким, і для подальшого розрахунку підбирається річка-аналог, в якій ряд спостережень за стоком є достатньо довгим (репрезентативним) із достовірними даними [16]. Основні вимоги до вибору річки-аналога наступні: басейни обох річок повинні знаходитись в одній географічній зоні; обидві річки повинні мати приблизно однакові умови формування стоку (особливу увагу звертають на рельєф, лісистість, заболоченість та озерність водозборів); площі водозборів повинні відрізнятись не більше ніж на один порядок; число років спільних спостережень повинно бути не меншим десяти; тіснота зв'язку (коефіцієнт кореляції) стоку розрахункової річки і річки-аналога повинна бути не менше 0,7. Короткий ряд приводять до багаторічного періоду аналітичним або графічним методами. Графіки зв'язку між величинами стоку розрахункової річки і річки-аналога будують за усі роки паралельних спостережень. Ці графіки можуть бути прямолінійними або криволінійними і розрахунки за ними носять наближений характер.

Розрахунок норми річного стоку при відсутності даних спостережень. Якщо дані спостережень за стоком відсутні, або є короткий ряд спостережень (менше 10 років), тоді норму річного стоку визначають [16]: за картою ізоліній середнього багаторічного стоку; за гідрологічною аналогією, інтерполюючи величини стоку між опорними створами (пунктами); за емпіричними регіональними формулами (районними залежностями).

Карти норми стоку будують в модулях або шарах стоку. При їхній побудові величину норми відносять до центра басейну, на якому цей стік формується. Ізолінії стоку проводять інтерполяцією між нанесеними на карту значеннями багаторічного стоку.



При відсутності даних спостережень величину коефіцієнта варіації C_V можна визначити також за формулою К.П. Воскресенського

$$C_V = \frac{A}{M_0^{0,4} \cdot (F+1000)^{0,1}}, \quad (6.10)$$

де A – параметр, що визначають оберненим перерахунком за річкою-аналогом; F – площа водозбору; M_0 – середній багаторічний модуль стоку.

Коефіцієнт асиметрії річного стоку встановлюють за співвідношенням цього параметра з коефіцієнтом варіації для річок-аналогів [16], а в разі відсутності надійних аналогів приймають $C_S=2 \cdot C_V$ для зон надлишкового та змінного зволоження та $C_S=(1,5 \div 1,8) \cdot C_V$ для зон недостатнього зволоження.

Визначення річного стоку розрахункової забезпеченості. При проектуванні гідротехнічних споруд і різних водогосподарських заходів потрібно знати не лише середнє багаторічне значення стоку (норму стоку), але й межі коливання річних величин стоку, тобто річний стік різної розрахункової забезпеченості, що визначає умови експлуатації споруд у майбутньому.

Розрахунки річного стоку заданої забезпеченості зводяться до побудови розрахункових кривих забезпеченості. Для цього спочатку обчислюють координати емпіричної кривої забезпеченості

$$P = \frac{m}{n+1}, \quad (6.11)$$

де P – забезпеченість; m – порядковий номер ранжированого ряду; n – кількість членів ряду.

Для вирівнювання та екстраполяції емпіричних кривих за межі періоду спостережень, використовують теоретичні (аналітичні) криві забезпеченості. Останні будують за статистичними параметрами ряду. Обчислення координат аналітичних кривих забезпеченості здійснюють за залежністю

$$Q_p = Q_0 \cdot K_p = Q_0 \cdot (\Phi \cdot C_V + 1), \quad (6.12)$$

де Q_p – витрата води забезпеченістю p ; K_p – модульний коефіцієнт забезпеченістю p ; Φ – відносні відхилення ординат кривої забезпеченості від середини при $C_V=1$ (число Фостера), для біноміальної кривої забезпеченості ці дані наведені в [16].

Для обчислення коефіцієнта асиметрії C_S методом моментів із заданою точністю, необхідно мати дані за досить тривалий період спостережень (біля 100 років). Існуючі ряди спостережень, як



правило, значно коротші, тому при побудові теоретичної кривої забезпеченості виходять із умов найкращої відповідності її ординат до емпіричних точок. При цьому будують декілька аналітичних кривих при різних співвідношеннях між C_S і C_V – $C_S = (1,0 \div 5,0) \cdot C_V$. Одну із них, яка краще відповідає емпіричним точкам, приймають за розрахункову.

При відсутності даних спостережень, за розрахункову приймають теоретичну криву забезпеченості, побудовану за визначеними тим чи іншим методом статистичними параметрами.

Основні фактори внутрішньорічного розподілу стоку.

Розподіл стоку протягом року, за сезонами і місяцями вкрай нерівномірний, і залежить від багатьох факторів, а правильність розрахунку його – одне з найважливіших завдань гідрологічного обґрунтування водогосподарських і гідротехнічних проектів і особливо важливе для комплексного використання водних ресурсів.

Під впливом кліматичних факторів формується лише загальний, властивий конкретній фізико-географічній зоні, тип внутрішньорічного розподілу стоку, а особливості цього розподілу залежать від розміру і форми басейну, гідрогеологічних умов, озерності, заболоченості, лісистості та багатьох інших факторів.

Кліматичні фактори мають географічну зональність, що дало можливість Б.Д. Зайкову розробити класифікацію річок за характером внутрішньорічного розподілу стоку [16]. Згідно цієї класифікації виділяють такі **типи річок**: річки з переважаючою весняною повинню; річки з весняною повинню та літніми паводками; річки з переважаючими літніми паводками; річки субтропічних районів з паводками в осінньо-зимовий період або протягом всього року. Більшість рівнинних річок України належать до першого типу. Вони характеризуються добре вираженою весняною повинню, під час якої проходить від 50 до 80% річного стоку, а інколи і більше (у посушливих районах). До другого типу відносяться річки передгірських районів. До третього типу відносять річки високогірних районів з паводками в літні місяці. До четвертого типу належать річки Чорноморського узбережжя та Південного берега Криму.

Серед *азональних факторів* найбільший вплив на зарегульованість стоку річок мають озера, ставки і водосховища, що розташовані в басейнах річок, а також їхнє місце розташування



на водозборі і їхні об'єми. Вони акумулюють велику кількість талих і дощових вод. Вплив лісів на внутрішньорічний розподіл стоку відбувається через збільшення тривалості повеней внаслідок довшого сніготанення та в результаті перерозподілу поверхневого і підземного стоку. Грунтово-геологічні умови також у значній мірі можуть впливати на внутрішньорічний розподіл стоку – при дуже водопроникних ґрунтах більша частина опадів просочується у ґрунт, і тим самим поповнює запаси підземних вод. Внутрішньорічний перерозподіл стоку може різко змінюватись внаслідок осушення боліт, проведення агротехнічних заходів, насадження лісів і лісосмуг.

Методи розрахунків внутрішньорічного розподілу стоку залежать від типу його розподілу протягом року та призначення і використання самого стоку. У залежності від наявності гідрометричної інформації, розрахунки внутрішньорічного розподілу стоку можуть виконуватись або при наявності даних спостережень, або при відсутності даних спостережень.

Розрахунки внутрішньорічного розподілу стоку при наявності даних спостережень. На практиці застосовуються методи, що ґрунтуються на використанні засобів математичної статистики. Можливі два способи представлення характеристик внутрішньорічного розподілу стоку: календарні – по різних інтервалах (сезон, місяць, декада) та у вигляді кривих забезпеченості добових витрат води [16].

Метод реального року. Суть цього методу полягає у тому, що із загальної кількості років, що прийняті для розрахунку, за рік-модель приймають такий гідрологічний рік, у якому забезпеченість стоку за рік, лімітуючий період і лімітуючий сезон близькі до розрахункової забезпеченості. *Гідрологічний рік* – це такий рік, що починається з початку весняної повені або дощового паводка, якщо він набагато перевищує витрати весняної повені.

Лімітуючий період – це найбільш несприятливий період при використанні стоку. За лімітуючий період приймають весь маловодний період (літо-осінь-зима). *Лімітуючий сезон* – це критичний сезон у використанні стоку всередині лімітуючого періоду. Якщо водоспоживання розраховане на сільськогосподарські потреби – це буде літо-осінь, якщо для гідроенергетики – зима.



Виконавши статистичну обробку отриманих величин стоку за рік, лімітуючий період та лімітуючий сезон, встановлюють рік-модель відповідної забезпеченості. Для років-моделей визначають відносний внутрішньорічний розподіл стоку у відсотках від сумарного за відповідний рік.

Метод komponування сезонів розробив і вперше запропонував Г.І. Швець [16]. Цей розрахунок поділяють на дві частини. В першій частині виконують точний розрахунок стоку за сезонами, а в другій частині в межах сезонів по місяцях, або декадах, в залежності від призначення розрахунків. Обґрунтуванням такого розподілу розрахунків є те, що розподіл стоку в межах будь-якого гідрологічного сезону залежить від водності сезону в першу чергу, а в другу чергу – від водності року.

Криві тривалості добових витрат води. Внутрішньорічний розподіл стоку можна подати не лише хронологічним графіком, або у вигляді таблиці стоку, а також у вигляді кривих тривалості добових витрат води, що характеризують тривалість стояння витрат, які дорівнюють або перевищують дану. Ці криві характеризують інтегральний розподіл витрат протягом року. Вони застосовуються при водогосподарських розрахунках для використання стоку для гідроенергетики, тому що сумарне виробництво електроенергії залежить не від хронологічного чергування витрат води, а від тривалості їхнього стояння.

Абсолютну криву будують, розташували у порядку зменшення усі добові витрати води за усі роки спостережень і визначивши забезпеченість тривалості стояння кожної добової витрати.

Середню криву тривалості добових витрат будують, використовуючи річні таблиці або графіки тривалості добових витрат за кожен рік, осередненням ординат однакової тривалості за усі роки спостережень.

При відсутності даних спостережень розрахунки проводять за аналогією з внутрішньорічним розподілом стоку річок-аналогів та за типовими районними схемами внутрішньорічного розподілу стоку. Остаточний вибір аналога здійснюють після порівняння річних, сезонних і місячних величин стоку обох річок за період паралельних спостережень. Для вибору річки-аналога, при повній відсутності спостережень, необхідно провести одночасні гідрометричні спостереження на протязі року на даній річці і річці-



аналозі. Якщо відсутня повна синхронність в ході стоку, в розрахунки вводять поправки на неповноту аналогії.

Максимальний стік. Під максимальним стоком розуміють стік річок у багатководні періоди року. За генетичними ознаками, або за походженням, максимальні витрати поділяють на утворені від: танення снігу на рівнинах; танення снігу і льодовиків в горах; дощів; сумісної дії сніготанення і дощів – змішані максимуми.

Практичне значення розрахунків максимального стоку полягає в тому, що від його величини залежать розміри мостових переходів при будівництві автомобільних та залізничних доріг, а також розміри водоскидних та водопропускних отворів на греблях та інших спорудах.

Розрахунок максимальних витрат та об'ємів весняної повені рівнинних річок. Згідно із СНиП 2.01.14-83, розрахункова максимальна витрата весняної повені заданої забезпеченості p , % для рівнинних річок з площами водозборів від елементарно малих (менше 1 км^2) до $20\,000 \text{ км}^2$, визначається за редуційною формулою [16]:

$$Q_{p\%} = \frac{K_0 \cdot h_{p\%} \cdot \mu}{(A + A_1)^{n_1}} \cdot \delta \cdot \delta_1 \cdot \delta_2 \cdot A, \quad (6.13)$$

де K_0 – параметр, що характеризує дружність весняної повені; $h_{p\%}$ – розрахунковий шар сумарного стоку повені тієї ж забезпеченості p , %, що і максимальна витрата води, мм; μ – коефіцієнт, що враховує нерівність статистичних параметрів шару стоку і максимальних витрат води; δ – коефіцієнт, що враховує вплив водосховищ, ставків та озер на зниження максимальних витрат води; δ_1 , δ_2 – відповідно, коефіцієнти, що враховують вплив залісеності та заболоченості водозбору на зниження максимальних витрат води; A – площа водозбору річки, км^2 ; A_1 – додаткова площа водозбору, що враховує зниження редуції, км^2 ; n_1 – показник степеня редуції.

Застосування нормативної редуційної формули ускладнюється у зв'язку зі значною загальністю її параметрів по території. Крім того, ця формула має ряд конструктивних недоліків, а саме, врахування редуції за таким генералізованим показником, як площа водозбору, та врахування впливу сумарного шару повені на максимальні витрати, хоча в дійсності на максимальні витрати впливає лише шар повені на хвилі її підйому.

Формула Мокляка В.І. [16] пропонується для території України й Молдови, є генетично більш обґрунтованою. В ній коефіцієнт



редукції рекомендується визначати за співвідношенням між тривалістю добігання і тривалістю водовіддачі, що дозволяє враховувати індивідуальні особливості річкового басейну. Тому використання цієї формули для малих річок (при $A < 200 \text{ км}^2$) більш обгрунтовано

$$Q_p = 0,278 \cdot a_m \cdot \varphi \cdot F \cdot \rho \cdot r \cdot \lambda_p, \quad (6.14)$$

де Q_p – максимальна витрата води ($\text{м}^3/\text{с}$) забезпеченістю p , %; 0,278 – коефіцієнт розмірності; a_m – максимальна інтенсивність водовіддачі ($\text{мм}/\text{год}$) 1%-ної забезпеченості; φ – коефіцієнт редукції модуля максимальної витрати; F – площа водозбору, км^2 ; r – коефіцієнт, що враховує вплив ставків і водосховищ; ρ – коефіцієнт, що враховує вплив лісистості, заболоченості і неодночасності віддачі стоку з басейну; λ_p – перехідний коефіцієнт від максимальних витрат 1%-ної забезпеченості до розрахункових.

Відповідно до СНиП 2.01.14-83, *максимальні витрати дощових наводків* при відсутності даних спостережень визначаються або за редукційною формулою, або за формулою граничної інтенсивності стоку. Редукційна формула, що використовується при площі водозбору понад 100 км^2 , окрім лісової зони, де вона застосовується при $A > 50 \text{ км}^2$ і річок Криму – при $A > 200 \text{ км}^2$, має вигляд

$$Q_p = q_{200} \cdot \left(\frac{200}{A} \right)^{n_3} \cdot \delta \cdot \delta_2 \cdot \delta_3 \cdot \lambda_{p\%} \cdot A, \quad (6.15)$$

де q_{200} – модуль миттєвої витрати води ймовірістю перевищення $P=1\%$ при $\delta=\delta_2=\delta_3=1$ приведений до площі водозбору 200 км^2 , n_3 – показник степені редукції модуля максимальної розрахункової витрати води; δ_3 – коефіцієнт, що враховує зміну параметра q_{200} із зміною середньої висоти водозбору у гірських районах; λ_p – перехідний коефіцієнт від забезпеченості 1 % до інших розрахункових значень; інші позначення такі ж, як у формулі (6.13).

Формула граничної інтенсивності стоку [16] використовується при площах водозбору менших від вказаних вище для застосування редукційної формули

$$Q_{p\%} = A'_{1\%} \cdot \varphi \cdot H_{1\%} \cdot \delta \cdot \lambda_{p\%} \cdot A, \quad (6.16)$$

де $A'_{1\%}$ – максимальний модуль стоку забезпеченістю $P=1\%$, виражений у частках від добутку $\varphi \cdot H_{1\%}$ при $\delta=1$; φ – збірний коефіцієнт стоку; $H_{1\%}$ – добовий шар опадів забезпеченістю 1 %, який визначають за даними найближчої до басейну досліджуваної метеорологічною станцією річки.

Формула П.Ф. Вишневського [16] запропонована для території України та Молдови і має вигляд



$$Q_{\max} = 1,67 \cdot F \cdot h_m \cdot \varphi \cdot n \cdot r \cdot r_1 \cdot K_1 \cdot \lambda, \quad (6.17)$$

де Q_{\max} – максимальна витрата розрахункової забезпеченості, м³/с; F – площа водозбору до розрахункового створу, км²; h_m – максимальна водовіддача зливого стоку, мм/10 хв; φ – коефіцієнт редукції; n – коефіцієнт, що враховує вплив залісеності та заболоченості басейну; r – коефіцієнт штучної зарегульованості стоку ставками та водосховищами; r_1 – коефіцієнт природної зарегульованості стоку заплавою; K_1 – коефіцієнт, що враховує неповноту зрошення зливою площі водозбору; λ – коефіцієнт забезпеченості.

Методи побудови розрахункових гідрографів. Для врахування акумуляції води та визначення ступеню трансформації розрахункової максимальної витрати при проходженні паводка через водосховище необхідно мати не лише розрахункову максимальну витрату, а і розрахунковий гідрограф притоку до водосховища. Гідрографи будують також і при розрахунках мостових отворів на великих річках для врахування акумуляції поверхневого стоку заплавою та руслом в результаті виникнення підпору перед мостом. *Розрахунковим* називається такий гідрограф, котрий відповідає розрахунковій забезпеченості максимальної витрати та об'єму.

Основними елементами розрахункового гідрографа є [16]: максимальна витрата $Q_{P\%}$, об'єм $W_{P\%}$, загальна тривалість T і тривалість підйому t_n . За своєю формою розрахунковий гідрограф повинен бути найбільш несприятливим у відношенні трансформації (зрізання) водосховищем максимальної витрати. Чим більша трансформуюча ємність водосховища, тим більше значення має об'єм паводку і менша величина максимальної витрати і навпаки. У зливонебезпечних районах, на відносно невеликих водосховищах, розрахунковим може виявитись дощовий паводок із максимальною витратою, що перевищує максимальну витрату повені. Для водосховищ великої ємності розрахунковим може бути гідрограф весняної повені з меншим максимумом, але з більшим об'ємом, ніж дощовий паводок. У сумнівних випадках необхідно виконати розрахунок трансформації і для весняної повені і для дощових паводків.

Існують такі *методи побудови розрахункових гідрографів* [16]: при схематизації за геометричними фігурами та рівняннями, за моделями реальних паводків та повеней та генетичний метод.

Розрахунки при схематизації за геометричними фігурами та



рівняннями. Побудова розрахункового гідрографа цим методом виконується для невивчених середніх і малих річок, що характеризуються одновіршинною гострокінцевою хвилею паводка або повені. *Метод побудови розрахункових гідрографів за моделями реальних паводків та повеней* є більш гнучким у порівнянні з попереднім і застосовується для однопікових та багатопікових паводків та повеней. Цей метод використовується при наявності даних спостережень на річці-аналозі не менше ніж за 10-15 років. *Генетичний метод* відображає загальний процес формування паводків і полягає у послідовному складанні елементарних об'ємів (витрат) стоку, що сформувалися в різних частинах басейну і одночасно проходять через замикаючий створ. Він враховує хід інтенсивності дощу або водовіддачі і добігання води по схилах та русловій мережі.

Мінімальним стоком називається найменший стік річок, що спостерігається у маловодний період [16]. Величина мінімального стоку представляє значний інтерес при проектуванні промислового та побутового водопостачання, зрошення, з метою судноплавства та енергетичного використання річок, тому що вона лімітує не лише розміри споруд, що проектуються, а і саму можливість їхнього розташування в даному місці.

В річному циклі змін водності річок виділяються багатоводні та маловодні сезони. На річках України спостерігаються два маловодних сезони: літньо-осінній та зимовий.

Річковий стік маловодних сезонів прийнято називати *меженним*, а періоди, протягом яких спостерігається низька водність річки, що виникає внаслідок різкого зменшення притоку води з водозбірної площі – *меженними періодами*. В ці періоди переважне значення у живленні річок мають підземні води, що дренуються гідрографічною сіткою. Режим стоку характеризується відносно малими, стійкими за величиною витратами води.

У практиці гідрологічних розрахунків, що виконуються при водогосподарському проектуванні, розрахунковими характеристиками мінімального стоку є середньомісячні (30-денні) і середньодобові витрати води річок у літньо-осінній та зимовий періоди. Середньомісячні витрати обчислюють тоді, коли тривалість межені перевищує два місяці, інакше визначають



30-денні мінімальні витрати. Мінімальна 30-денна витрата завжди рівна або менша від середньої місячної.

У період мінімального стоку річки переходять в основному на живлення підземними водами. Інтенсивність живлення визначається місцевими гідрогеологічними і кліматичними умовами, характером підстелюючої поверхні та господарською діяльністю людини. Найбільший вплив на величину підземного живлення річок мають ґрунтові води верхніх водоносних горизонтів, тобто зони інтенсивного водообміну, глибина залягання яких залежить від зволоженості території. До факторів підстелюючої поверхні у першу чергу відносяться геологічні та гідрогеологічні умови, ґрунти, а також наявність озер, боліт, лісів, розміри басейну. Вплив площі водозбору на величину мінімального стоку проявляється опосередковано через глибину ерозійного врізу русла. Із збільшенням її річка розкриває більше водоносних горизонтів, отримуючи більш стійке підземне живлення у маловодний період.

Розрахункові характеристики мінімального стоку, залежно від ступеню гідрологічної вивченості річки, можуть бути встановлені безпосередньо за матеріалами гідрометричних спостережень, а у разі відсутності або недостатності їх - наближеними способами (методом аналогії, за емпіричними формулами тощо) [16].

При відсутності даних спостережень визначення мінімальних витрат води за зимовий та осінньо-літній періоди рекомендується проводити одним із наступних способів: за картами ізоліній мінімального стоку 80%-ної забезпеченості (для середніх річок); за емпіричними формулами (для малих річок); за абсолютною відміткою ерозійного врізу у розрахунковому створі.

Регулювання річкового стоку. Річки України використовуються здавна як шляхи сполучення, джерела водопостачання і гідравлічної енергії, для рибного господарства. Різні галузі водного господарства ставлять різні вимоги до водних ресурсів. Найповніше водні ресурси використовуються у комплексі, коли одночасно найдоцільніше із найменшими затратами задовольняються вимоги кількох галузей водного господарства.

Найчастіше елементами комплексу є водопостачання, гідроенергетика, водний транспорт. До складу багатьох комплексів,



крім того, входять зрошення, обводнення, осушення, боротьба із затопленням, рибне господарство тощо.

Галузі господарства, що використовують воду, безпосередньо не використовуючи її як продукт, називаються *водокористувачами*, а ті, що використовують воду як продукт - *водоспоживачами*. До перших належать гідроенергетика, водний транспорт, рибне господарство; до других – водопостачання, зрошення тощо.

Під регулюванням стоку будемо розуміти його перерозподіл через улаштування регулюючих місткостей (водосховищ, ставків).

Комплекс розрахунків пов'язаний із визначенням елементів балансу припливу і споживання у водосховищах, що проектуються називається *водогосподарськими розрахунками*. Регулювання стоку розв'язує дві основні задачі: збільшення мінімальних витрат і зменшення максимальних витрат. Збільшення мінімальних витрат потрібне при використанні стоку у господарстві. При великих об'ємах водосховищ вирівнювання стоку можна довести до середньої багаторічної витрати. Зменшення максимальних витрат необхідне при боротьбі із повеннями та паводками на ділянках річок нижче від побудованих водосховищ, або для зменшення розмірів водопропускних споруд, а відповідно і їхньої вартості.

В залежності від задач, характеру і складу водокористувачів і водоспоживачів, використовують різні **види регулювання стоку**.

За *тривалістю* розрізняють регулювання стоку [6]: добове, тижневе, сезонне, багаторічне та змішане. Перші два види регулювання стоку відносяться до короткотермінових, бо полягають вони в перерозподілі практично рівномірного стоку річки згідно нерівномірного споживання (водовіддачі).

Добове регулювання стоку полягає у перерозподіленні стоку протягом доби. Воно дає можливість збільшити кількість споживачів за рахунок накопичення води в години із незначним споживанням і використання її під час піків, що веде до зменшення розмірів водозабірних і водопровідних споруд.

Тижневе регулювання стоку полягає у перерозподілі протягом тижня (декади) рівномірного притоку відповідно до нерівномірного щоденного споживання, що має місце у зв'язку із наявністю спільних вихідних днів. Застосування тижневого регулювання дозволяє використовувати надлишковий стік вихідних днів для підвищення водовіддачі у робочі дні.



Сезонне регулювання стоку полягає у перерозподілі стоку води у річці протягом сезону або року. При сезонному регулюванні стоку накопичення запасів води у водосховищах проводиться у багатоводні періоди і сезони, а під час маловодних періодів, коли навіть всього стоку річки не буде вистачати для покриття дефіциту у стоці, додатково використовуються резерви води накопичені у водосховищі. Сезонне регулювання стоку використовують тоді, коли сумарний приплив маловодного року розрахункової забезпеченості, перевищує сумарне споживання бруто, але в окремі інтервали споживання перевищує стік річки.

Багаторічне регулювання стоку виконує перерозподіл стоку з багатоводних періодів і років у маловодні. Межа багаторічного регулювання – це повне вирівнювання коливань стоку.

Змішане регулювання використовується для одночасного регулювання стоку періодів різної тривалості одним водосховищем. Тут можливе застосування двох суміжних видів регулювання стоку. Так, поряд із сезонним, можна передбачити багаторічне регулювання, а поряд із тижневим – добове.

Під **водосховищем** розуміють будь-який достатньо крупний резервуар, у якому тимчасово накопичується вода для наступного її використання. Розрізняють такі **типи водосховищ** [2, 14]: *закриті наземні та підземні резервуари* – бувають цегляні, бетонні та металеві і використовуються в основному у системі водопостачання промислових підприємств та населених пунктів; *відкриті басейни*, що влаштовуються у виїмках обвалуванням на горизонтальній або похилій місцевості – вони використовуються на дериваційних ГЕС, як басейни для добового регулювання, а також для тимчасового затримання весняного стоку при зрощуванні; *водосховища*, що утворюються у долинах річок в результаті будівництва підпірних споруд (гребля, шлюз тощо – такі водосховища найбільш поширені і мають велике значення для господарства.

На території України нараховують 1094 водосховища [16]. При заповненні їх до нормального підпертого горизонту сумарна площа водної поверхні становить 11 782 км², а загальний об'єм – 58,2 км³. В Україні є також 27 579 ставків сумарною площею 2 120 км² і повним об'ємом понад 3 км³.

До *загальних вимог* відносяться: акумуляція наносів за період експлуатації водосховища та відповідність санітарно-технічним



вимогам, за якими середня глибина повинна бути не меншою за $1,5 \div 2,5$ м, у залежності від зони розташування водосховища. Спеціальні вимоги [16], що пред'являються у залежності від призначення водосховища: підтримання судноплавних глибин; забезпечення мінімального допустимого напору на турбінах ГЕС; забезпечення відміткою мертвого об'єму командного положення над зрошувальними площами при безмашинному зрошенні; створення умов для рибного господарства.

Топографічні характеристики водосховища виражають залежність площі водного дзеркала (ω), об'єму води (V) і середньої глибини ($h_{\text{сер}}$) від горизонту води у водосховищі (H). Основою для побудови таких характеристик є крупномасштабні топографічні карти чаші водосховища. При цьому площі визначають планіметром на топографічних картах ділянок, обмежених горизонталями і лінією поздовжньої осі підпірної греблі, що замикає горизонталі. Вимірювання проводять для всіх горизонталей до найвищого значення підпору. Поверхню води при цьому вважають горизонтальною. Для побудови кривих $V=f(H)$ та $h_{\text{сер}}=f(H)$ розраховують об'єми і середні глибини при різних рівнях умовного наповнення водосховища.

На топографічні характеристики інколи наносять площу та критерій літоралі [16]. *Площу літоралі* (прибережної мілини глибиною до 2 м) знаходять як різницю площ водного дзеркала при рівнях, що відрізняються на 2 м.

При водогосподарських розрахунках доводиться визначати різні показники водосховища залежно від об'єму води у ньому. Для цього голографічні характеристики перебудовують в об'ємні, тобто рівні води у водосховищі, площі водного дзеркала та середню глибину виражають у залежності від об'єму води в ньому. Часто на об'ємну характеристику наносять економічні показники: повну вартість водосховища B , та питому вартість b . Повну та питому вартість водосховища, у залежності від його об'єму, розраховують за укрупненими показниками.

Втрати води із водосховища та заходи з їх зменшення. При розрахунках водосховищ необхідно враховувати, крім корисного споживання, також і втрати води у процесі їхньої експлуатації. Розділяють втрати води на випаровування, фільтрацію та льодоутворення. Якщо дві перші втрати є безповоротними для



даного водосховища, то втрати на льодоутворення є тимчасовими, бо після весняного танення льоду вода повертається у водосховище, і може бути використана повторно [16].

Втрати на випаровування. Розрахункове випаровування при проектуванні водосховищ визначають як різницю між випаровуванням із водної поверхні та з поверхні суходолу. Норму випаровування можна визначити за емпіричними формулами або за картами ізолій. Норму опадів визначають за даними найближчої метеорологічної станції або за відповідними картами ізолій.

Втрати на фільтрацію із водосховища відбуваються: через тіло греблі, під основами капітальних споруд, в обхід споруд при сполученні з берегами, через ложе водосховища, через нещільність затворів водоскидних споруд.

Втратами води на льодоутворення називають тимчасові запаси води у льодовому покриві.

Розрахунок мертвого об'єму водосховища. Водосховища вносять значні зміни у гідравлічний режим водотоків, зменшують ухил водної поверхні та швидкість течії води, збільшують глибину потоку. За рахунок зменшення швидкості потоку завислі і донні наноси відкладаються у водосховищі. Процес відкладення наносів та формування тіла замулення залежить від цілого ряду факторів: розміру і конфігурації водосховища, стійкості берегів, режиму стоку, механічного складу відкладів, режиму наповнення і спрацьовування водосховища.

Розрахований об'єм перевіряють за топографічними характеристиками на відповідність санітарно-технічним вимогам. Якщо при даному об'ємі задовільняються санітарно-технічні вимоги, то його приймають за розрахунковий мертвий об'єм водосховища. У протилежному випадку, за розрахунковий мертвий об'єм приймають об'єм, що відповідає середній глибині 1,5÷2,5 м (у залежності від зони розташування водосховища).

Запитання для самоконтролю:

1. Що таке норма річного стоку?
2. Методи визначення коефіцієнта варіації і коефіцієнта асиметрії.
3. Як визначається норма річного стоку при різних даних про водотік?
4. Які є основні фактори внутрішньорічного розподілу стоку?
5. Призначення та побудова кривих тривалості добових витрат води.



6. Методика визначення максимального стоку.
7. Формула П.Ф. Вишневського.
8. Методи побудови розрахункових гідрографів.
9. Методика визначення мінімального стоку.
10. Які існують види регулювання стоку?
11. Які вимоги висуваються під час будівництва та експлуатації водосховищ?
12. Як визначаються втрати води із водосховища і які заходи приймаються з метою їх зменшення?

Тема 7. Гідрологічні основи гідроенергетики

Валовий гідроенергетичний потенціал поверхневого стоку.

Потенціал поверхневого стоку визначається на основі даних про опади (про середньорічний шар стоку у регіоні) і за топографічними картами заданого масштабу. *Валова потенційна потужність*, кВт, і *енергія*, кВт·год/рік, поверхневого стоку i -тої ділянки регіону можуть бути визначені за формулами

$$\bar{N}_i = 0,00311 \cdot a_i \cdot F_i \cdot \bar{z}_i; \quad (7.1)$$

$$\bar{E}_i = 27,243 \cdot a_i \cdot F_i \cdot \bar{z}_i;$$

де a_i – середньорічний шар стоку, см; F_i – площа i -тої ділянки регіону, км², обмежена на карті суміжними ізолініями даного значення a_i (тобто зона з $a_{i-1} < a < a_i$ при $a_{i-1} < a_i$); \bar{z}_i – середнє підвищення цієї ділянки регіону над прийнятим нулем відліку, м.

Каскади гідроенергетичних установок (ГЕУ) є найбільш загальною технологічною схемою перерозподілу водної енергії у часі і просторі, її використання і перетворення декількома ГЕУ одного або різних типів. **Каскад ГЕУ** – це сукупність установок різного типу, розташованих на одному потоці, каналі, водоводі, в одному річковому басейні, або у різних басейнах, що мають між собою гідравлічний зв'язок за напорами і витратою. Іноді цей зв'язок доповнюється організаційно-управлінськими і електричними зв'язками.

Створення каскадів ГЕУ пов'язане з вимогами комплексного використання і охорони водних ресурсів, із необхідністю підвищення ефективності енергетичного використання потоку, з технологічними та іншими обмеженнями використання гідравлічної енергії. Каскади ГЕУ можуть складатися з ГЕС, насосних станцій,



ГАЕС або ГЕС-ГАЕС різної схеми концентрації напору, виду регулювання стоку і потужності. Каскади греблевих ГЕС можуть бути зімкнуті і розімкнені. *Зімкнуті каскади* є ланцюжком озера-водосховищ, рівень води у яких значно перевищує рівень води у річці в природному стані. У *розімкненому каскаді* є ділянки річки, що впродовж усього року або частини його знаходяться у природному стані, що веде до зменшення ступеня використання напору потоку на розмір втрат.

Дериваційні ГЕС також можуть утворювати зімкнений або розімкнений каскад. У першому випадку водозбір нижньої ГЕС співпадає із нижнім б'єфом верхньої ГЕС, у другому випадку – між нижнім б'єфом верхньої ГЕС і водозбором нижньої є ділянка річки у природному стані.

Енерготехнологічний комплекс (ЕТК) є складним промисловим підприємством комплексного призначення, до складу якого входить ГЕУ та інше промислове підприємство, які територіально і технологічно пов'язані між собою. У разі комбінації ГЕУ з іншими видами електростанцій, ЕТК носить назву **енергетичного комплексу (ЕК)**. Створення енергетичного комплексу дозволяє ефективно вирішити ряд завдань, що дає йому переваги у порівнянні із варіантом будівництва ізольованих електростанцій. Це – комплексне використання водних ресурсів різними видами електростанцій, краще використання їх технологічних особливостей, покращення режимних показників електростанцій, скорочення площі відчуження для будівництва і витрат на нього тощо.

Узагальнена модель технологічного процесу перетворення енергії на ГЕУ. Гідроенергетичні установки різноманітні за своїм типом, способом концентрації напору, гідравлічними схемами, режимними та іншим показникам. Сам процес перетворення енергії на ГЕУ у загальному випадку досить складений, і не може бути вивчений інакше, як з позицій системного підходу. При цьому характерне ділення усього технологічного процесу на ГЕУ на декілька окремих, але взаємопов'язаних етапів, об'єднаних спільною метою ефективного використання гідроенергетичних ресурсів роздільне, а потім спільне вивчення особливостей цих етапів. Використовуючи системний підхід, можна розділити усі види втрат енергії на ГЕУ на дві категорії – технологічні і режимні.



До першої категорії належать ті неминучі види втрат енергії, що визначаються цією технологічною схемою, і не залежать або мало залежать від часу, та є загальними для різних типів ГЕУ. *Технологічні втрати енергії* властиві кожному елементу процесу перетворення енергії на ГЕУ, узятому окремо, поза зв'язком із іншими елементами. Зменшення цих втрат пов'язане із підвищенням ефективності технології проектування, будівництва і експлуатації ГЕУ, у тому числі із покращенням гідравлічних показників компонентів ГЕУ за рахунок підвищення якості будівельних матеріалів і конструкції гідровузла, включаючи і гідроагрегат у цілому. Технологічні втрати енергії на ГЕУ, у свою чергу, поділяються на агрегатні і загальностанційні. Перші визначаються тільки режимом роботи основного елемента будь-якої ГЕУ – гідроагрегата (втрати енергії у турбіні, генераторі, водоводі). Другі залежать від режиму роботи усіх агрегатів і ГЕУ у цілому (втрати у верхньому і нижньому б'єфах, деривації, загальних водоводах, за рахунок холодних скидів води тощо).

Режимні втрати енергії і потужності визначаються показниками роботи усієї ГЕУ у цілому, включаючи водосховище. Ці втрати, базуючись на технологічних характеристиках елементів ГЕУ, дозволяють врахувати загальностанційні втрати потужності на даний момент часу на основі вибору оптимальної кількості і складу працюючих агрегатів і водопровідних споруд гідровузла, а також режимні втрати енергії і потужності у часі, пов'язані зі зміною чинника інтенсивності енергоресурсів – напору від режиму станції і явищем післядії. Останні види втрат пов'язані як з динамічними гідравлічними процесами на ГЕУ, так і зі зміною режиму водосховища і самої ГЕУ у часі.

Завдання оптимального використання гідроенергопотенціалу на самій ГЕУ полягає у тому, що для заданого (підведеного) значення гідроенергопотенціалу $E_{ГЕУ}^{нід}$ за період часу T потрібно знайти такий режим експлуатації ГЕУ, щоб забезпечити мінімум втрат енергії на ній $\Delta E_{ГЕУ}$ або максимум ККД $\eta_{ГЕУ}$ при урахуванні різного роду обмежень і умов, тобто

$$E_{ГЕУ} = \int_0^T N_{ГЕУ}(t) dt \rightarrow \max \quad (7.2)$$

при заданому значенні підведеної енергії



$$E_{ГЕУ}^{niod} = \int_0^T N_{ГЕУ}^{niod}(t) dt = A, \quad (7.3)$$

або

$$\eta_{ГЕУ} = \frac{E_{ГЕУ}}{E_{ГЕУ}^{niod}} = 1 - \frac{\Delta E_{ГЕУ}}{E_{ГЕУ}^{niod}} \rightarrow \max. \quad (7.4)$$

Тут $E_{ГЕУ}^{niod}$ – задана постійна величина за період T , що визначається запасами гідроенергоресурсів у даному створі ГЕУ.

Узагальнена технологічна модель виробництва електроенергії на ГЕУ складається із наступних етапів: 1 – створення запасів енергоресурсу і його транспортування до гідровузла в цілому; 2 – зберігання і перерозподіл енергоресурсу у часі; 3 – транспортування енергії до гідроагрегату деривацією і напірними водоводами; 4 – перетворення енергії у гідроагрегаті; 5 – відведення води від гідроагрегату; 6 – відведення води від ГЕУ в цілому. Усі ці етапи за своїми технологічними особливостями є відносно самостійними і пов'язані один із одним загальним чинником – витратою води, що проходить через ГЕУ. *Баланс потужності і енергії* в цьому випадку матиме наступний вигляд

$$N_{ГЕУ} = N_{ГЕУ}^{niod} - \Delta N_{ГЕУ} = N_{ГЕУ}^{niod} - \sum_{i=1}^7 \Delta N_i = \quad (7.5)$$
$$= N_{ГЕУ}^{niod} - (\Delta N_1 + \Delta N_{BB} + \Delta N_{дер} + \Delta N_{вод} + \Delta N_a + \Delta N_{вiд} + \Delta N_{HB});$$

$$E_{ГЕУ} = E_{ГЕУ}^{niod} - \Delta E_{ГЕУ} = E_{ГЕУ}^{niod} - \sum_{i=1}^7 \Delta E_i = \quad (7.6)$$
$$= E_{ГЕУ}^{niod} - (\Delta E_1 + \Delta E_{BB} + \Delta E_{дер} + \Delta E_{вод} + \Delta E_a + \Delta E_{вiд} + \Delta E_{HB});$$

де ΔN_1 та ΔE_1 – втрати, відповідно, потужності і енергії на етапі створення запасів енергоресурсу і транспортування його до ГЕУ; ΔN_{BB} та ΔE_{BB} – втрати потужності і енергії за рахунок водосховища (наприклад, за рахунок відбору води, втрат її і зниження відміток верхнього б'єфу); $\Delta N_{дер}$, $\Delta E_{дер}$, $\Delta N_{вод}$ та $\Delta E_{вод}$ – втрати потужності і енергії за рахунок втрат напору у деривації і напірних водоводах; ΔN_a та ΔE_a – втрати потужності і енергії у гідроагрегаті при перетворенні енергії в турбіні, генераторі, а також редукторі (у разі його наявності); $\Delta N_{вiд}$ та $\Delta E_{вiд}$ – втрати потужності і енергії у відвідних водоводах (за виключенням відсмоктувальної труби); ΔN_{HB} та ΔE_{HB} – втрати потужності і енергії у нижньому б'єфі гідровузла.

Баланс витрат ГЕС. *Витрата води на ГЕС* – це кількісний показник споживання гідроенергоресурсів. Потенціал потоку розраховується за умови повного використання стоку. Проте у реальних умовах частина стоку неминуче втрачається для енергетики, використовуючись для промисловості або іншої галузі



виробництва. При цьому частина стоку може повернутися у водосховище, але в інші час і місце. Відбори води із водосховища або потоку, як правило, не співпадають з режимами ГЕС, що визначаються вимогами енергосистеми. Вказані обставини, разом із урахуванням зростання споживання води господарством і виникненням у ряді басейнів річок дефіциту води підвищують вимоги до її раціонального використання.

Баланс витрат у верхньому б'єфі ГЕС. Загальний притік до створу ГЕС у момент t визначається за формулою

$$Q_{BB}(t) = Q_{np}(t) + Q_e(t) + Q_{on}(t) - Q_{ам}(t) \pm Q_{л}(t) \pm Q_{ф}^g(t) \pm Q_{ВГС}(t), \quad (7.7)$$

де $Q_{np}(t)$ – природна, або побутова витрата води, приведена до створу одиначної ГЕС або верхньої ГЕС каскаду; $Q_e(t)$ – витрата водосховища, тобто витрата, що забирається або акумулюється у водосховищі без урахування $Q_{np}(t)$ у даний момент часу; $Q_{on}(t)$ – природні опади у водосховищі; $Q_{ам}(t)$ – випаровування води із поверхні водосховища; $Q_{л}(t)$ – витрати води на льодоутворення; $Q_{ф}^g(t)$ – витрати на фільтрацію води у ложе водосховища і зворотне часткове повернення її при спрацюванні водосховища; $Q_{ВГС}(t)$ – витрата води для задоволення потреб учасників водогосподарської системи.

Баланс витрат у нижньому б'єфі ГЕС. Витрата $Q_{НБ}(t)$ одиначної ГЕС може бути визначена на основі наступного балансового співвідношення

$$Q_{НБ}(t) = Q_{ГЕС}(t) + Q_{х.ск}(t) + Q_{шл}(t) + Q_{ф}(t) + Q_{б.пр}(t) + Q_{ин}(t), \quad (7.8)$$

де $Q_{ГЕС}(t)$ – витрата води через турбіни ГЕС, що визначається за енергетичними характеристиками агрегатів для заданих значень потужності та напору агрегата; $Q_{х.ск}(t)$ – холості скиди води, що визначаються витратними характеристиками водопропускних або водоскидних споруд ГЕС; $Q_{шл}(t)$ – витрата води на шлюзування; $Q_{ф}(t)$ – витрата води на фільтрацію із верхнього б'єфу у нижній через гідротехнічні споруди, в обхід їх, а також протікання через нещільність закритих затворів водозливних отворів; $Q_{ин}(t)$ – неенергетичні витрати води у нижній б'єф на потреби учасників ВГС, у тому числі рибиходи, лісосплав, льодоскид, витрата води на власні потреби ГЕС; $Q_{б.пр}(t)$ – бічний або місцевий притік, що визначається додатковим природним притіканням, що має місце між створами головної споруди і нижнім б'єфом.

Баланс напорів ГЕУ. *Напір на ГЕС* – це показник енергоємності води. Вказаний енергетичний потенціал води не може бути увесь перетворений у механічну енергію турбіни, що обертається. Частина його неминуче втрачається у процесі



перетворення енергії. Безпосередньо використовується на гідроагрегаті лише робочий напір H_p , або напір турбінної установки, або корисний напір (нетто).

Руслові низьконапірні ГЕС, як правило, мають великі водосховища, що призводить до значних втрат напору за рахунок кривої підпору і спрацювання водосховища при регулюванні стоку. Спостерігаються також значні втрати напору у нижньому б'єфі і на сміттєзатримуючих спорудах ГЕС. До втрат у верхньому б'єфі відносяться: втрати за рахунок кривої підпору $\Delta H_{\text{оин}}$, втрати за рахунок спрацювання водосховища $\Delta H_{\text{спр}}$, втрати на сміттєзатримуючих спорудах $\Delta H_{\text{СЗС}}$. Втрати у нижньому б'єфі визначаються підняттям рівня за рахунок пропуску води через турбіни і холостих скидів $\Delta H_{\text{НБ}}$. На ГЕС, що суміщені із водоскидами, за рахунок скидання води під час паводків і повеней у нижньому б'єфі виникає ефект ежекції $\Delta H_{\text{еж}}$. Напір агрегату H_a зв'язаний із напором ГЕС і підведеними напорами співвідношенням

$$H_a = H_p - \Delta H_{\text{оин}} - \Delta H_{\text{спр}} - \Delta H_{\text{СЗС}} - \Delta H_{\text{НБ}} + \Delta H_{\text{еж}}, \quad (7.9)$$

$$H_{\text{ГЕС}} = H_a = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}, \quad (7.10)$$

де $Z_{\text{ВБ}}$ та $Z_{\text{НБ}}$ – відмітки води, відповідно, у верхньому і у нижньому б'єфі.

Пригреблеві ГЕС мають напори від 30 до 80÷100 м, а іноді й більше. Вони мають значне водосховище, однак відносні втрати за рахунок $\Delta H_{\text{оин}}$ незначні. Для цих ГЕС характерні втрати за рахунок спрацювання водосховища $\Delta H_{\text{спр}}$ і втрати у нижньому б'єфі $\Delta H_{\text{НБ}}$, до яких додаються втрати у напірних водоводах $\Delta H_{\text{вод}}$. Ефект ежекції відсутній. Напори агрегатів ГЕС можуть відрізнятись один від одного за рахунок режимних втрат у водоводах. Напір агрегату H_a зв'язаний із напором ГЕС і підведеними напорами співвідношеннями

$$H_a = H_p - \Delta H_{\text{оин}} - \Delta H_{\text{спр}} - \Delta H_{\text{СЗС}} - \Delta H_{\text{вод}} - \Delta H_{\text{НБ}}, \quad (7.11)$$

$$H_a = H_{\text{ГЕС}} - \Delta H_{\text{вод}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta H_{\text{вод}}, \quad (7.12)$$

де $Z_{\text{ВБ}}$ та $Z_{\text{НБ}}$ – відмітки води, відповідно, у верхньому і у нижньому б'єфі.

Дериваційні ГЕС, як правило, високонапірні із невеликим водосховищем біля головного вузла споруд. Для них найбільш характерні втрати напору у деривації ($\Delta H_{\text{дер}} = 5 \div 8$ % від напору гідровузла $H_{\text{зв}}$) та водопровідних спорудах ($\Delta H_{\text{дер}} = 8 \div 12$ % від напору гідровузла $H_{\text{зв}}$).

$$H_a = Z_{\text{зв}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta H_{\text{дер}} - \Delta H_{\text{вод}} - \Delta H_{\text{СЗС}}. \quad (7.13)$$



Баланс потужності ГЕС. Приведений вище аналіз складових балансів витрати і напору ГЕС дозволяє виконати баланс потужності гідроелектростанції.

До початкового створу підводиться потужність $N_p^{ni\delta}$, що визначається напором H_p і витратою Q_p

$$N_p^{ni\delta} = 9,81 \cdot H_p \cdot Q_p. \quad (7.14)$$

З урахуванням проведеного вище балансу витрати і напору ГЕС можна вважати, що підведена потужність до агрегатів ГЕС при $Q_{x.cк} = 0$ буде рівна $N_a^{ni\delta}$ і визначається співвідношенням

$$N_a^{ni\delta} \approx N_p^{ni\delta} - \Delta N_{спр} - \Delta N_{НБ} - \Delta N_{СЗС} - \Delta N_{деp} - \Delta N_{вод} - \Delta N_Q. \quad (7.15)$$

де $\Delta N_{спр}$, $\Delta N_{НБ}$, $\Delta N_{СЗС}$, $\Delta N_{деp}$, $\Delta N_{вод}$, ΔN_Q – відповідно, втрати потужності при спрацюванні водосховища, у нижньому б'єфі, на сміттєзатримуючій споруді, у деривації, у напірних водоводах і у верхньому б'єфі.

Баланс енергії ГЕС. На гідроелектростанціях ККД використання підведеної потужності і енергії можуть істотно відрізнятися один від одного з ряду причин: наявність взаємозв'язку режимів ГЕС із водосховищем у часі, обмеженість об'єму енергоресурсів (за стоком за цикл регулювання), неповнота використання енергоємності потоку у цілому (за напором за рахунок схем його створення на поодинокій ГЕС і у каскаді), наявність режимних втрат енергії і потужності при управлінні водосховищами тощо.

ККД використання підведеної енергії річки за заданий повний цикл регулювання визначається за формулою

$$\eta_p^E = \frac{E_p^{сop}}{E_p^{но\delta}} = \frac{E_p^{но\delta} - \Delta E_p}{E_p^{но\delta}}. \quad (7.16)$$

Тут ΔE_p – втрати енергії через неповне використання при проектуванні потенціалу потоку ΔE_{np} , режимних або системних втрат за рахунок спрацювання-наповнення водосховища і неоптимальності цього режиму $\Delta E_{сисм}$, режимних і технологічних втрат енергії на самій ГЕС $\Delta E_{ГЕС}$

$$\Delta E_p = \Delta E_{np} + \Delta E_{сисм} + \Delta E_{ГЕС}. \quad (7.17)$$

При $H_p = \text{const}$, отримуємо



$$E_p^{нід} = 9,81 \cdot H_p \cdot \int_0^{T_{PEG}} Q_p(t) dt = k_E \cdot H_p \cdot W_p^{T.PEG},$$

$$E_p^{коп} = k_E \cdot H_p \cdot \int_0^{T_{PEG}} Q_p(t) \cdot \eta_p^N(t) dt; \quad (7.18)$$

$$\eta_p^E = \frac{\int_0^{T_{PEG}} Q_p(t) \cdot \eta_p^N(t) dt}{H_p \cdot W_p^{T.PEG}}.$$

Гідроелектростанції мають високий ККД перетворення енергії у своєму технологічному циклі (більше 90 %). У дериваційних схемах $\eta_{ГЕС}$ може знижуватися до 70÷80 % через значні втрати напору.

Напірні і енергетичні характеристики гідровузла.

Питома енергоємність потоку, підведеного в даний момент часу до агрегатів або напір визначається передусім рівнем води у водосховищі, який не залежить від режиму гідроелектростанції на даний момент, і режимом попусків води у нижній б'єф. У свою чергу, витрата однозначно визначає усі режимні і технологічні втрати ГЕС (у нижньому б'єфі, сміттєзатримуючій споруді, деривації та водоводах).

Напірні характеристики етапів перетворення енергії на ГЕС – це залежність напору кожного етапу від витрати води у нижній б'єф ГЕС. *Напірні характеристики агрегатів* – це залежність напору на кожному i -му агрегаті від витрати води у нижній б'єф. *Напірні характеристики агрегатного блоку* – це залежність напору на агрегатному блоці від витрати води у нижній б'єф. *Напірні характеристики ГЕС* – це залежність напору гідроелектростанції для пригреблевих або для дериваційних ГЕС від витрати води у нижній б'єф. Напірні характеристики будуються за умови заданого підведеного напору до цього етапу технологічного процесу ГЕС, наприклад $z_{ВБ} = \text{const}$ або $z_{нап.б.} = \text{const}$.

Особливістю технологічного процесу ГЕС є те, що при збільшенні її навантаження для усталеного режиму роботи для $z_{ВБ} = \text{const}$ відбувається збільшення втрат напору, і відповідно зниження напору на гідроелектростанції і агрегатах, тобто зменшення енергоємності води, що проходить через турбіни ГЕС. Те ж саме спостерігається і при спрацюванні водосховища. Як наслідок, суттєвого значення при визначенні оптимальних режимів



ГЕС набуває урахування впливаючих на напір факторів: витрати гідроелектростанції, холостих скидів, рівнів у верхньому б'єфі і режиму роботи агрегатів. Найбільш ефективний режим – це режим роботи ГЕС з мінімумом втрат напору або потужності. Будь-яка зміна цього режиму викликає зниження ККД гідроелектростанції.

Напірні характеристики інших типів ГЕУ мають деякі особливості. Наприклад, для насосної станції будь-яке збільшення подачі Q_H викликає зростання напору H_H , який повинен розвивати насос. Для ГАЕС несуміщеного типу, де $z_{BB} = z_{BB}(V_{BB})$ і $z_{HB} = z_{HB}(V_{HB})$, напір $H_{ГАЕС}$ визначатиметься не стільки $Q_{ГАЕС}$, скільки $W_{ГАЕС}$.

Енергетичні характеристики ГЕС можуть бути представлені у вигляді зв'язків абсолютних або відносних показників гідроелектростанції, отриманих як результат вирішення задачі внутрішньостанційної оптимізації. Разом із обліком різних обмежень, що диктуються учасниками водогосподарської системи, і заходами з охорони водних ресурсів, що знижують ефективність внутрішньостанційної оптимізації, потрібне урахування особливостей технологічного процесу виробництва на самій ГЕС. Сюди відносяться зміни у часі рівнів верхнього і нижнього б'єфів, тип агрегатів і схеми ГЕС, різного роду технологічні обмеження режиму гідроагрегатів тощо.

Таким чином, завдання оптимізації внутрішньостанційного режиму дуже складне, воно може бути віднесена до класу цілочисельних завдань нелінійного програмування і загального рішення не має. Найбільш правильно розглядати його як завдання векторної оптимізації. Але безпосередньо на ГЕС відбувається лише перетворення механічної енергії води у електричну за різних умов роботи станції у складі енергетичної або водогосподарської систем. Тому, для кращого розуміння загальних закономірностей і особливостей організації ефективного внутрішньостанційного режиму ГЕС, доцільно розглядати не декілька, а один найбільш показовий для станції критерій оптимальності, що витікає із особливостей гідроелектростанції як промислового підприємства. Такими критеріями можуть бути, наприклад, мінімум витрати сировини (матеріаломісткості), тобто підведеної енергії ГЕС, або мінімум втрат енергії на ГЕС, тобто максимум ККД електростанції для заданого періоду T і заданих умов роботи гідроелектростанції у початковий і кінцевий моменти цього періоду. При цьому повинні



бути враховані основні обмеження режиму, що визначаються особливостями технології виробництва на ГЕС.

Енергетичні характеристики водосховищ. *Енергетичний потенціал водосховища* – це максимально можлива енергія, що підведена до ГЕУ при заданих фізичних параметрах самого водосховища, а *енергетична характеристика водосховища* – це залежність енергії, підведеної до ГЕУ, від визначальних чинників. Вони залежать від багатьох факторів: розмірів водосховища, підведеного напору, розміру притоку і втрат води із нього (включаючи забір води на господарські потреби), характеристик верхнього і нижнього б'єфів для кожного розрахункового інтервалу часу, розрахункового інтервалу тощо. Енергія, закумульована у водосховищі, залежить також від технологічної схеми перетворення енергії водосховища (ГЕС, ГАЕС, їх каскади), режимів його використання, питань екології тощо.

Енергетичний потенціал водосховищ ГАЕС розраховується для режимів заряду і розряду і відповідає максимально можливій віддачі або акумуляуванню енергії у водосховищі гідроакумулюючої електростанції. У режимі розряду від ГАЕС потрібно отримати максимальну віддачу енергії, а у режимі заряду – акумуляувати енергію при мінімальному споживанні її із енергосистеми на закачування води із нижнього басейну у верхній.

Електроенергетична система. Електроенергетичне виробництво має наступні особливості, властиві тільки цій галузі :

1) одночасність процесів виробництва, розподілу і споживання електроенергії при заданій її кількості і якості, для чого необхідно знати вимоги споживача до режиму роботи електростанцій як джерел енергії;

2) відносна швидкість протікання технологічних процесів у електроенергетиці, що характеризується у перехідних і аварійних режимах сотими і тисячними частками секунди, що вимагає автоматизації процесів управління в енергетиці;

3) тісний зв'язок електроенергетики із господарством, що пред'являє до неї особливі вимоги: надійність технологічного циклу, що визначається особливостями виробництва будь-якого виду електростанцій; безперебійність постачання енергією споживачів, що забезпечується резервами потужності різного виду; якість енергії і економічність режиму виробництва енергії.



Споживачів енергії, що пред'являють різні вимоги до кількості електроенергії у часі, можна розділити на три основні категорії: постійні (промисловість), сезонні (зрошення, торфорозробка) і змінні впродовж доби-тижня (комунально-побутове господарство, транспорт). На даний час значна частина споживачів і виробників електроенергії об'єднані в *електроенергетичні системи*, під якими розуміють сукупність ланок ланцюжка отримання, передачі, розподілу і споживання електроенергії. Оскільки на ТЕЦ або АЕС виробляється і тепла енергія, подібна система називається енергетичною. Основною характеристикою системи є *графіки навантаження, або графіки зміни потреб в енергії за часом*, що поділяються на добові, тижневі і річні.

Спеціальні види регулювання стоку.

Каскадне регулювання стоку дає можливість покращити комплексність використання потоку для потреб водогосподарської системи, а також підвищити коефіцієнт використання потенційної енергії потоку за рахунок підвищення ступеня використання напорів і витрат. Створення зімкнутого каскаду греблевих ГЕС збільшує коефіцієнти використання стоку і напору. На відміну від каскаду греблевих ГЕС, збільшення числа східців каскаду дериваційних станцій підвищує коефіцієнти використання стоку і напору за рахунок кращого використання місцевого стоку і підведеного напору, хоча при цьому одночасно збільшуються втрати напору у водопровідних спорудах.

Група ГЕС без гідравлічного зв'язку, до якої відносяться ГЕС, розташовані у різних річкових басейнах. Місце розташування їх у графіку навантаження може бути визначене на основі оптимізаційних розрахунків на ЕОМ. Наявність у енергосистемі декількох ГЕС примушує враховувати і електричний зв'язок між ними, а також зв'язок ГЕС із ТЕС і АЕС.

Робота ГЕС на два графіки навантаження. Якщо можлива робота ГЕС на два графіки навантаження, за критерієм максимального витіснення ТЕС і АЕС із пікової частини, режими можуть бути визначені за допомогою інтегральної кривої тривалості навантаження енергосистем.

Каскад двох ГЕС з контррегулюванням. Верхня ГЕС при цьому регулюванні, як правило, високонапірна, великої потужності, забезпечує тривале регулювання стоку і працює у різкопіковому



режимі. Нижня ГЕС має невелике водосховище короткострокового регулювання, розташовується поблизу верхньої ГЕС – і перерозподіляє різкозмінний графік її попусків у рівномірну віддачу у нижній б'єф каскаду. При цьому одночасно вирішуються питання енергетики і охорони середовища у регіоні нижче цього каскаду. За своїми завданнями такий каскад близький до буферного регулювання стоку, у якому нижнє водосховище здійснює регулювання стоку у своєму створі із урахуванням вимог водогосподарської системи і можливостей верхньої ГЕС.

Компенсуюче водогосподарське регулювання забезпечує заданий графік витрат у потрібному місці і в часі. У цьому випадку водосховище розташовується у найбільш сприятливому місці з точки зору його техніко-економічних показників, наприклад у горах, віддалених районах. Своїми попусками воно компенсує брак об'єму витрат у заданому створі нижче за течією річки.

Компенсуюче електричне регулювання забезпечує максимальне витіснення ТЕС і АЕС із пікової частини графіку навантаження і підвищення гарантованої віддачі групи ГЕС без гідравлічного зв'язку за рахунок асинхронності стоку і різних видів регулювання.

Захист від повеней. Завдання регулювання – зменшити ймовірність затоплення територій у нижньому б'єфі за рахунок акумуляції частини стоку у водосховищі під час проходження дуже великих витрат. Зрізання максимального піку витрат може здійснюватися при цьому і за рахунок значного форсування рівня верхнього б'єфу.

Каскад ГАЕС. Використовується схема каскадного використання гідроакумулюючих електростанцій, наприклад трьохбасейнова схема із двома ГАЕС при великих напорах. Наявність багатобасейнової схеми дозволяє гнучкіше використати можливості кожної станції цього каскаду.

ГЕС на водосховищах водогосподарського призначення, у комунально-побутових системах і системах зрошення. Режим роботи цих ГЕС, як правило, рівномірний, і вони працюють у базисній частині графіка навантаження. Одним із рішень може бути створення малого контррегулюючого водосховища у нижньому б'єфі греблі водогосподарського призначення.

ГЕУ у складі енергетичних комплексів. Це створення в одному місці декількох видів станцій – АЕС, ТЕС, ГЕУ, пов'язаних між



собою технологічним циклом. Великі ТЕС і АЕС вимагають значного об'єму води для здійснення свого технологічного циклу. У зв'язку з цим більшість побудованих великих ТЕС і АЕС орієнтовані на використання водосховищ існуючих ГЕС. Коли останніх немає, їх доводиться створювати для забезпечення нормальної роботи ТЕС і АЕС. При цьому ГЕС і ГАЕС виконують не лише властиву їм роль у системі. Їх водосховища виконуватимуть завдання охолодження технологічної води ТЕС і АЕС, зменшуючи рівень теплового забруднення у регіоні.

ГЕУ у складі технологічних комплексів – це використання ГЕС із водосховищами у поєднанні із технологічним виробництвом у цьому створі: виробництвом рідкого водню, аміаку, добрив тощо. Такі ГЕС за своїм призначенням повністю підлягають за своїми режимами автономному споживачеві.

Завдання для самоконтролю:

1. Дайте визначення валового гідроенергетичного потенціалу поверхневого стоку.
2. Яке призначення і принцип роботи каскадів ГЕУ?
3. Яке призначення і принцип роботи енерготехнологічних комплексів?
4. Опишіть узагальнену модель технологічного процесу перетворення енергії на ГЕУ?
5. Яке завдання оптимального використання гідроенергетичного потенціалу на ГЕУ?
6. Опишіть баланс витрат на ГЕС.
7. Опишіть баланс напорів на ГЕУ.
8. Опишіть баланс потужності на ГЕС.
9. Опишіть баланс енергії на ГЕС.
10. Яке призначення напірних характеристик гідровузла?
11. Яке призначення енергетичних характеристик гідровузла?
12. Яке призначення енергетичних характеристик водосховища?
13. Назвіть характерні особливості електроенергетичної системи.
14. Які існують спеціальні види регулювання стоку?



Тема 8. Технологогічна схема перетворення енергії на гідроенергетичних установках

Основними частинами будівлі ГЕС [4, 10] є: нижня (агрегатна) частина будівлі; верхня будівля (надводна, наземна), що включає у себе машинний зал та допоміжні приміщення; монтажна площадка; водоприймальна (для руслових ГЕС) або водозабірна (для пригреблевих і дериваційних ГЕС) частина.

До **гідросилового обладнання** ГЕС відносять гідротурбіни і генератори, що об'єднуються у гідроагрегат. Основними частинами *реактивної гідротурбіни* є: підвідна частина (турбінна камера), гідромеханічна частина – лопатева система (статор, направляючий апарат, робоче колесо) і відвідна частина (відсмоктувальна труба).

Гідрогенератори призначені для перетворення механічної енергії обертів турбіни у електричну. Основними частинами генератора є рухомий ротор і нерухомий статор. Для обслуговування гідроагрегатів передбачені: *система автоматизованого регулювання (САР)* – для управління роботою турбіни шляхом зміни відкриття лопаток направляючого апарату (для РО-турбін), повороту лопаток направляючого апарату (для ПЛ-турбін) або виходу регулюючих голок (для ківшевих турбін); *система збудження генератора* – для подачі на обмотки ротора постійного струму; *система охолодження* – для відведення надлишків тепла від елементів генератора та ін.

Генератори – це досить досконалі машини, що мають коефіцієнт корисної дії $\eta_T=96\div98,4\%$. У залежності від параметрів і умов роботи, вертикальні генератори виконуються трьох типів: підвісного типу, зонтичного із опорою на нижню хрестовину та зонтичного із опорою на кришку турбіни.

Основними розмірами гідрогенератора є: діаметр розточки статора D_s , довжина активної сталі l_a , діаметр активної сталі D_a , а також кількість полюсів p . Гідрогенератори, в основному, випускаються таких марок:

$$СВ \frac{D_a}{l_a} - p, СВФ \frac{D_a}{l_a} - p, СГКВ \frac{D_a}{l_a} - p.$$

Літери, що використані при маркуванні означають: $С$ – синхронний, $В$ – вертикальний, $Г$ – горизонтальний, $Ф$ – форсоване



охолодження, *K* – капсульне виконання, *B* (остання літера) – вертикальне виконання капсульних агрегатів.

При компопуванні гідроагрегатів враховується тип турбіни і розміщення осі гідроагрегата. Вибір того чи іншого варіанту повинен обґрунтовуватися техніко-економічним розрахунком. У вертикальних гідроагрегатів генератор завжди розміщується над турбіною. Робоче колесо і ротор генератора жорстко закріплені на окремих валах, з'єднаних між собою. Вертикальне положення гідроагрегатів забезпечується під'ятниками та радіальними опорами. Горизонтальні генератори використовуються у випадку застосування горизонтальних капсульних або прямоточних агрегатів. При застосуванні ківшевих турбін при потужності агрегата до 120 МВт застосовується вертикальне компопування із 6÷7 соплами, що подають воду до ківшевої турбіни, а при потужності агрегата меншій 120 МВт, застосовується вертикальне компопування із 2÷4 соплами, або горизонтальне із 1÷2 соплами.

До **електричного обладнання** ГЕС відносять підсилюючі трансформатори, систему власних потреб, систему контролю і управління.

Номенклатурою гідротурбін називається нормативно-технічна документація, що з урахуванням накопиченого досвіду установлює системи і типи турбін, область їх застосування, а також основні параметри і розміри у залежності від передбачених типів [5].

Номенклатура турбін включає у себе: типи, основні параметри і розміри турбін; окреслення проточної частини і направляючого апарату; типи і розміри профілів лопаток направляючого апарату; типи і розміри металевих спіральних камер; типи і розміри бетонних спіральних камер; типи і розміри вигнутих відсмоктувальних труб; конструктивні схеми гідротурбін; граничну металоємність гідротурбін. Приклад маркування турбіни:





Класифікація сучасних гідротурбін наведена на рис. 8.1.

Типи турбін характеризуються геометричною подібністю елементів проточної частини і однаковими відносними витратами.

Пропелерні (Пр) і **поворотно-лопатеві (ПЛ)** турбіни відносяться до класу осьових турбін (турбін Каплана) і працюють у діапазоні напорів від $1\div 3$ до $60\div 70$ м. Кількість лопатей ПЛ-турбін, у залежності від діючих напорів, коливається від 3 до 8, кут установки лопатей може змінюватися у межах від -10^0 до $+20^0$. Лопаті турбіни можуть бути закріплені жорстко із певним кутом нахилу α . Такі турбіни відносяться до *пропелерних*. Як правило, лопаті роблять поворотними. У залежності від умов роботи (потужності, напору), кут установки лопатей може змінюватися. Такі турбіни називаються *поворотно-лопатевиими*.

Радіально-осьові турбіни (РО-турбіни, турбіни Френсіса) характеризуються тим, що вода при вході на робоче колесо рухається у радіальній площині, а після робочого колеса - у напрямку його осі. РО-турбіни відносяться до класу середньонапірних турбін. Діапазон робочих напорів коливається у межах від $30\div 40$ до $600\div 700$ м [9]. Кількість лопатей робочого колеса коливається від дев'яти для низьконапірних до двадцяти однієї для високонапірних РО-турбін.

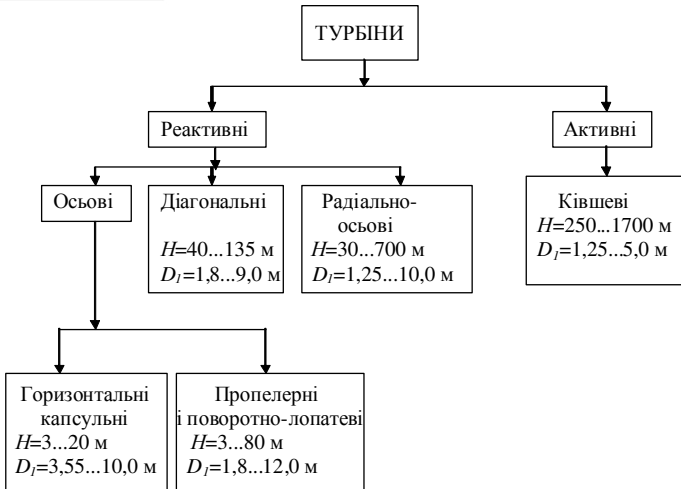


Рис. 8.1. Класифікація гідротурбін



Турбінні камери призначені для підведення води від водоприймача ГЕС до направляючого апарату турбіни. До них висуваються такі вимоги [4]: рівномірне постачання водою направляючого апарату по всьому периметру; гідравлічні втрати у самій камері, у статорних колонах і при вході потоку у направляючий апарат повинні бути мінімальними; форма і розміри турбінної камери повинні відповідати умовам компонування блоку будівлі ГЕС. Турбінні камери бувають чотирьох видів [5]: *спіральні*: бетонні або залізобетонні (виконують при напорах $H=4\div 80$ м) і металеві (при напорах $H=40\div 700$ м), що використовуються практично для усіх типів турбін; *прямоточні* - використовуються для осевих направляючих апаратів (капсульних гідроагрегатів); *відкриті безнапірні* - для малих низьконапірних турбін (при діаметрі робочого колеса $D_1 < 160$ см і напорі H до 6,0 м); *кожухові* - для горизонтальних турбін малих ГЕС (при $D_1 < 100$ см, $H < 25,0$ м).

Відсмоктувальні труби повинні забезпечувати [5]: перетворення кінетичної енергії потоку, що виходить із лопатеві системи гідроагрегата у енергію тиску; повне використання перепаду рівнів між верхнім і нижнім б'єфами ГЕС при розташуванні робочого колеса вище рівня води у відповідному каналі; ефективні умови відведення води від гідромашини у відвідний канал. Є два види відсмоктувальних труб: *прямоосні конічні*, що використовуються для малих турбін і горизонтальних капсульних агрегатів; *труби із вигнутим коліном*, що складаються із конуса круглого поперечного перерізу, коліна, де форма поперечного перерізу змінюється із круглої на прямокутну та відвідного дифузора прямокутного, постійно зростаючого перерізу.

Регулювання гідротурбін. Потужність ГЕС рівна сумі потужностей усіх одночасно працюючих агрегатів

$$N_{ГЕС} = \sum N_a = \sum N_{ТО} \cdot \eta_{Г} \quad (8.1)$$

де N_a – потужність гідроагрегата; $N_{ТО}$ – потужність турбіни; $\eta_{Г}$ – коефіцієнт корисної дії генератора.

Розподіл навантаження між окремими агрегатами при цьому може бути різним [4]. Оптимальним розподілом навантаження є таке, при якому сумарна витрата усіх турбін мінімальна, або середній коефіцієнт корисної дії має найбільше значення.

Система автоматизованого регулювання (САР) підтримує постійну частоту обертів агрегата (частоту струму у мережі) при



зміні навантаження у ній. Основними елементами САР [9] є *автоматичний регулятор швидкості*, що складається із колонки управління і маслонапірної установки, та силові механізми – *серводвигуни*.

Маслонапірна установка складається із масло-повітряного котла, масляних насосів та зливного бака, і забезпечує роботу систем регулювання та управління агрегатом. Об'єм котла маслонапірної установки визначається за залежністю

$$W_K = (20 \div 25) \cdot W_{HA} + (3 \div 4) \cdot W_{PK} + 3 \cdot W_{zame} + (9 \div 10) \cdot W_{XB}, \quad (8.2)$$

де W_{HA} – об'єм двигунів направляючого апарату, м³; W_{PK} – об'єм робочого колеса (для ПЛ-турбіни), м³; W_{zame} – об'єм дискових і шарових затворів, м³; W_{XB} – об'єм холостих випусків, м³.

Для передачі енергії від ГЕС у енергосистему, напруга, що надходить від генератора (з метою зменшення її втрат у ЛЕП) повинна бути збільшена. Електричні апарати, що перетворюють електричний струм однієї напруги у іншу, називаються **трансформаторами**. На ГЕС використовуються підвищувальні трансформатори (трифазові або група однофазових) [4]. Від трансформаторів електричний струм надходить на підвищувальну підстанцію до розподільчих пристроїв (відкритих /ВРП/ або закритих /ЗРП/), а звідти – на лінію електропередач високої напруги, а потім – до споживачів.

При великих потужностях агрегатів ($N_a > 200$ МВт) використовується з'єднання електричної схеми одного генератора із одним трансформатором та із одним виводом високої напруги (1Г-1Т-1В), або з'єднання одного генератора із одним трансформатором та з двома виводами високої напруги (1Г-1Т-2В). При необхідності отримання різних напруг на виводах: 1Г-2Т-2В. При кількості агрегатів $Z_a > 10$ і потужності $60 < N_a < 150$ МВт – спарений блок 2Г-2Т-1В. При кількості агрегатів $Z_a > 10$ і потужності агрегатів $N_a < 60$ МВт – збільшений блок 2Г-1Т-1В.

Підбираються трансформатори за каталогами за необхідною потужністю (S_{TP}) і напругою на виводах на високій стороні (U_{BH}). Крім того, трансформатори допускають тимчасове перевантаження 5÷10 %, або короткочасне аварійне перевантаження до 20÷40 % при форсованому охолодженні.

До **механічного обладнання** ГЕС відносять [4]: сміттєзатримуючі решітки у водоприймачах; затвори (ремонтні і



аварійно-ремонтні) водоприймачів, водоскидів, відсмоктувальних труб; передтурбінні затвори (шарові і дискові) на напірних станційних трубопроводах; стаціонарні підйомні механізми (лебідки, гідропідйомники і т.п.); машини і механізми для очищення сміттєзатримуючих решіток; спеціальне механічне обладнання (трансформаторні візки, поворотні круги).

Вантажопідйомне обладнання призначене для обслуговування, монтажу і демонтажу основного та допоміжного обладнання. *Мостові крани* використовуються у машинних залах ГЕС. Випускаються серійні мостові крани вантажопідйомністю до 250 т (несерійні до – 300÷500 т), із нормальною (25÷27 м) і збільшеною (до 32 м) висотою підйому головного гака, та з прольотами 10÷34 м. *Козлові крани* виконуються за індивідуальним замовленням із такими ж робочими параметрами, що й у мостових кранів. До *допоміжного вантажопідйомного* обладнання відносяться захватні балки, траверси, контейнери, візки, підмостя та ін.

До допоміжного обладнання відносять: масляне господарство; пневматичне господарство, що обслуговує систему гальмування і систему відтиснення води із камери робочого колеса, а також забезпечує повітряпостачання пневматичних інструментів, системи створення ополонки, пневмогідравлічної апаратури та гідроакумуляторів маслонапірних установок; систему технологічного водопостачання; систему протипожежного водопостачання технологічного обладнання; систему відкачування води із проточного тракту гідротурбін і дренажних колодязів.

Запитання для самоконтролю:

1. Які основні принципи проектування ГЕУ?
2. Що відносять до основного обладнання ГЕС?
3. Що таке номенклатура і які існують типи гідротурбін?
4. Класифікація і конструкція турбінних камер.
5. Яке призначення і конструкція відсмоктувальних труб?
5. Конструкція і принцип роботи гідрогенераторів.
6. Як виконується регулювання гідротурбін?
7. Яке призначення і принцип роботи трансформаторів?
8. Що відносять до допоміжного обладнання ГЕУ?



Послідовність проектування ГЕО. Рішення про будівництво *гідроенергетичного об'єкта* (ГЕО) приймається на основі техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) або техніко-економічних розрахунків (ТЕР), що обґрунтовують господарську необхідність і економічну доцільність будівництва гідровузла [4].

Порядок розробки проектно-кошторисної документації може відбуватися у дві стадії: виконання проекту і робочої документації, або в одну стадію – складається робочий проект [12].

Для складних гідроенергетичних об'єктів виконується *схема комплексного використання і охорони водних ресурсів*. Під час її розробки намічається найбільш раціональний варіант використання водних ресурсів водотоку із урахуванням потреб усіх водокористувачів, складається попередній план споруд гідровузла і вибираються їх створи, визначаються основні об'єми будівельно-монтажних робіт, основні параметри гідровузла ($V_{НПР}$, $V_{РМО}$, витрати ГЕС, установлена потужність, виробіток енергії та ін.), визначається економічна ефективність кожного елемента комплексу, розробляються заходи із охорони природного середовища та послідовність виконання будівельно-монтажних і пусково-налагоджувальних робіт.

Техніко-економічним обґрунтуванням уточнюється розташування створу, виконуються водноенергетичні розрахунки, визначається основний склад споруд гідровузла, розробляється пускова схема ГЕС, визначаються об'єми будівельно-монтажних робіт і складається зведений розрахунок вартості будівництва гідроенергетичного об'єкта.

Техніко-економічний розрахунок виконується для нескладних гідротехнічних об'єктів (малі ГЕС, дамби та ін). При цьому виконуються усі розділи ТЕО у дещо спрощеному варіанті.

При розробці **проекту** детально проектуються конструкції гідроенергетичних і гідротехнічних споруд, проводяться усі статичні і гідравлічні розрахунки із урахуванням особливостей району будівництва, будуються диспетчерські графіки регулювання, проводяться теоретичні і експериментальні наукові дослідження основних елементів гідровузла. При складанні **робочої документації** виконується детальна розробка усіх елементів споруд



гідровузла із визначенням розмірів та відміток. На цьому етапі створюються групи робочого проектування, що призначені для внесення у робочу документацію змін, викликаних різними непередбаченими обставинами.

Експертиза проектів і кошторисів проводиться з метою здійснення [12]: дійового контролю за якістю проектування, визначення рівня використання досягнень науково-технічного прогресу, можливості забезпечення раціонального використання матеріальних, паливно-енергетичних і трудових ресурсів, забезпечення оцінки розрахункової вартості і техніко-економічних показників для того, щоб у цілому побудовані об'єкти і споруди на час їх уведення в дію були технічно передовими, мали високі показники собівартості будівництва і якості продукції, відповідали вимогам охорони навколишнього середовища.

Основна проектна документація. Проектно-кошторисна документація на будівництво водогосподарських об'єктів розробляється у відповідності з діючими нормами, правилами і державними стандартами. Основні положення системи стандартизації і нормування України у будівництві, класифікація нормативних документів у галузі будівництва, види нормативних документів та основні вимоги до їх змісту викладені у ДБН 1.1-1-93 “Система стандартизації та нормування у будівництві. Основні положення.”

Нормативні документи України у галузі будівництва поділяються на такі види [12]: *Державні стандарти (ДСТ)* встановлюють організаційно-методичні та загально-технічні вимоги до об'єкта будівництва та промислової продукції будівельного призначення, вони забезпечують їх розробку, виробництво (виготовлення) та експлуатацію (використання); *Державні будівельні норми (ДБН)* розробляються на продукцію, процеси та послуги у галузі містобудування (вишукування, проектування, територіальна діяльність, зведення, реконструкція і реставрація об'єктів будівництва, планування та забудова населених пунктів і територій), а також у галузі організації, технології, управління і економіки будівництва; *Внутрішні будівельні норми (ВБН)* розробляються при відсутності ДБН або при необхідності встановлення вимог, що перевищують (доповнюють) вимоги ДБН, із урахуванням специфіки діяльності організацій та підприємств



цього відомства і затверджуються даним відомством; *Регіональні будівельні норми (РБН)* містять регіональні правила забудови населених пунктів і територій, розробляються і затверджуються згідно з порядком, що встановлений Законом України “Про основи містобудування”; *Технічні умови (ТУ)* встановлюють вимоги до конкретних видів промислової продукції будівельного призначення, її виготовлення, пакування, маркування, приймання, контролю та випробувань, транспортування і зберігання та затверджуються відповідними організаціями.

До числа діючих документів відноситься система *будівельних норм і правил та державних будівельних норм (ДБН)*. У Будівельних нормах і правилах наводяться критерії призначення класу капітальності споруд, вимоги до проектів, споруд, матеріалів, способів виконання робіт, конструктивні вимоги та основні положення проектування різноманітних споруд, методи розрахунків, способи визначення діючих навантажень, розрахункові коефіцієнти, нормативний опір матеріалів і т.п. Крім Будівельних норм і правил та ДБН, Міністерства, відомства, наукові і проектні установи розробляють і видають такі нормативні документи як норми і технічні умови (НіТУ), будівельні норми (БН), технічні умови (ТУ), посібники, інструкції, рекомендації, правила і т.п. [12]. Ці документи обов’язкові для усіх підрозділів відомства, що їх розробило, але можуть використовуватися і іншими організаціями.

До числа діючих нормативних документів відносяться також стандарти Системи проектної документації для будівництва (СПДБ), стандарти Єдиної системи конструкторської документації (ЄСКД) та інші документи.

Періоди будівництва ГЕО. Будівництво гідроенергетичного об’єкта відноситься до найбільш складних галузей капітального будівництва. Воно характеризується значними об’ємами будівельно-монтажних робіт, капіталовкладеннями і затратами матеріально-технічних і трудових ресурсів. Будівництво можна поділити на три основних періоди [4]:

1) *підготовчий період* – будівництво підсобних виробництв (гравійно-сортувального заводу, бетонного господарства і т.п.), містечка для будівельників, автомобільних, залізничних доріг, ЛЕП, споруд для пропуску будівельних витрат (тривалість підготовчого періоду становить 20÷40 % від усього періоду будівництва);



2) *основний період* – зводяться основні гідротехнічні і гідроенергетичні споруди, освоюється значна частина капіталовкладень, виконується основний об'єм будівельно-монтажних робіт і пускаються у експлуатацію перші агрегати;

3) *заключний період* – закінчуються будівельні та опоряджувальні роботи, проводиться монтаж і пуск в експлуатацію останніх агрегатів, а ГЕС у цілому готується до здачі у промислову експлуатацію; після прийому ГЕС в експлуатацію проводяться заключні роботи з виконання рекомендацій приймальної комісії.

Для річкових гідровузлів можна виділити 5 основних етапів будівництва і, відповідно, пропуску будівельних витрат [4]:

- 1) зведення споруд, необхідних для перекриття річки;
- 2) перекриття річки;
- 3) зведення першої черги споруд гідровузла;
- 4) наповнення водосховища і пуск перших агрегатів ГЕС;
- 5) добудова основних споруд до проектних відміток і пуск усіх агрегатів.

Сукупність споруд і обладнання, необхідних для пуску у експлуатацію гідроенергетичної установки при потужності нижчій, ніж установлена, називається **пусковим комплексом**. Пусковий комплекс встановлює [3]: проектну готовність споруд і технологічного обладнання до прийому напору води, пропуску будівельних і повенеких витрат, уведення в дію перших агрегатів та допоміжного обладнання; раціональну схему експлуатації неповністю зведених споруд гідровузла із урахуванням наповнення водосховища; готовність приміщень і технічних засобів до ремонту основного і допоміжного обладнання ГЕС; допустимі режими роботи гідроагрегатів; необхідний обсяг засобів управління основним та допоміжним обладнанням; програму контролю та випробувань технологічного обладнання на період експлуатації до повного завершення будівництва; можливість подальшого виконання будівельно-монтажних робіт без погіршення умов роботи пущених у експлуатацію агрегатів із додержанням правил техніки безпеки і протипожежної безпеки.

Вимоги до експлуатації гідроенергетичних установок. Експлуатація ГЕС і ГАЕС виконується за умов [4]: безпечного виконання робіт, здійснення державного нагляду за режимами споживання енергії; енергетичної безпеки, що гарантує технічне та



економічне задоволення періодичних, поточних і перспективних потреб споживачів енергії; виконання технологічних вимог щодо виробництва, акумулювання, передачі, та споживання енергії; додержання єдиних державних норм, правил і стандартів усіма суб'єктами відносин, пов'язаних із будівництвом, експлуатацією, виведенням із експлуатації об'єктів енергетики, систем диспетчерського (оперативно-технологічного) управління; додержання правил експлуатації електростанцій, що регламентуються нормативно-правовими актами, обов'язковими для виконання усіма суб'єктами підприємницької діяльності.

Противарійний захист та забезпечення екологічної безпеки при використанні гідравлічної енергії здійснюються шляхом: запобігання аварійним ситуаціям і ліквідації їх наслідків на об'єктах гідроенергетики за рахунок додержання вимог та правил, установлених відповідно до державних стандартів; створення умов для розвитку і підвищення технічного рівня, безпечної експлуатації та охорони об'єктів енергетики; підтримання необхідного балансу потужності та якості енергії для забезпечення надійного і безаварійного функціонування із об'єднаною енергосистемою; здійснення нагляду за впровадженням нових систем противарійної автоматики та захисту електростанцій, а також засобів диспетчерського управління і зв'язку із енергетичними мережами; здійснення нагляду за експлуатацією систем противарійної автоматики та захисту ГЕС і ГАЕС від несанкціонованого втручання.

Усі сучасні ГЕС обладнані **автоматичними системами управління технологічними процесами (АСУ ТП)**. Вони фіксують фактичні дані про роботу усіх вузлів і елементів станції (тиск, температуру, напругу, силу струму та ін.) та оперативно керують основними агрегатами станції і допоміжними пристроями. Реалізація функцій АСУ ТП на гідроенергетичній установці виконується ЕОМ, що безпосередньо зв'язана із вимірювальними пристроями температури, напруги, рівнів води, а також із органами управління, зокрема із елементами системи автоматичного регулювання.

Основними задачами експлуатації ГЕУ є: підтримання споруд, основного та допоміжного обладнання, господарств ГЕУ у робочому стані; виконання усіх операцій, пов'язаних із



маневровістю і виробітком електроенергії у відповідності із командами диспетчерського управління; спостереження за роботою засобів вимірювання, і на основі їх аналізу вирішення питань про стійкість споруд, фільтрацію, стан водонапірних трактів, механічного, гідросилового і електричного обладнання; реалізація заходів із підвищення продуктивності праці персоналу станції і зниження витрат матеріалів та собівартості енергії; проведення природоохоронних заходів та погодження питань комплексного використання гідровузла; виконання поточних і капітальних ремонтів обладнання та споруд у встановлені строки; удосконалення обладнання із метою підвищення його надійності, довговічності і ефективності. Підвищенню ефективності експлуатації сприяє укрупнення гідроенергетичних одиниць. З цією метою створюють каскадні гідроелектростанції, що підпорядковуються одному керівництву і мають централізовані лабораторії, транспорт та підсобні господарства.

Протягом тривалого часу традиційною була трьохцехова схема організації експлуатації ГЕУ (турбінний, електричний і гідротехнічний цехи). Однак, більш гнучкою і ефективною виявилася двохцехова (об'єднання турбінного та електричного, або турбінного та гідротехнічного цехів) і безцехова структура. Трьохцехова схема залишається на великих станціях із значною кількістю персоналу.

Запитання для самоконтролю:

1. Яка послідовність проектування гідроенергетичного об'єкта (ГЕО)?
2. Яка документація складається при проектуванні та будівництві ГЕО?
3. Які існують періоди будівництва ГЕО?
4. Що входить до пускового комплексу гідроенергетичної установки?
5. Які вимоги висуваються до експлуатації ГЕУ?
6. Які задачі експлуатації ГЕУ?
7. Як відбувається організація експлуатації ГЕУ.

Тема 10. Екологічні аспекти енергетики

Найважливішою складовою частиною сталого розвитку суспільства є сприятливий екологічний стан навколишнього середовища. На даний час сформувався непрості екологічні



проблеми. У зв'язку із високим рівнем концентрації промислового виробництва та сільського господарства, внаслідок необдуманого використання природних ресурсів протягом десятиріч Україна перетворилася на одну із неблагополучних у екологічному відношенні країн.

Катастрофа на Чорнобильській АЕС зумовила значне радіоактивне забруднення багатьох видів природних ресурсів України. Радіонуклідами ушкоджені значні площі родючих сільськогосподарських угідь, водні та лісові багатства, повітряний басейн. Викиди шкідливих речовин у атмосферу в Україні становлять: у Донецько-Придніпровському економічному районі — 74 %, Південно-Західному — 18 %, Південному — 8 % від загальної кількості по країні. Нераціональне природокористування призвело до вичерпання Шебелинського, Бориславського родовищ нафти та газу, надр Донбасу, родовищ сірки у Роздолі та Яворові, марганцю у Нікополі, багатих на залізо руд у Кривому Розі.

Масове вирубування лісів поставило Україну на останнє місце у Європі за лісистістю територій (14,3 % загальної території зайнято лісом, в Україні на одного мешканця припадає 0,2 га лісу, для порівняння, в середньому у світі — 1,2 га).

Корисні копалини і їх охорона. Нераціональне використання надр призвело до того, що близько 5 000 родовищ корисних копалин розробляються без належного комплексного освоєння. У надрах Землі залишається та губиться під час добування близько 70 % нафти, 40 % вугілля, 25 % металів. Крім цього, щорічно із землі вилучається 2,3 млрд.т копалин, а використовується їх близько 30 %. Решта йде до відвалів, шлаконакопичувачів, на підсіпку. Обсяг накопичених відвальних порід, відходів енергетики перевищує 20 млрд.т, вони займають 130 тис.га сільськогосподарських угідь.

Водні ресурси та їх охорона. Екологічну ситуацію загострює забруднення водойм. За даними ООН, ресурси поверхневих та підземних вод України оцінюються нині у 48,8 та 8,9 млрд.м³ на рік. Причому 52,5 % водозабору із поверхневих та підземних джерел безповоротно втрачається через нераціональне використання водних ресурсів. У Дніпро щорічно скидається 370 млн.м³ забруднених стоків, або 14 % від їхнього обсягу по країні, 65 % річного стоку Дніпра використовується промисловими



підприємствами (при гранично допустимих 20 %). Це значно погіршує якість води, а також рибопродуктивність. Комплексна оцінка ситуації показала, що малі річки України забруднені на порядок більше, ніж великі. Найбільш забруднені Південний Буг, річки Донецької і Луганської областей, Чорноморського узбережжя.

Забруднення повітряного басейну. У наш час процеси самовідтворення та регуляції складу атмосфери порушуються завдяки всебічній діяльності людини. На стан повітряного басейну України впливають внутрішні стаціонарні та пересувні джерела і повітряні потоки із території Західної Європи. Нині рівень забрудненості повітря у більшості міст країни перевищує санітарні норми, а у чверті населених пунктів перевищено гранично-допустимі рівні у 5÷20 разів. Головними забруднювачами повітря в Україні є підприємства металургії — 35 %, енергетики — 29,3 %, вугільної — 8 % та нафтохімічної промисловості — 6 % від загального обсягу викидів стаціонарних джерел.

Будь-яка електростанція, виробляючи електроенергію, створює вплив на навколишнє середовище. Фактори, що впливають на навколишнє середовище, наведені у таблиці 10.1.

ТЕС і навколишнє середовище. Споживаючи енергоресурси у вигляді твердого, рідкого або газоподібного палива, ТЕС виробляють електричну і теплову енергію. При цьому уся маса палива перетворюється у відходи, що надходять у навколишнє середовище. Основними відходами робочого процесу ТЕС є: попіл та шлак, тверді частини диму, оксиди сірки, азоту і вуглецю, водяний пар, тепла вода, тепло, шуми і електромагнітні поля.

Найбільш шкідливим паливом є мазут, найбільш екологічно чистим – природний газ. Для боротьби із шкідливими викидами ТЕС використовуються фільтри і впроваджуються технології, спрямовані на зменшення питомої витрати палива.

Вода, що виходить із конденсатора, має температуру 30÷35 °С і створює у водоймі-охолоджувачі так зване теплове забруднення. Воно впливає на біологічні і хімічні процеси життєдіяльності рослин і тварин, і часто призводить до їх загибелі. Спостерігається також інтенсивне випаровування води із поверхні водойми, зміна гідрологічних характеристик стоку, підвищення розчинності корінних порід у ложі водойми, погіршення санітарного стану і зміна мікроклімату поблизу водосховищ.



Фактори впливу об'єктів енергетики на навколишнє середовище

Фактори	Впливи	Енергетичні об'єкти
Фактори безпосереднього впливу		
Загальні	Вилучення території	Для усіх об'єктів
Групові	Теплове забруднення повітряного басейну і водного середовища	ТЕС на органічному паливі Атомні електростанції
	Зволожуюче забруднення повітряного басейну	
	Використання значних водних ресурсів і скиди забруднюючих речовин у воду та на ґрунт	
	Шумовий вплив	
Специфічні	Утворення відвалів попелу і шламонакопичувачів	ТЕС на органічному паливі
	Викиди парникових газів	
	Утворення рідких, твердих і газоподібних радіоактивних відходів	Атомні електростанції
	Будівництво гребель	Гідроелектростанції
	Створення водойм	
	Переформатування берегів	
	Зміна сейсмічності	
	Підтоплення та заболочення територій	
	Вплив на підземні води	
	Зміна внутрішньоводоймових процесів	
	Виникнення блукаючих струмів	Лінії електропередач та електричні підстанції
	Виникнення шумів	
	Утворення зон підвищеної напруженості електромагнітного поля	
Фактори опосередкованого впливу		
Загальні	Вплив на довкілля при виготовленні електроенергетичного обладнання	Для усіх об'єктів енергетики
Групові	Вплив на довкілля при видобутку, переробці та транспортуванні палива	ТЕС на органічному паливі Атомні електростанції



Для попередження цих негативних явищ необхідно слідкувати, щоб теплові скиди води перевищували природну температуру водойми не більше, ніж на 5°C зимою і на 3°C влітку. Для цього на ТЕС влаштовуються ставки-охолоджувачі або градирні.

Крім негативного впливу теплої води, значну шкоду природіносять також забруднені стоки ТЕС, до яких відносять: воду водопідготовчих установок; воду, забруднену нафтопродуктами; відпрацьовані після хімічної очистки теплосилового обладнання розчини; воду від промивання котлів; воду системи попіловидалення, комунально-побутові стоки та ін.

АЕС і навколишнє середовище. Вплив атомної енергетики на навколишнє середовище практично нічим не відрізняється від теплової енергетики. Спостерігається відчуження земельних територій, водоспоживання на власні потреби станції, відбувається хімічне, теплове і радіаційне забруднення середовища. Однак, при виробництві електроенергії на АЕС створюється більша кількість шкідливих штучних радіоактивних речовин. Екологічний стан об'єктів атомної енергетики характеризується величинами газо-аерозольних викидів та рідких скидів радіоактивних речовин. Стан радіаційного захисту на АЕС характеризується рівнем опромінення персоналу. Основний стратегічний напрямок Державної програми розвитку атомної енергетики – це створення централізованої системи із збирання, переробки, зберігання, транспортування і захоронення радіоактивних відходів (РАВ).

У процесі експлуатації АЕС у реакторах утворюється наведена радіоактивність [14]. Основним джерелом газоподібних відходів для АЕС з реакторами типу ВВЕР є схема байпасної очистки теплоносія першого контуру. До слаборадіоактивних стічних вод АЕС відносять воду від протікання радіоактивних контурів, воду після дезактивації і промивання обладнання і приміщень, стоки санітарних шлюзів, санпропускників. Твердими відходами АЕС є частини агрегатів та деталі, що вийшли із ладу, використаний інструмент та матеріали (папір, спецодяг та ін). Вони спалюються або пакуються і, як відходи низької питомої радіоактивності, складаються у спеціальні контейнери, що зберігаються у спеціальних сховищах на території АЕС. Відходи високої питомої радіоактивності після попереднього зберігання у басейнах



виримування, відправляються на тривале захоронення у централізовані могильники.

ГЕС і навколишнє середовище. У порівнянні із ТЕС і АЕС гідроелектростанції мають незаперечну перевагу – зовсім не забруднюють атмосфери. Затоплюючи водосховищами порожисті ділянки рік, ГЕС покращують роботу річкового транспорту, а працюючи у парі із ТЕС, приймають на себе навантаження у години максимального споживання електроенергії. Агрегат ГЕС можна увести в дію дуже швидко, на відміну від агрегатів ТЕС і АЕС, яким потрібно кілька годин для розігріву і виходу на робочий режим. Разом з тим, ГЕС на рівнинних ріках завдають певної екологічної шкоди. Водосховищами на Дніпрі затоплено значні площі родючих земель: Київським – 922 км², Канівським – 675, Кременчуцьким – 2250, Дніпродзержинським – 567, Дніпровським – 410, Каховським – 2155 км². Із затоплених площ доводилося відселяти жителів сіл, прокладати нові комунікації і дороги. У місцевостях, розташованих поруч із водосховищами, спостерігається підйом рівня ґрунтових вод, заболочування території, виведення із сівозміни площ землі, на водосховищах тривають обвали берегів.

Прямий вплив водосховищ на зовнішнє середовище заключається у наступному [14]: постійному і тимчасовому затопленні земель; підтопленні примикаючих до водосховища земель; появі або підвищенні сейсмічності; зміні гідрологічного стоку у верхньому і нижньому б'єфах; зміні температурного режиму води; виникненню хвильових явищ.

Непрямі впливи водосховища полягають у частковій зміні клімату (кількості опадів); переформуванні берегів водосховища; виникненні островів у верхньому б'єфі і осушенні заплави у нижньому; зміні режиму роботи рибного господарства.

Для зменшення негативних впливів, використовуються методи інженерного захисту територій (дамби обвалування, закріплення берегів), підготовка (очищення) чаші водосховища, створення штучних нерестилищ, рибозаводів, рибопропускних споруд.

Водні ресурси більшості річок України, доступні для використання, практично вичерпані. Із них щорічно забирається до 30÷34 млрд.м³ води, у тому числі 15÷18 млрд.м³ безповоротно [16].

Охорона водних ресурсів – це система комплексних заходів, до якої входить моніторинг – стеження за станом водних ресурсів,



ступенем забруднення вод, система забороняючих та обмежуючих заходів. Але головне, охорона водних ресурсів повинна здійснюватися у процесі їхнього раціонального використання.

До джерел забруднення поверхневих вод відносять [16]:

- 1) стічні води промислових підприємств;
- 2) господарсько-побутові стічні води населених пунктів;
- 3) стоки крупних тваринницьких комплексів;
- 4) дренажні і скидні води із зрошуваних земель, що часто бувають засоленими;
- 5) нагріті води теплових і атомних електростанцій (нерідко спостерігається "теплове" забруднення води, що стимулює ріст водоростей);
- 6) стічні води атомних електростанцій та гірничодобувних підприємств, що часто викликають радіоактивне забруднення води;
- 7) поверхневий стік із населених пунктів, із промислових підприємств або тваринницьких ферм, із земельних угідь, що оброблялися із використанням добрив і пестицидів.

Комплекс заходів з охорони вод від забруднення включає у себе раціональне використання водних ресурсів та водоохоронні заходи, що дозволяють скоротити об'єм і ступінь забруднення стічних вод, а також виключити необхідність скидання їх у річки та водойми.

Основними серед цих заходів є [16]: науково обґрунтоване розташування продуктивних сил; нормоване водокористування та водовідведення; впровадження водозберігаючих технологій; створення безстічних (замкнутих) систем водозабезпечення; заміна водяного охолодження на електростанціях повітряним і випарувальним; запровадження ефективних і економних методів очищення стічних вод; запобігання забрудненню природних вод відходами виробництва, мінеральними та органічними добривами, пестицидами та іншими речовинами; здійснення комплексних заходів із відтворення водності річок, включаючи малі річки і джерела; удосконалення системи управління охороною та використанням водних ресурсів; впровадження та підтримання належного гідрологічного стану річок та боротьба із шкідливою дією вод (затоплення та підтоплення); попередження аварійних скидів неочищених вод.

Для створення і підтримання сприятливого водного режиму, покращення санітарного стану річок та водойм, для захисту їх від



забруднення, засмічення і вичерпання встановлюються водоохоронні зони. До них входять: заплави річок, надзаплавні тераси, брівки і круті схили корінних берегів, а також балки та яри, безпосередньо пов'язані із річковою долиною. Тут необхідне [16]: впровадження ґрунтозахисної системи землеробства із контурно-меліоративною організацією території водозбору; здійснення агротехнічних, агролісомеліоративних та гідротехнічних протиерозійних заходів. На територіях водоохоронних зон забороняється використання стійких та сильнодіючих пестицидів, влаштування кладовищ, скотомогильників, звалищ, полів фільтрації, а також скидані їм неочищених стічних вод.

Зовнішні межі водоохоронних зон визначаються за спеціально розробленими проектами. У межах водоохоронних зон на обох берегах річок та навколо водойм уздовж урізу води (у межений період) влаштовуються прибережні захисні смуги. Ширина прибережних захисних смуг для малих річок, струмків і потічків, а також ставків площею менше 3 га, складає 25 м; для середніх річок, водосховищ на них, а також ставків площею понад 3 га – 50 м і для великих річок, водосховищ на них та озер – 100 м. Якщо крутизна схилів перевищує три градуси, мінімальна ширина прибережної захисної смуги подвоюється.

З метою охорони водності малих річок, а також запобігання шкідливого впливу вод (затоплення, підтоплення), забороняється [16]: змінювати рельєф басейну річки; руйнувати русла пересихаючих річок та струмків; випрямляти русла річок та поглиблювати їхнє дно нижче природного рівня або перекривати їх без влаштування спеціальних водотоків, перепадів чи акведуків; зменшувати природний рослинний покрив і лісистість басейну; розорювати заплавні землі та застосовувати на них хімічні засоби; проводити осушувальні меліоративні роботи на заболочених ділянках та урочищах у верхів'ях річок; надавати земельні ділянки у заплавах річок під будівництво, садівництво та городництво; здійснювати інші роботи, що можуть негативно впливати на водність річки і якість води у ній.

Здатність води до самоочищення – це основний резерв для усунення таких забруднень, які важко піддаються усуненню. Це, в першу чергу, дощові та талі води. Самоочищення - більш ємне поняття, ніж розбавлення, тому що складається не лише із



розбавлення забрудненої води, а й із ряду інших фізичних, хімічних, біологічних процесів. Лише сукупність усіх цих процесів сприяє усуненню забруднень і підтриманню динамічної рівноваги в екосистемі річки або водойми. Практика показує, що для очищення стічних вод необхідне 10÷100 кратне розбавлення, у залежності від виду забруднювача. Кратність розбавлення стічних вод на річках України менше 2÷4 разів, а у багатьох випадках набагато менша.

Таким чином, для охорони водних ресурсів від забруднення, засмічення та вичерпання, необхідно впроваджувати комплекс заходів і постійно вести контроль за їхнім виконанням.

Державне управління в галузі використання і охорони вод та використання водних ресурсів здійснюють [16]: Кабінет Міністрів України, місцеві Ради народних депутатів та їхні виконавчі комітети і спеціально уповноважені органи державної виконавчої влади. Спеціально уповноваженими органами є: Міністерства охорони навколишнього природного середовища та ядерної безпеки України; Державний комітет України по водному господарству; Державний комітет України з геології і використання надр та їхні органи на місцях. Державний облік поверхневих вод здійснюється Державним комітетом України з гідрометеорології.

Вплив повітряних ліній електропередач на природне середовище. Найбільш характерними екологічними проблемами, що виникають при проектуванні, будівництві і експлуатації високовольтних ліній є: відчуження та вилучення земель, вирубування лісових насаджень, обмеження господарської діяльності у зоні відчуження, шкідливий вплив електромагнітного поля, виникнення радіоперешкод, акустичні шуми, погіршення роботи засобів зв'язку, тощо.

Мірою забруднення електромагнітними полями є напруженість поля (В/м). Ці поля завдають шкоди перш за все нервовій системі. Так, напруженість поля 1000 В/м спричинює головний біль і сильну втому. Більші значення напруженості зумовлюють розвиток неврозів, безсоння, важкі захворювання.

Розрізняють наступні види шкідливого впливу на людину: безпосередній вплив, що проявляється при перебуванні у електричному полі; вплив електричних розрядів (імпульсного струму), що виникає при дотику людини до незаземлених конструкцій, корпусів машин і механізмів та провідників; вплив



струму, що проходить через людину, яка знаходиться у контакті із ізолюваними від землі об'єктами – струму стікання.

При неправильній експлуатації ЛЕП, електроустановок, підстанцій, виникає *електротравматизм* – це явище, що характеризується сукупністю електротравм: *електричний удар* – це збудження живих тканин організму людини струмом, що супроводжується судорожним скороченням м'язів; *електрична травма* – це явно виражене пошкодження цілості тканин тіла людини від електричного струму або електродуги (опіки, розрив кровоносних судин, м'язів, вивихи, переломи); *електричний шок* – виникає при надмірному збудженні організму людини електричним струмом, при цьому виникає важка нервово-рефлекторна реакція організму, що супроводжується глибоким порушенням кровообігу, дихання, обміну речовин.

Для запобігання електротравматизму використовуються різноманітні **електрозахисні засоби**. До *основних засобів* відносять ізолюючі штанги, покажчики напруги, діелектричні рукавиці, до *допоміжних* (що призначаються для захисту людей від крокової напруги, напруги дотику, дії електромагнітного поля) відносять ізолюючі калоші, ізолюючі килимки, заземлення, екрани.

Запитання для самоконтролю:

1. Який вплив створює ТЕС на навколишнє середовище?
2. Який вплив створює АЕС на навколишнє середовище?
3. Вплив ГЕС та водосховищ на навколишнє середовище.
4. Які є основні джерела забруднення поверхневих вод?
5. Які заходи застосовуються для боротьби із забрудненням поверхневих вод?
6. Яке призначення та вимоги висуваються до водоохоронних зон?
7. Що таке самоочищення поверхневих вод?
8. Який вплив повітряних ЛЕП на навколишнє середовище?
9. Які є форми і види електротравматизму?



2. ПЛАНИ ПРАКТИЧНИХ РОБІТ

№ з/п	Теми практичних занять	Кількість годин	
		денна	заочна
1	Основні фізичні одиниці в енергетиці. Еквівалентність тепла і роботи	2	0,5
2	Розрахунок витрати умовного палива на теплоелектроцентралі	4	1
3	Розрахунок вітроенергетичної станції	4	1
4	Розрахунок сонячної електростанції	2	1
5	Розрахунок геотермальних енергетичних установок	2	0,5
6	Визначення гідроенергетичного потенціалу водотоку. Побудова кадастрових графіків	4	1
7	Коригування природного гідрографа стоку річки за умов його комплексного використання	4	1
8	Визначення оптимальної глибини спрацювання водосховища	4	1
9	Визначення тривалості замулення мертвого об'єму водосховища	4	1
Всього:		30	8

Індивідуальне навчально-дослідне завдання

Навчальним планом та програмою дисципліни «Енергоресурси та гідрологічні основи гідроенергетики» передбачено розрахунково-графічну роботу, що має метою закріплення теоретичних знань і розвивання практичних навичок із вирішення задач з визначення основних параметрів роботи електростанцій, а також розрахунків регулювання і коригування природного стоку річки. Обсяг розрахунково-графічної роботи – 15÷20 сторінок із необхідними схематичними кресленнями і графіками.

Кількість годин на індивідуальну роботу студента – 12 год.

Порядок виконання, оформлення та захисту розрахунково-графічної роботи описаний у методичних вказівках 042-14 «Методичні вказівки до виконання розрахунково-графічної роботи з дисципліни «Енергоресурси та гідрологічні основи гідроенергетики» студентами спеціальності «Гідроенергетика».



Практична робота № 1

Основні фізичні величини. Еквівалентність тепла і роботи

У 1842 р. Р. Майєр сформулював закон еквівалентності тепла і роботи, згідно з яким тепло і робота еквівалентні одне одній і можуть переходити одне у одну. Цей закон 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 рівний

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

Відповідно, обернена величина, що еквівалента A рівна

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

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

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

У техніці у якості одиниці роботи прийнято – сила-годину (*к.с. год.*), тобто роботу одної кінської сили, виконану за одну годину. Одна кінська сила – це прийнята одиниця потужності (потужність – це робота, що виконана за одиницю часу).

У електротехніці за одиницю потужності прийнято кіловат:

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

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

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

Приклад I. Яку кількість енергії можна отримати при спалюванні палива *вугілля* марки *Д*, *добутого на Донбасі* масою $m = 2500 \text{ кг}$ 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 табл.12, ст. 93-94 [17] (див. додаток 1 табл. Д.1.2), у залежності від виду палива визначаємо теплоту його згоряння, $Q_n^p = 4900$ ккал/кг.

Кількість тепла, що виділяється при згорянні, рівна

$$Q = Q_n^p \cdot m = 4900 \cdot 2500 = 12250000 \text{ ккал.}$$

Визначаємо кількість роботи:

$$L = \frac{Q}{A} = \frac{12250000}{4,19 \cdot 10^3} = 2923,6 \text{ Дж,}$$

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

Визначаємо виробіток енергії:

$$E = \frac{Q}{N_E} = \frac{12250000}{860} = 14244,2 \text{ кВт} \cdot \text{год,}$$

де $N_E = 860$ ккал - тепловий еквівалент 1 кВт·год енергії.

Практична робота № 2

Розрахунок витрати умовного палива на ТЕЦ

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

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

Виробіток електроенергії $E = 28 \cdot 10^6$ кВт·год.

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

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

Початкові параметри пару: тиск $p_o = 29$ атм;

температура $t_o = 400$ °С.

Електрична витрата пару на турбіну

при повному навантаженні $d_k = 6,0$ кг/кВт·год.

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

Добуток ККД генератора

і механічного обладнання $\eta_{ген} \cdot \eta_{мех} = 0,90$.

ККД котельної установки $\eta_{ку} = 0,85$.



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

Відносний електричний ККД турбіни (частини до відбору) $\eta'_{oe} = 0,60.$

Тепловміст живильної води $i_{жв} = 100 \text{ ккал/кг.}$

ККД трубопроводу $\eta_{mp} = 1,0.$

Порядок виконання

1. Визначаємо кількість електроенергії, що відбирається для нагрівання пару для теплопостачання:

$$E_m = \frac{D \cdot h' \cdot \eta'_{oe} \cdot 10^3}{860} = \frac{90 \cdot 10^3 \cdot 102 \cdot 0,6 \cdot 10^3}{860} = 6,4 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік} \quad (1)$$

2. Питома витрата палива b_n визначається із урахуванням ККД виробленої електроенергії при тепловому споживанні $\eta'^{mc}_e = \eta_{ген} \cdot \eta_{мех} = 0,9$, а саме

$$b_n = \frac{860}{\eta_{ген} \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{ку} \cdot Q_n^p} = \frac{860}{0,9 \cdot 0,85 \cdot 4900} = 0,229 \text{ кг} / \text{кВт} \cdot \text{год} \quad (2)$$

де $Q_n^p = 4900 \text{ ккал/кг}$ – теплота згоряння робочого палива (приймається із практичної роботи № 1 згідно табл. Д.1.2).

3. Кількість електроенергії, що виробляється у конденсаційному режимі, рівна

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

4. Витрата умовного палива на $1 \text{ кВт} \cdot \text{год}$, що вироблена у конденсаційному режимі із урахуванням ККД паропроводу рівна

$$b_k = \frac{d_k \cdot (i_k - i_{жв})}{Q_n^p \cdot \eta_{ку}} = \frac{6,0 \cdot (750 - 100)}{4900 \cdot 0,85} = 0,936 \text{ кг} / \text{кВт} \cdot \text{год} \quad (4)$$

де $i_k = (750 \div 800) \text{ ккал/кг}$ – тепловміст конденсаційної води.

5. Витрата умовного палива на вироблення 1 млн. ккал тепла

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

6. Річна витрата умовного палива на ТЕЦ становить

$$\begin{aligned} V_{у.л.} &= 8760 \cdot \chi \cdot b_k \cdot N_{уст} + (1 - \chi) \cdot b_k \cdot E_k + (1 - \chi) \cdot b_m \cdot E_m + (1 - \chi) \cdot b_q \cdot Q = \\ &= 8760 \cdot 0,1 \cdot 0,936 \cdot 560 \cdot 10^3 + (1 - 0,1) \cdot 0,936 \cdot 21,6 \cdot 10^6 + \\ &\quad + (1 - 0,1) \cdot 0,229 \cdot 6,4 \cdot 10^6 + (1 - 0,1) \cdot 240,1 \cdot 46 \cdot 10^3 = 4,87 \cdot 10^8 \text{ кг} / \text{рік} \end{aligned}$$

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



Практична робота № 3 Розрахунок вітроенергетичної станції

Приклад III. Частина 1. Визначити потужність вітрової електростанції, що складається із $n=8$ шт. однотипних вітроенергетичних установок. Довжина лопаті вітрового колеса $L=5,5$ м, швидкість вітру $w=12$ м/с, ККД вітроподвигуна $\eta_B = 31$ %, електричний ККД 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

Потік вітру, що проходить через площу F , що відмітають лопаті вітроподвигуна, має енергію

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

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

За секунду через площу F протікає маса повітря, що рівна

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

де ρ – густина повітря, $\rho = \frac{P}{RT}$, 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 L , м /див. вихідні дані/

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

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

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

$$E = \frac{1570,5 \cdot 12^2}{2} = 1130764 \text{ Дж} \approx 113,1 \text{ кДж}. \quad (7)$$

Електрична потужність однієї вітроенергетичної установки N_{BEV} , кВт, рівна



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

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

$$N_{BEV} = \frac{0,31 \cdot 0,73 \cdot 1,377 \cdot 3,145 \cdot 5^2 \cdot 12^3}{2} = 51172,6 \text{ Вт} \approx 51,2 \text{ кВт}.$$

Загальна потужність вітрової електростанції рівна

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

де $n=8$ шт – кількість однотипних вітроенергетичних установок /див. вихідні дані/

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

Приймаємо потужність вітрової електростанції 400 кВт.

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

У районах із невисокою середньорічною швидкістю вітру (до 5 м/с) для повної автономності електрозабезпечення рекомендується установлювати бензоелектричний агрегат потужністю 2÷5 кВт для зарядки акумуляторів на період штилю.

Частина 2. Розрахувати лопаті робочого колеса однієї вітроенергетичної установки для отримання необхідної потужності $N_{необх} = 750 \text{ Вт}$. Кількість лопатей рівна $i_{лоп} = 3 \text{ шт}$.

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

Порядок виконання

Складаємо розрахункову схему.

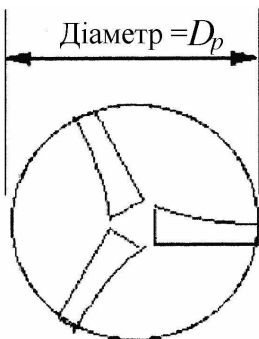


Рис. 1. Розрахункова схема робочого колеса вітроенергетичної установки



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

Таблиця III.1

Параметри вітрогенератора

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 значення діаметра ротора $D_p = 3,0$ м.

За відомою кількістю лопатей за рис. 2 приймаємо швидкохідність вітрового колеса $z=5$.



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

Кількість обертів вітряка рівна

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

Ширина хорди b рівна

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

Кінцева частина хорди є найбільш важливою, але внутрішня її частина повинна бути виконана ширшою для того, щоб створювати більший стартовий обертовий момент.

Швидкість руху кінцевої частини

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



Окружна швидкість більша біля кінця лопаті, ніж біля ступиці, тому що кут набігання вітру φ змінюється. Це означає, що ідеальна лопать вітроколеса повинна мати закрутку. Потік повітря проходить крізь ротор зі швидкістю $\frac{2}{3}w$ (згідно теорії Бетца). Швидкість вітру після колеса сповільнюється до $\frac{1}{3}$ у порівнянні із початковою. Це сповільнення відбувається під дією осьової сили, що пов'язана із підйомною силою. Ширина хорди b_i , що створює осьове зусилля, згідно умови Бетца рівна

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

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

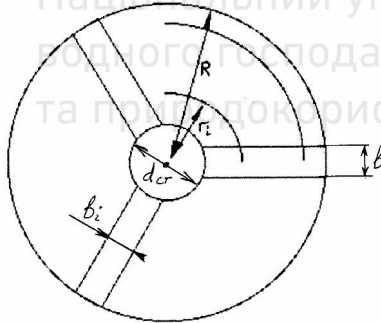
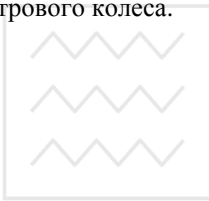


Рис. 3. Схема до розрахунку вітрового колеса

Задаємося трьома-чотирма значеннями r_i всередині колеса від $0,7 \cdot R$ до $0,3 \cdot R$, і визначаємо відповідні значення b_i , м

Таблиця III.2

Визначення значень ширини хорди лопаті 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	0,90	0,75	0,60	0,45
b_i , м	0,11	0,16	0,186	0,223	0,279	0,372



Кут установки лопатей вітрового колеса знаходимо із графіка



Рис. 4. Кут установки в перерізі $r=0,75R$

При швидкохідності $z=5$, кут рівний 5° . На практиці багато вітряків побудовані із незакрученими лопатями із постійною шириною за радіусом і постійним кутом установки. Однак використання лопатей, що звужуються до кінцевої частини і закрутка лопаті мають переваги, що полягають у кращому старті вітрового колеса та більш масивній і міцнішій ступиці.

Складемо схему лопаті.

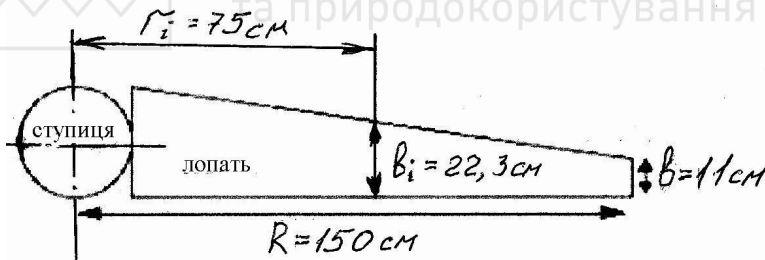


Рис. 5. Схема лопаті вітрового колеса

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

- при $K=80 - K_{beb}=0,412$;

- при $K=180 - K_{beb}=0,455$,

де K – аеродинамічна якість вітряка – відношення підйомної сили до сили напору вітру. Аеродинамічна якість повинна бути більшою, коли потрібно отримати більшу швидкохідність.

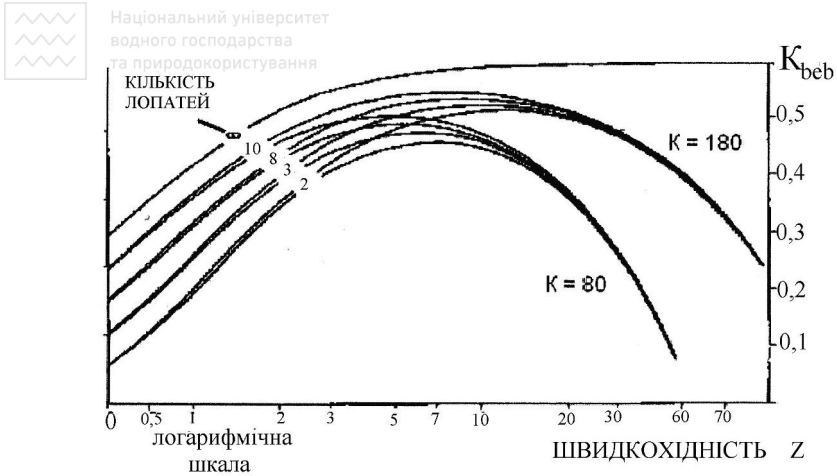


Рис. 6. Графік Хайнера-Дьорнера

Мачта вітряка служить для установки його на такій висоті, де потік вітру не затіняється перешкодами і має достатню швидкість.

Мачти виготовляються із сталевих труб. Стійки ферми складаються із секцій. Мачта зручна при перевезенні і монтується на попередньо підготовленому фундаменті без застосування підйомної техніки і електроінструменту. Вона займає мало площі, не потребує розчалок і не створює великої тіні.

Мачта може бути задіяна для установки іншого обладнання (фотоелектричні модулі, антени, камери спостереження та ін.). Для місць із різними типами рельєфу і різними вітровими умовами виготовляються мачти із різними параметрами.

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

Кількість секцій у стійці – 6 шт.

Маса башти – 640 кг.

Таблиця Ш.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 вітроенергетичної установки.

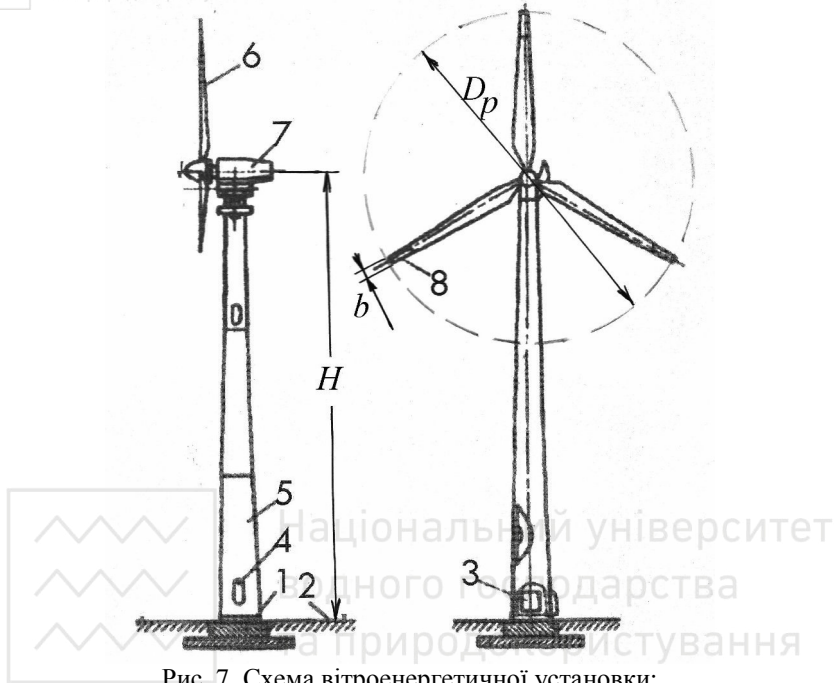


Рис. 7. Схема вітроенергетичної установки:

- 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 кількість тепла, що підводиться геліостатами до встановленого на башті парогенератора паротурбінної сонячної електростанції, якщо кількість геліостатів $n=1000$ шт, площа дзеркал одного геліостата $F=10$ м², інтенсивність сонячного випромінювання $I=350$ Вт/м², коефіцієнт ефективності використання сонячного випромінювання $\eta_{св}=50$ %. Визначити також термічний ККД і теоретичну потужність паротурбінної установки СЕС, що працює за циклом Ренкіна, якщо

параметри гострого пару $p_1=12 \text{ МПа}$, $t_1=450^\circ\text{C}$, тиск у конденсаторі $p_2=10 \text{ кПа}$, ККД генератора $\eta_{III}=0,85$.

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

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

Порядок виконання

Серед машинних перетворювачів сонячної енергії у електричну найбільш поширені паро- і газотурбінні установки (рис. 1).

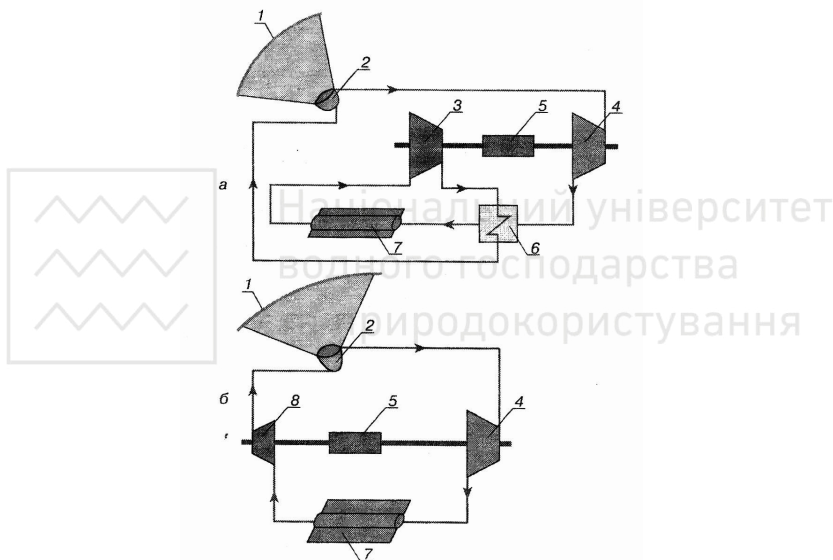


Рис. 1. Принципова схема сонячної газотурбінної (а) і паротурбінної (б) енергоустановок

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

Принципова схема замкненої газотурбінної установки показана на рис. 1.а. Сонячна радіація, що збирається концентратором 1 на поверхні сонячного котла 2, нагріває робоче тіло – інертний газ – до температури 1200...1500 К, і під тиском, що створює компресор 3, подає гарячий газ на лопатки газової турбіни 4, що приводить у дію



електрогенератор змінного струму 5. Відпрацьований у турбіні газ надходить спочатку у регенератор 6, де підігріває робочий газ після компресора, полегшуючи тим самим роботу основного нагрівача – сонячного котла, а потім охолоджується у холодильнику-випромінювачі 7. ККД цієї установки становить 11%.

Можливе створення установки із паротурбінним перетворювачем (рис. 1.6). Зібрана концентратором 1 сонячна енергія нагріває у сонячному котлі 2 робочу рідину, що переходить у насичений, а потім у перегрітий пар, що розширюється у турбіні 4, з'єднаній із електрогенератором 5. Після конденсації у холодильнику-випромінювачі 7 відпрацьованого у турбіні пару, його конденсат стискається насосом 8 – і знову надходить у котел. Оскільки підвід і відведення тепла у цій установці відбувається ізотермічно, середні температури підводу і відведення будуть вищі, ніж у газотурбінній установці, а питомі площі випромінювача і концентратора можуть бути меншими, ніж у замкненій газотурбінній установці. ККД цієї установки становить 15÷20 % при відносно невисоких температурах підводу тепла – лише 600÷650 К.

У паротурбінних сонячних енергетичних установах сонячне випромінювання від дзеркал геліостатів концентрується на парогенераторі, установленому на башті.

Загальна кількість тепла, що сприймає парогенератор, рівна

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

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

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

Цикл Ренкіна – це термодинамічний цикл перетворення тепла у роботу за допомогою водяного пару. Його ефективність у значній мірі залежить від величин початкових і кінцевих параметрів (тиску і температури) пару. Цикл Ренкіна складається із наступних процесів:

- 1) нагрівання і випаровування води, а потім перегрівання пару;
- 2) розширення пару у турбіні, тобто її обертання;
- 3) конденсація відпрацьованого пару із відведенням тепла охолоджуючою водою;



4) стиснення сконденсованої води до початкового тиску у парогенераторі.

Робота 1 кг пари паротурбінної установки у циклі Ренкіна рівна

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

Термічний ККД 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 $t_1=450^\circ\text{C}$, рівна $h_1=3206$ кДж/кг);

h_2 – ентальпія відпрацьованого у турбіні пару (при тиску $p_2=0,564 \cdot p_1=0,564 \cdot 12=6,55$ МПа); за *h-s* діаграмою при ентальпії

3206 кДж/кг та $t_1=450^\circ\text{C}$ визначаємо ентропію $E=6,27 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}\cdot\text{K}}$; при

ентропії $E=6,27 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}\cdot\text{K}}$ та температури відпрацьованого пару

$45 \div 50^\circ\text{C}$ визначаємо ентальпію $h_2=1815$ кДж/кг;

h_k – ентальпія конденсату (визначається за таблицями термодинамічних властивостей води і пару) за табл. IV.2 при $p_2=10$ кПа визначаємо $h_k=697,2$ кДж/кг,

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

$$\eta_t = \frac{3206 - 1815}{3206 - 697,2} = 0,555.$$

Теоретична потужність паротурбінної сонячної електроустановки рівна

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

де $\eta_{пг}=0,85$ – ККД парогенератора,

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

h-s діаграма (діаграма Мольє) – це діаграма теплофізичних властивостей рідини та газу (в основному води і водяного пару), що показує 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 , °C	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 , °C	280,83	285,80	294,98	303,32
h , кДж/кг	1241,3	1267,4	1317,0	1363,7



При виконанні техніко-економічних розрахунків для підбору обладнання у теплоенергетиці та моделювання теплових процесів, необхідні дані про теплофізичні властивості води та водяного пару у широкій області тисків і температур.

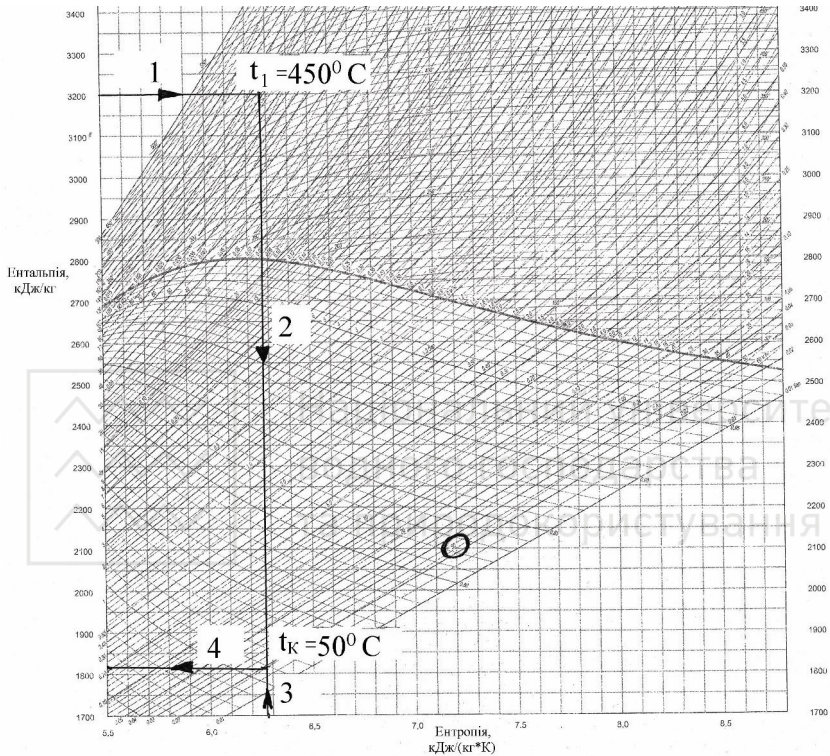


Рис. 2. Визначення параметрів роботи сонячної енергоустановки за h-s діаграмою

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



Ентропія у термодинаміці – це міра енергії у термодинамічній системі, що не може бути використана для виконання роботи. Зміна ентропії термодинамічної системи при оборотному процесі визначається як відношення загальної кількості тепла, отриманого або втраченого системою, до величини абсолютної температури T . Згідно із визначенням Больцмана, ентропія є функцією стану.

Потужність сонячної енергоустановки із фотоелектричними перетворювачами рівна

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

де $\eta_{\text{ф.е.}} = 0,15$ – ККД 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. З точки зору виробленої потужності, більш ефективною є сонячна енергоустановка із фотоелектричними перетворювачами, оскільки $N_{\text{ПТ}} = 826 \text{ кВт} > N_{\text{ф.е.}} = 525 \text{ кВт}$.

Практична робота № 5

Розрахунок геотермальних енергетичних установок

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

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

Охолоджуюча вода нагрівається у конденсаторі на $12 \text{ }^\circ\text{C}$. 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 ККД турбогенератора $\eta_e = 0,96$.



Визначити термічний ККД циклу Ренкіна, витрату пару і питому витрату тепла, а також витрату води із геотермальних свердловин та із навколишнього середовища.

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

Порядок виконання

Геотермальна енергія, закумульована у перших десяти кілометрах земної кори становлять 137 трлн.т.у.п., що у 10 разів перевищує геологічні ресурси усіх видів палива разом узятих. Із усіх видів геотермальної енергії найкращі економічні показники мають гідрогеотермальні ресурси – термальні води, пароводяні суміші і природний пар. Гідрогеотермальні ресурси, що використовуються на сьогодні практично, складають лише 1% від загального теплового запасу надр. Досвід показує, що перспективними у цьому відношенні варто вважати райони, у яких зростання температури із глибиною відбувається досить інтенсивно, колекторські властивості гірських порід дозволяють одержувати із тріщин значні кількості нагрітої води або пару, а склад мінеральної частини термальних вод не створює додаткових труднощів по боротьбі із солевідкладеннями і кородуванням устаткування.

Аналіз економічної доцільності використання термальних вод показує, що їх варто застосовувати для опалення і гарячого водопостачання комунально-побутових, сільськогосподарських і промислових підприємств.

Перевагами геотермальної енергії є те, що її отримують від джерел тепла із великими температурами. Також вона має декілька особливостей: температура теплоносія значно менша за температуру при спалюванні палива; найкращий спосіб використання геотермальної енергії — комбінований (видобуток електроенергії та обігрів). До недоліків відносять: низьку термодинамічну якість; необхідність використання тепла біля місця видобування; те, що вартість створення свердловин зростає зі збільшенням глибини.

Це джерело характеризується різноплановим впливом на природне середовище. Так у атмосферу надходить додаткова кількість розчинених у підземних водах сполук сірки, бору, мишяку, аміаку, ртуті; викидається водяний пар, збільшуючи



вологість; робота супроводжується акустичним ефектом; виникає опускання земної поверхні та засолення земель.

Принципова схема турбокомпресорної установки закритого циклу показана на рис. 1. При роботі установки паро-газовий потік із високим вмістом пару надходить у конденсатор, до якого із градирні подається охолоджуюча вода. При їх контакті, внаслідок конденсації, паро-газовий потік осушується, та з малим вмістом пару надходить у компресор, де стискається за рахунок поданої від турбіни роботи у політропному процесі. При цьому вміст пару у потоці залишається сталим, але його відносна вологість зменшується. Після компресора стиснений газ надходить у нижню частину парогенератора, а у його верхню частину назустріч газовому потоку насосом подається вода у дисперсному вигляді, попередньо підігріта у теплообміннику геотермальним теплоносієм, що надходить із свердловини. Після теплообмінника геотермальний теплоносій насосом направляється у нагнітальну свердловину.

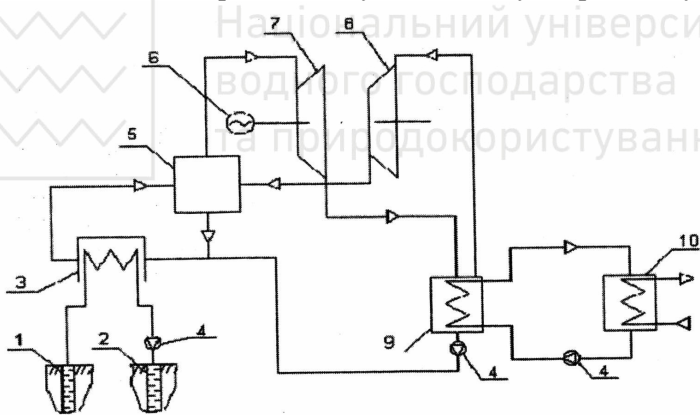


Рис. 1. Принципова схема турбокомпресорної установки закритого циклу:

- 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 ентальпія сухого насиченого пару після сепарації визначається температурою геотермальної води $t_{2,в}$, що приймається із таблиць



термодинамічних властивостей води і водяного пару (табл. V.1) або за *h-s* діаграмою.

При двохконтурній геотермальній енергоустановці враховується перепад температур у парогенераторі Δt . Далі розрахунки виконуються аналогічно, як для сонячної паротурбінної електростанції. Витрата пару рівна

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

де $\eta_{0,i}=0,78$ – відносний внутрішній ККД турбіни; $\eta_e=0,96$ – електричний ККД турбогенератора; $N=4000$ кВт – потужність геотермальної установки; η_t – термічний коефіцієнт.

Таблиця V.1

Ентропія перегрітого водяного пару із відповідними температурами і тиском

Тиск p , кПа	Температура насиченого пару, °С	Температура перегрітого водяного пару, °С						
		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



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

де h – ентальпія геотермальної води при $t_{z.g.}=190^{\circ}\text{C}$; h_2 – ентальпія відпрацьованої води при $t_2=t_{z.g.}-20^{\circ}\text{C}=170^{\circ}\text{C}$; h_K – ентальпія конденсату при $t_K=t_{x.g.}+20^{\circ}\text{C}=5+20=25^{\circ}\text{C}$.

Визначається ентальпія за h - s діаграмою при відомій ентропії.

Ентропія гарячої води визначається за табл. V.1 при $t_{z.g.}=190^{\circ}\text{C}$ –

ентропія рівна $E=6,27 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}\cdot\text{К}}$ при тиску $150 \text{ кН/м}^2=150 \text{ кПа}$ і температурі насиченого пару $+111,4^{\circ}\text{C}$.

Визначаємо $h_1=2820 \text{ кДж/кг}$; $h_2=2780 \text{ кДж/кг}$; $h_K=2310 \text{ кДж/кг}$.

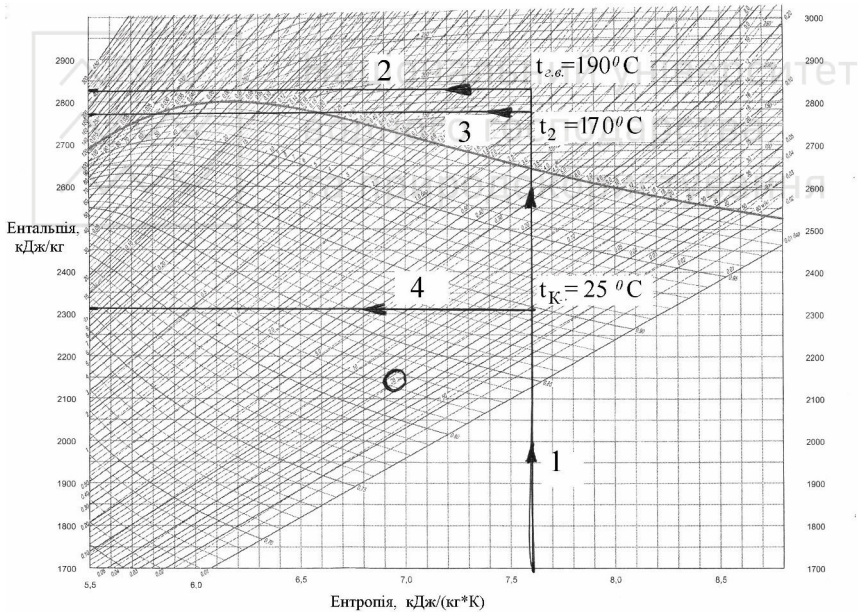


Рис. 2. Визначення параметрів роботи геотермальної енергоустановки за h - s діаграмою



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

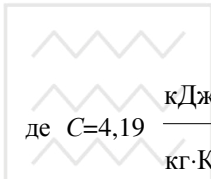
$$d = \frac{4000}{(2820 - 2780) \cdot 0,078 \cdot 0,78 \cdot 0,96} = 17121 \text{ кг/с.}$$

Витрата гарячої води із геотермальних свердловин рівна

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

Витрата холодної води із навколишнього середовища на конденсацію пару рівна

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



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

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

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

$$G_{x.e.} = 17121 \cdot \frac{2820 - 2310}{4,19 \cdot 12} = 17366,2 \text{ кг/с.}$$



Практична робота № 6

Визначення гідроенергетичного потенціалу водотоку. Побудова кадастрових графіків

Валовий гідроенергетичний потенціал водотоку характеризується середньорічною потенційною потужністю $N_{ном}$, кВт, або середньобагаторічною потенційною енергією $E_{ном}$, кВт·год, що визначається за залежністю для багаторічного стоку $W_{ср}$.

$$E_{ном} = \rho \cdot g \cdot W_{ср} \cdot H_0, \quad (1)$$

де $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ – густина води; g – прискорення вільного падіння; H_0 – різниця рівнів вільної поверхні водотоку у межах ділянки, що розглядається,

$$H_0 = PB_i - PB_{i+1}, \quad (2)$$

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

Приклад VI. Визначити:

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

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

№ створів	Відмітки рівнів води $\downarrow PB$, м	Відстань від джерела L , км	Площа басейну F , тис.км ²
1	5400	10	4
2	4800	130	9
3	3900	290	20
4	3100	480	30
5	2500	670	43
6	2200	990	65

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

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

Втрати напору $\Delta H = 10 \%$.

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



Порядок виконання

Розрахунок ведемо у табличній формі (див. табл. VI.1).

1. За вихідними даними визначаємо довжини ділянок водотоку 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 рівна

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

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

3. Визначаємо витрати у створах і середню витрату на ділянці

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

де q – середньорічний модуль стоку.

4. Визначаємо фактичні (із урахуванням втрат) напір і витрату на кожній ділянці

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

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

Значення напорів та витрат річки необхідні для подальшого визначення енергетичних параметрів водотоку.

5. Визначаємо потенційну потужність кожної ділянки і водотоку у створах у цілому

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

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

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

де $Q_{oi}^{\phi}, H_{oi}^{\phi}$ – витрата і напір найбільш ефективної у енергетичному відношенні ділянки; $\eta_{ГЕС}$ – коефіцієнт корисної дії гідроелектростанції.



Визначення гідроенергетичного потенціалу водотоку

№ створу	$\downarrow PV, м$	$L, км$	$F, тис.км^2$	$L_{об}, км$	$H_{об}, м$	$Q_{об}, м^3/с$	$Q_{об}, м^3/с$	$H_{об}^p, м$	$Q_{об}^p, м^3/с$	$N_{об}, кВт$	$N_{об}, кВт$	$N_{об}/L_{об}, кВт/км$
1	5400	10	4			28					0	
				120	600		45,5	540	43,7	231,5		1,929
2	4800	130	9			63					231,5	
				160	900		101,5	810	97,4	773,9		4,837
3	3900	290	20			140					1005,4	
				190	800		175	720	168	1186,6		6,245
4	3100	480	30			210					2192,0	
				190	600		255,5	540	245,3	1299,4		6,839
5	2500	670	43			301					3491,4	
				320	300		378	270	362,9	961,2		3,004
6	2200	990	65			455					4452,6	

7. Визначаємо 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.

8. За результатами розрахунків будемо кадастрові графіки гідроресурсів 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 водний режим, фізико-географічні особливості, використання природних ресурсів і екологічну обстановку у її басейні, а також відпрацювання рекомендацій щодо підвищення стійкості екологічної системи.

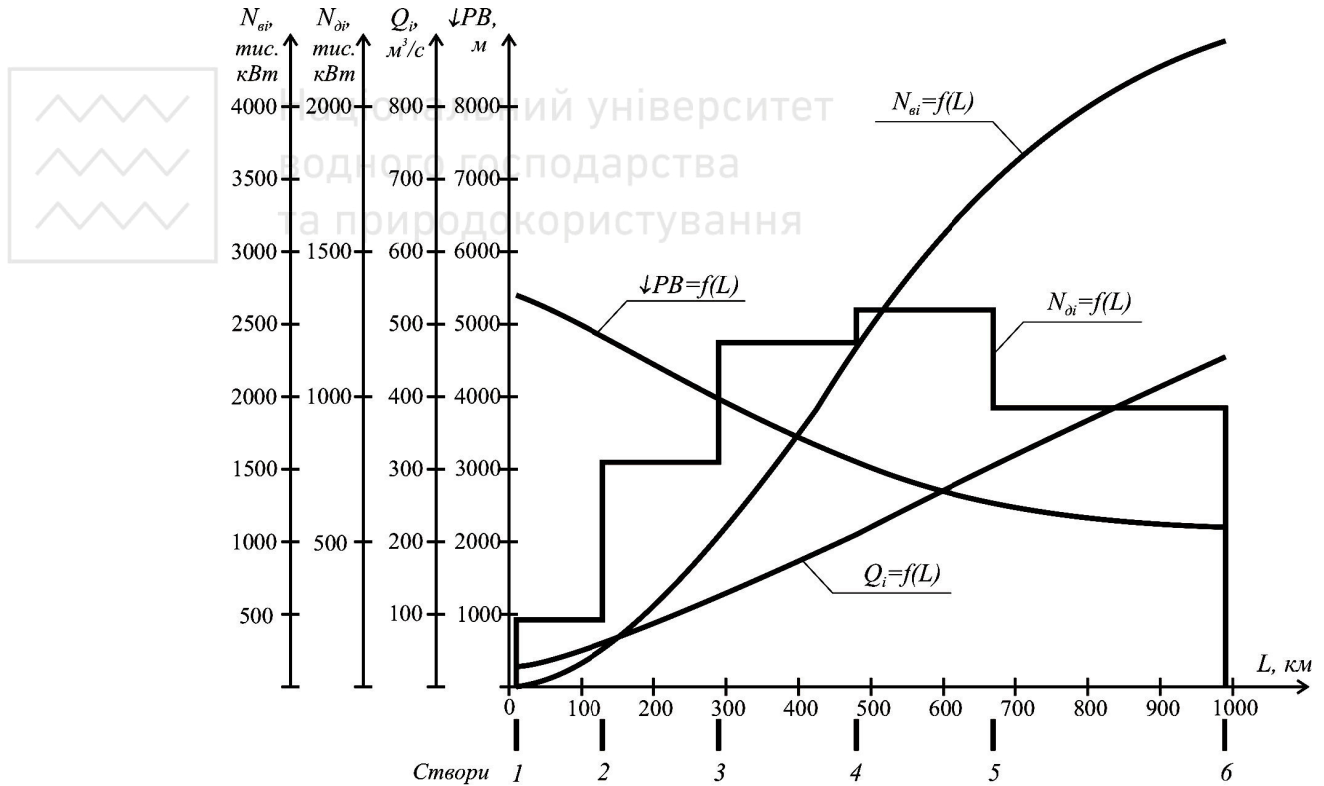


Рис. 1. Кадастрові графіки гідроресурсів водотоку



Практична робота № 7 Коригування природного гідрографа стоку річки за умов його комплексного використання

Приклад VII. Скоригувати природний гідрограф стоку річки гідровузла комплексного призначення врахувавши:

- 1) втрати води на фільтрацію, випаровування, льодоутворення;
- 2) втрати води на зрошення, водопостачання, 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
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	800	790	670	4700	4800	750	750	700	740	1020	1000	810

Площа дзеркала водосховища $F = 170 \text{ км}^2$.

Чисельність населення $N = 3,6 \text{ млн. чол.}$

Витрата на шлюзування суден $Q_{\text{шл}} = 11 \text{ м}^3/\text{с}$.

Широта, у якій знаходиться водотік – *середня*.

Порядок виконання

1. Визначаємо втрати води на фільтрацію

$$\Delta W_{\phi} = h_{\phi} \cdot F = 1,0 \cdot 170 = 170 \text{ км}^3 = 170 \cdot 10^6 \text{ м}^3, \quad (1)$$

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 при хороших гідрогеологічних умовах /водонепроникні ґрунти/ – $h_{\phi} = 0,5 \text{ м}$; при середніх умовах – $h_{\phi} = 1,0 \text{ м}$; при важких умовах – $h_{\phi} = 1,5 \dots 2,0 \text{ м}$).

Фільтраційна витрата, на яку необхідно скоригувати 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_e	30 ... 40	40 ... 60	60 ... 100
із поверхні суходолу, h_c	10 ... 30	30 ... 40	40 ... 50

Витрата випаровування, на яку коригується гідрограф, рівна

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

де n – число 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

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

Коригування гідрографа на льодоутворення здійснюється так: в період льодоставу втрати рівномірно віднімаються, а під час танення льоду вони рівномірно додаються до розрахункового стоку.

4. Втрати води на водопостачання залежать від норми водоспоживання населення і промислових витрат:

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

Втрати води на водопостачання населення рівні

$$\Delta Q_{\text{нас}} = q_n \cdot N = 0,2 \cdot 3,6 \cdot 10^6 = 0,72 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{добу}, \quad (9)$$

$$\Delta Q_{\text{нас}} = 0,72 \cdot 10^6 / 86400 = 8,3 \text{ м}^3/\text{с},$$

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

Втрати води для забезпечення промисловості за середніми статистичними даними становлять $10 \div 17 \%$ від максимальної природної витрати

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

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

Таблиця VII.3

Норма водоспоживання

Ступінь благоустрою населення	Норма водоспоживання q_n , 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 водотоку

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

де Q_i – витрата річки 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 коригується природний гідрограф стоку.

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

Розрахунки виконуємо у табличній формі (див. таблицю VII.4).



Коригування природного гідрографа стоку річки

Витрати m^3/c	Місяці року											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q_i	800	790	670	4700	4800	750	750	700	740	1020	1000	810
ΔQ_{ϕ}	-5,4	-5,4	-5,4	-5,4	-5,4	-5,4	-5,4	-5,4	-5,4	-5,4	-5,4	-5,4
$\Delta Q_{вин}$				-1,6	-1,6	-1,6	-1,6	-1,6	-1,6	-1,6		
$\Delta Q_{л}$	-3,9	-3,9	-3,9	+3,9	+3,9	+3,9	+3,9	+3,9	+3,9	-3,9	-3,9	-3,9
$\Delta Q_{вод}$	-728,3	-728,3	-728,3	-728,3	-728,3	-728,3	-728,3	-728,3	-728,3	-728,3	-728,3	-728,3
$\Delta Q_{зр}$				-1175	-1200	-187,5	-187,5	-175	-185			
$\Delta Q_{шл}$				-11	-11	-11	-11	-11	-11			
$\Sigma \Delta Q$	-737,6	-737,6	-737,6	-1917,4	-1942,4	-929,9	-929,9	917,4	927,4	742,4	737,6	737,6
$Q_{ск}$	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. На основі виконаних розрахунків будуємо гідрографи природного і скоригованого стоку річки.

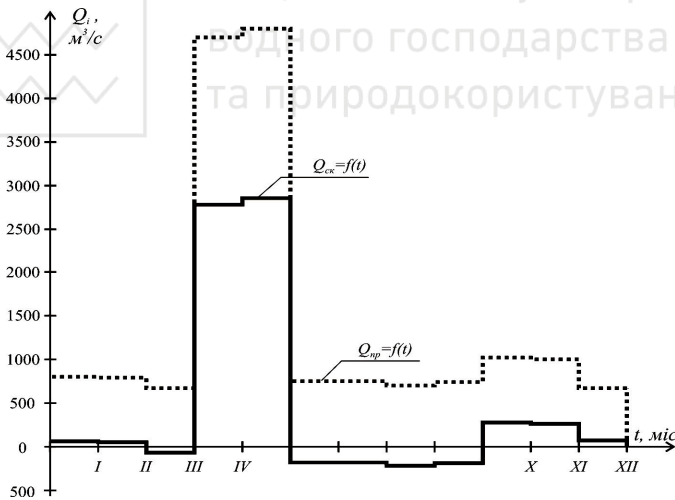


Рис.1. Гідрографи природного і скоригованого стоку річки

Маючи природний та скорегований гідрографи стоку річки, проводяться водно-енергетичні розрахунки, методика виконання яких викладена у [6].



Визначення оптимальної глибини спрацювання водосховища

Для визначення оптимальної глибини спрацювання водосховища, у якості критерію приймається максимум виробітку електроенергії на ГЕС (за розрахунковий період часу T при заданому $V_{НПР}$). При цьому виробіток електроенергії E за даний період умовно можна розділити на дві складові

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

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

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

де η – ККД гідроелектростанції; H – діючий на гідроелектростанцію напір, м; W – об'єм стоку, м³.

Приклад VIII. Визначити виробіток електроенергії на ГЕС при різних 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. Вид регулювання стоку – річковий.
2. Об'єм стоку за розрахунковий період регулювання –
 $W_C = 15 \cdot 10^9 \text{ м}^3$.
3. Координати кривої залежності об'єму водосховища від рівнів води у верхньому б'єфі:

Рівень води \downarrow ВБ, 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 $\downarrow НБ$, 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. У відповідності із вихідними даними будуюмо криві $\downarrow ВБ=f(W_B)$ та $\downarrow НБ=f(Q)$ - (див. рис. 1 та рис. 2).

2. У верхньому б'єфі призначаємо 5÷6 відміток рівня води (можна із однаковим інтервалом), і для кожного із них визначаємо об'єм W_B , глибину спрацювання $h_{сп}$ і розрахунковий рівень $\downarrow ВБ$.

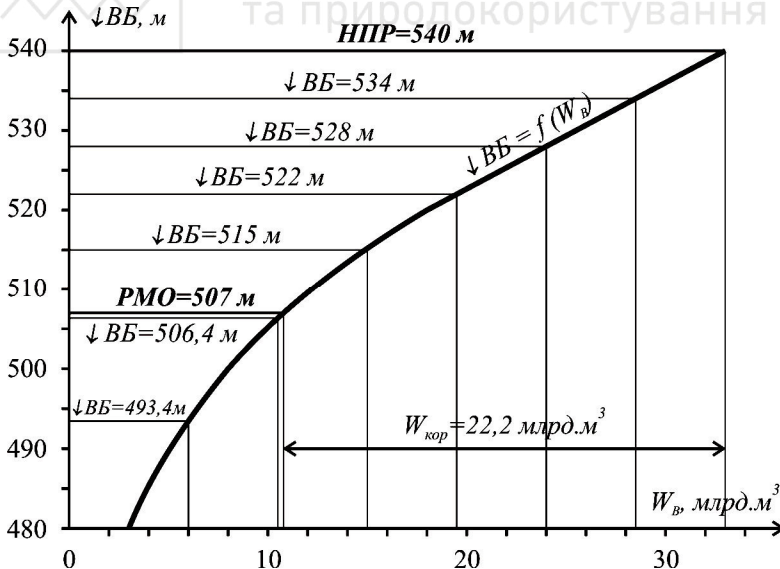


Рис. 1. Крива $\downarrow ВБ=f(W_B)$

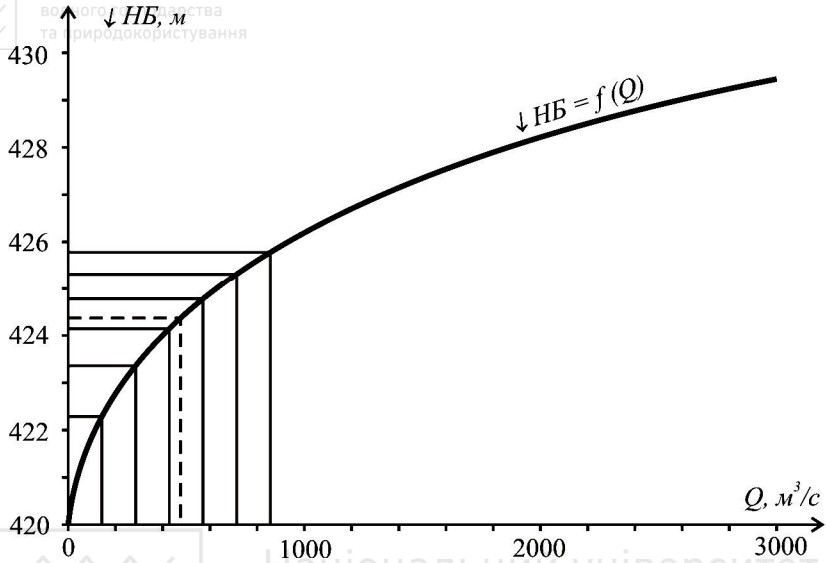


Рис. 2. Крива $\downarrow HB=f(Q)$

Для вибору відміток рівня із різним спрацюванням приймаємо інтервал між $\nabla_{НПР}$ і рівнем, що відповідає об'єму водосховища ΔW (раховуючи від відмітки $\nabla_{НПР}$).

Примітка:

$\Delta W = 0,1 \cdot W_c$ – при добовому і тижневому регулюванні;

$\Delta W = 0,3 \cdot W_c$ – при річному регулюванні.

Таблиця VIII.1

$W_{Вв}$ млрд.м ³	$h_{ср}$, м	$\downarrow HB$, 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

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



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

– витрати, що визначаються для спрацювання об'єму водосховища

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

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

– за кривою $\downarrow HB = f(Q)$ знаходимо відповідні витратам рівні води у нижньому б'єфі;

– знаходимо значення напорів

$$H_{B_i} = \downarrow BB_i - \downarrow HB_i; \quad (4)$$

– визначаємо енергію, що виробляється за рахунок спрацювання водосховища E_{B_i}

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

Розрахунки виконуємо у табличній формі (див.таблицю 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	$\downarrow BB$, м	Q_B , м ³ /с	$\downarrow HB$, 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 $\downarrow HB = f(Q)$ визначаємо $\downarrow HB = 424,4$ м);



— статичні напори

$$H_{Ci} = \sqrt{BB_i} - \sqrt{NB}; \quad (7)$$

— виробіток енергії

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

Розрахунки виконуємо у табличній формі (див. таблицю VIII.3).

Таблиця VIII.3

Складові виробітку електроенергії E_C , що отримується при спрацюванні транзитного стоку

\sqrt{BB} , м	Q_C , м ³ /с	\sqrt{NB} , 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. Визначаємо сумарні значення виробітку енергії для уїх варіантів рівнів води у водосховищі.

Таблиця VIII.4

\sqrt{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 $E=f(BB)$, із яких визначаємо оптимальне значення рівня верхнього б'єфу, що відповідає максимуму виробленої енергії (див. рис. 3).

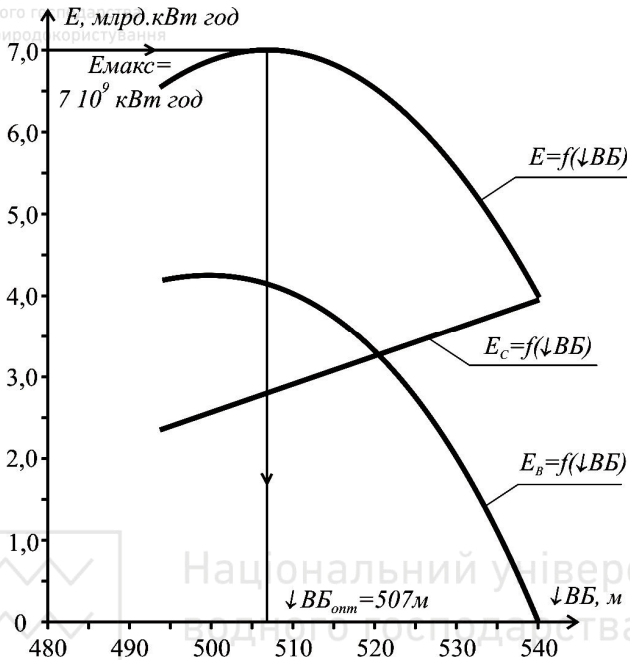


Рис. 3. Графіки $E_B=f(h)$, $E_C=f(h)$ та $E=f(h)$

Висновок:

Максимуму виробленої енергії $E_{\max}=7,0$ млрд. кВт-год відповідає відмітка води у водосховищі $h_{PVB_{opt}}=507,0$ м.

За кривою $h_{PVB}=f(W)$ (рис.VIII.1) визначаємо глибину спрацювання водосховища $h_{спр}=33,0$ м, а також повний об'єм $W_{II}=33,0$ млрд.м³, корисний об'єм $W_{кор}=22,2$ млрд.м³ та мертвий об'єм $W_{MO}=10,8$ млрд.м³.

Практична робота № 9 **Визначення тривалості замулення** **мертвого об'єму водосховища**

Приклад IX. Визначити тривалість періоду замулення мертвого об'єму запроєктованого водосховища. Необхідно:

1) визначити норму річного стоку зважених і перенесених наносів, а також їх сумарний об'єм за рік;



2) визначити час замулення мертвого об'єму водосховища.

Вихідні дані (приймаються згідно додатку Д.9.1):

1. Площа водозбору $F=100 \text{ км}^2$.
2. Мертвий об'єм водосховища $W_{MO}=25 \text{ 000 м}^3$.
3. Норма річного стоку $Q_0=0,35 \text{ м}^3/\text{с}$.
4. Норма мутності води $\rho_{OK}=0,24 \text{ кг/м}^3=240 \text{ г/м}^3$.

Порядок виконання

1. Норму річного стоку зважених наносів визначаємо за заданою мутністю води із урахуванням перехідного коефіцієнта K_{II} (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_{II}	40	20	13	5	3	1

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

Оскільки водосховище знаходиться на рівнинній місцевості, для наближеної оцінки перенесених наносів приймаємо їх частку рівною 4% від зважених. Тоді норма перенесених наносів буде рівною $G_0=0,252 \cdot 0,04=0,010 \text{ кг/с}$. Загальна середня багаторічна витрата наносів рівна

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

Маса стоку наносів за рік становить

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

До складу наносів, що акумулюються у водосховищі, входять також органічні речовини, що утворюються при відмиранні рослинних і тваринних організмів. Умовно частка органічних речовин приймається 5÷10 % від маси закумуляованих мінеральних наносів. У нашому випадку приймаємо органічну частину наносів рівною 10 %, тобто 92 т. Тоді маса сумарної кількості відкладень у середньому за рік становить $P_H = 920 + 92 = 1012 \text{ т}$.



Сумарний об'єм наносів, що надходять у водосховище, визначають за формулою:

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

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

2. Тривалість періоду замулення мертвого об'єму водосховища визначається за формулою

$$T = \frac{W_{MO}}{W_H \cdot (1 - \delta)}, \quad (5)$$

де T – середня тривалість періоду замулення водосховища у роках; W_{MO} – мертвий об'єм водосховища, м³; W_H – сумарний середній багаторічний об'єм наносів, що надходять у водосховище 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 легкосуглинистих $\delta=0,30$, для важкосуглинистих $\delta=0,40$. У нашому випадку приймаємо $\delta=0,30$, і отримуємо середній час замулення водосховища:

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



Національний університет
водного господарства
та природокористування



Національний університет
водного господарства
ДОДАТКИ
та природокористування



ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРАКТИЧНИХ РОБІТ

Додаток 1

Вихідні дані до практичної роботи № 1
„Основні фізичні величини. Еквівалентність 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	Донбас, вугілля Д	Мазут М	Донбас, вугілля Г	Донбас, вугілля ПЖ	Караганда, вугілля БР	Караганда, вугілля ПС	Олександрія, вугілля Б	Кемерово, вугілля ПС	Донбас, вугілля АС	Донбас, вугілля АМ
Передостання цифра шифру										
Маса палива, кг	4900	9500	5600	2700	6100	3700	8600	4300	7500	1750

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>		
Донецький басейн	Д	4900
	Г	5900
	ПЖ	5980
	Т	6600
	АМ і АС	6500
	АРШ	6100



Кузнецький басейн		
Кемеровське родовище	К і ПС	5990
Ленінське родовище	Д	6300
Прокоповсько- Кисельовське родовище	СС	6700
Карагандинський басейн	ПЖ, ПС	5300
	БР	3600
Печорський басейн	ПЖ	5900
Урал		
Кизеловське родовище	Г	4970
Єгоршинське родовище	ПА	5900
Челябинське родовище	Б	3770
Черемхівське родовище	Д	4660
Олександрійське родовище	Б	1650
<i>Горючі сланці</i>		
Естонія	-	2700
Гдовське родовище	-	2000
Савелівське родовище	-	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: Д – із довгим полум'ям; Г – газове; ПЖ – парове жирне; Т – збіднене; АМ – антрацит мілкий; АС – антрацит “зернятко”; АРШ – антрацит рядовий, штиб; К – коксівне; ПС – парове, спікається; СС – слабо-спікається; БР – буре рядове; АР – антрацит рядовий; Б – буре



Вихідні дані до практичної роботи № 2
„Розрахунок 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_{0e} , атм	t_{0e} , °C
0	12	300	$45 \cdot 10^6$	$210 \cdot 10^3$	$170 \cdot 10^3$	32	450
1	4	400	$38 \cdot 10^6$	$100 \cdot 10^3$	$58 \cdot 10^3$	30	450
2	6	650	$42 \cdot 10^6$	$160 \cdot 10^3$	$89 \cdot 10^3$	32	500
3	8	350	$55 \cdot 10^6$	$200 \cdot 10^3$	$120 \cdot 10^3$	34	600
4	4	450	$24 \cdot 10^6$	$95 \cdot 10^3$	$53 \cdot 10^3$	29	300
5	6	500	$34 \cdot 10^6$	$105 \cdot 10^3$	$68 \cdot 10^3$	30	350
6	8	750	$40 \cdot 10^6$	$160 \cdot 10^3$	$86 \cdot 10^3$	32	400
7	4	1100	$50 \cdot 10^6$	$210 \cdot 10^3$	$150 \cdot 10^3$	34	450
8	6	800	$30 \cdot 10^6$	$100 \cdot 10^3$	$60 \cdot 10^3$	29	350
9	8	600	$40 \cdot 10^6$	$160 \cdot 10^3$	$92 \cdot 10^3$	30	400

Таблиця Д.2.2

Перед-остання цифра шифру	$d_{кв}$, кг $\frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$	χ	$\eta_{ген} \cdot \eta_{мех}$	$\eta_{ку}$	h' , ккал/кг	η'_{0e}	$i_{жв}$, 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 $\eta_{mp}=1,0$.



Вихідні дані до практичної роботи № 3
„Розрахунок 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 потужність ВЕУ, $N_{необх}$, Вт	75	300	750	1500	2500	80	400	600	1800	3000
Швидкість вітру, w , м/с	12	11	10	9	12	14	16	18	20	19
Температура повітря, t , °С	-18	-15	-12	-10	-5	0	+5	+10	+12	+15
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
ККД вітродвигуна, η_B , %	30	31	32	33	34	33	32	31	30	33
Електричний ККД 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 навколишніх перешкод, h , м	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21



Вихідні дані до практичної роботи № 4
„Розрахунок 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	2500	3000	4000	5000	6000	7000	7500	8000	8500	9000
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
ККД парогенератора, $\eta_{ДГ}$	0,81	0,82	0,83	0,84	0,85	0,84	0,83	0,82	0,81	0,80
ККД 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 енергетичних установок”

Таблиця Д.5.1

Найменування параметрів	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Остання цифра шифру									
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, $t_{ГГ}$, °С	200	190	220	210	240	230	260	250	280	270
Відносний внутрішній коефіцієнт турбіни, $\eta_{0.в}$, %	78	80	82	77	79	81	78	80	82	79
ККД 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
„Визначення гідроенергетичного потенціалу водотоку.
Побудова кадастрових графіків”

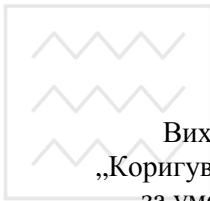
Таблиця Д.6.1

Остання цифра шифру	№№ створів	Відмітки рівнів води ↓РВ, м	Відстань від джерела L, км	Площа басейну F, тис.км ²
0,5	1	2190	22	5,5
	2	1454	48	11
	3	1022	76	16
	4	693	104	20
	5	470	125	25
	6	124	170	40
1,6	1	400	0	2,5
	2	360	160	6
	3	300	280	9
	4	250	380	14
	5	210	450	18
	6	170	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	1620	0	10
	2	1100	50	18
	3	720	130	27
	4	400	280	42
	5	190	610	68
	6	0	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
за умов його 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	800	700	790	3300	4500	850	790	1200	1000	1200	1000	820
1	850	810	830	4500	4000	900	880	840	890	1350	1050	870
2	720	710	715	2700	3100	800	710	650	700	900	880	750
3	750	740	760	3700	4500	710	700	680	700	950	920	780
4	800	790	670	4700	4800	750	750	700	740	1020	1000	810
5	680	660	820	3000	4000	650	640	650	680	820	810	710
6	610	610	580	2500	4000	810	650	620	615	760	820	690
7	540	520	670	2600	3300	560	550	550	555	720	710	550
8	710	720	710	4500	5300	800	770	750	750	940	1020	870
9	680	650	630	3600	3100	710	700	710	710	910	930	700



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	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190
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

„Визначення оптимальної глибини спрацювання водосховища”

Таблиця Д.8.1

Остання цифра шифру	Вид регулювання	Тип кривих	↓ НІПР, м
0	річне	А	540
1	добове	В	107,5
2	річне	С	400
3	річне	А	530
4	добове	В	107,5
5	річне	С	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	ККД 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		12·10 ⁹	0,83
8		30·10 ⁶	0,81
9		30·10 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	540	$33 \cdot 10^9$	420,0	0
	520	$18 \cdot 10^9$	424,0	400
	500	$8 \cdot 10^9$	425,7	800
	480	$3 \cdot 10^9$	426,6	1200
			427,2	1600
		429,5	3000	
В	107,5	$0,62 \cdot 10^9$	85,9	75
	106,9	$0,52 \cdot 10^9$	86,3	220
	104,9	$0,33 \cdot 10^9$	88,1	360
	104,0	$0,29 \cdot 10^9$	88,4	770
			90,2	1430
		93,0	2760	
С	400	$29 \cdot 10^9$	195,0	0
	380	$21 \cdot 10^9$	197,6	400
	360	$16 \cdot 10^9$	198,7	800
	340	$12 \cdot 10^9$	200,0	1200
			201,0	1600
		203,8	3000	
Д	410	$0,80 \cdot 10^9$	380,0	100
	409	$0,65 \cdot 10^9$	384,0	300
	407	$0,43 \cdot 10^9$	385,5	500
	406	$0,40 \cdot 10^9$	386,6	800
			387,3	1500
		389,4	3000	



Вихідні дані до практичної роботи № 9
«Визначення тривалості 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 , га	90	110	130	150	175	200	250	300	350	140
Мертвий об'єм водосховища, W_{MO} , м ³	20 000	30 000	35 000	40 000	45 000	50 000	60 000	65 000	68 000	47 000
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, ρ_{OK} , кг/м ³	0,22	0,24	0,26	0,28	0,3	0,32	0,35	0,34	0,31	0,27



ПРОГРАМА НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ «ЕНЕРГОРЕСУРСИ ТА ГІДРОЛОГІЧНІ ОСНОВИ ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ»

Відповідно до навчального плану, на вивчення дисципліни «Енергоресурси та гідрологічні основи гідроенергетики» передбачено 3,75 кредитів (135 години).

Тематичний план та розподіл навчального часу

Денна форма навчання

Найменування показників	Напрямок підготовки, освітньо кваліфікаційний рівень	Характеристика навчальної дисципліни
Кількість кредитів, відповідних ECTS – 3,75	Галузь знань 0506 «Енергетика та енергетичне машинобудування»	Дисципліна самостійного вибору ВНЗ
Модулів – 2		Рік підготовки – 3-й, семестр – 5-й
Змістових модулів – 2	Напрямок 6.050602 Гідроенергетика	Лекції – 30 год. Практичні – 30 год.
Загальна кількість годин – 135 год.	За професійним спрямуванням: Гідроенергетика	Індивідуальна робота: розрахунково-графічна робота – 12 год.
		Самостійна робота - 63 год.
Тижневих годин: аудиторних – 4 год, СРС – 5 год.	Освітньо-кваліфікаційний рівень: бакалавр	Вид контролю – залік.

Примітка: співвідношення кількості годин аудиторних занять та індивідуальної і самостійної роботи становить 44,4 % до 55,6 %.



Заочна форма навчання

Найменування показників	Напрямок підготовки, освітньо кваліфікаційний рівень	Характеристика навчальної дисципліни
Кількість кредитів, відповідних ECTS – 3,75	Галузь знань 0506 «Енергетика та енергетичне машинобудування»	Дисципліна самостійного вибору ВНЗ
Модулів – 2	Напрямок 6.050602	Рік підготовки – 3-й, семестр – 5-ий
Змістових модулів – 2	Гідроенергетика	Лекції – 6 год. Практичні – 8 год.
Загальна кількість годин – 135 год.	За професійним спрямуванням: Гідроенергетика	Індивідуальна робота: розрахунково-графічна робота – 12 год.
		Самостійна робота - 109 год.
Тижневих годин: аудиторних – 0,5 год, СРС – 6 год.	Освітньо-кваліфікаційний рівень: бакалавр	Вид контролю – залік.

Примітка: співвідношення кількості годин аудиторних занять та індивідуальної і самостійної роботи становить 10,4 % до 89,6 %.

ПРОГРАМНИЙ МАТЕРІАЛ ЗМІСЛОВИХ МОДУЛІВ

ЗМІСЛОВИЙ МОДУЛЬ № 1. «ЕНЕРГОРЕСУРСИ»

Тема 1. Значення енергетики та гідроенергетики для галузей господарства

Визначення понять «енергетика» та «гідроенергетика». Значення енергетики у різних галузях господарства. Паливно-енергетичний комплекс. Енергетика та енергоресурси. Умовне паливо.



Тема 2. Оцінка та сучасний стан енергетичних ресурсів

Енергетичні ресурси. Непоновлювальні, поновлювальні та практично невичерпні енергоресурси. Традиційні і нетрадиційні запаси нафти. Запаси та добування природного газу. Альтернативні запаси газу. Транспортування нафти і газу. Оцінка ресурсів і запасів вугілля. Перспективи розвитку вугільної промисловості. Екологічні аспекти використання вугілля. Оцінка ресурсів урану і торію. Добування урану. Частка атомної енергетики у світі та перспективи її розвитку. Гідрологічні основи використання водної енергії. Кругообіг води у природі. Утворення і живлення річок. Основні параметри річки. Озера і водосховища. Водна енергія у природі. Гідроенергетичний потенціал. Гідроенергетика. Енергія Сонця та вітру. Енергія хвиль та припливів. Системи біоперетворення. Геотермальна енергія. Термоядерна енергія. Охорона праці та техніка безпеки при добуванні та використанні енергоресурсів.

Тема 3. Транспортування енергоресурсів та енергії. Економія енергетичних ресурсів

Транспортування первинних видів енергії. Транспортування електроенергії високовольтними лініями електропередач (ЛЕП) і підземними кабелями. Інші способи передачі енергії. Енергетичні системи. Експлуатаційні властивості енергосистем. Робота ГЕС і ГАЕС на енергосистему. Економія енергоресурсів та енергії. Способи економії енергії. Проблеми та обмеження при економії енергії. Ефективне використання енергії.

Тема 4. Типи електростанцій

Класифікація електростанцій. Конденсаційні електростанції. Паровий котел, парова турбіна, конденсатор. Теплові електростанції. Теплоелектроцентралі. Газотурбінні установки. Парогазові установки. Атомні електростанції. Паринципова схема атомного реактора. Екологічні аспекти експлуатації атомних електростанцій. Електростанції, що використовують поновлювальні джерела енергії. Сонячні електростанції. Вітрові електростанції. Використання енергії морів і океанів.



ЗМІСТОВИЙ МОДУЛЬ 2 «ГІДРОЛОГІЧНІ ОСНОВИ ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ»

Тема 5. Природа водної енергії

Природа водної енергії. Потужність та енергія водотоку. Принцип роботи гідроелектротростанції. Способи створення напору. Основні типи будівель гідроелектростанцій. Гідроакумлюючі електростанції. Задачі водноенергетичних розрахунків (ВЕР). Сутність ВЕР. Види регулювання стоку. Інтегральна крива стоку та хронологічні графіки.

Тема 6. Гідрологічні розрахунки та регулювання річного стоку

Річний стік. Норма річного стоку. Коефіцієнти варіації та асиметрії. Розрахунок норми річного стоку. Визначення річного стоку розрахункової забезпеченості. Основні фактори внутрішньорічного розподілу стоку. Криві тривалості добових витрат води. Визначення максимальних витрат та об'ємів весняної повені. Визначення мінімального стоку річки. Методи побудови розрахункових гідрографів. Регулювання річного стоку. Втрати води із водосховища та заходи з їх зменшення. Розрахунок мертвого об'єму водосховища.

Тема 7. Гідрологічні основи гідроенергетики

Валовий гідроенергетичний потенціал поверхневого стоку. Каскади гідроенергетичних установок (ГЕУ). Узагальнена модель технологічного процесу перетворення енергії на ГЕУ. Баланс витрат ГЕС. Баланс напорів ГЕУ. Баланс потужності ГЕС. Баланс енергії ГЕС. Напірні і енергетичні характеристики гідровузла. Енергетичні характеристики водосховищ. Електроенергетична система. Спеціальні види регулювання стоку.



Тема 8. Технологічна схема перетворення енергії на гідроенергетичних установках

Будівля ГЕС і її обладнання. Основні принципи проектування гідроенергетичних об'єктів. Основне обладнання ГЕС. Номенклатура і типи гідротурбін. Турбінні камери і відсмоктувальні труби. Гідрогенератори. Регулювання гідротурбін. Трансформатори. Механічне і допоміжне обладнання.

Тема 9. Проектування, будівництво, пуск і експлуатація ГЕО

Послідовність проектування гідроенергетичних об'єктів (ГЕО). Періоди будівництва. Пусковий комплекс ГЕС. Основні економічні показники ГЕО. Експлуатація ГЕС. Вимоги та задачі під час експлуатації гідроенергетичних об'єктів. Організація експлуатації ГЕО. Охорона праці та техніка безпеки під час проектування, будівництва та експлуатації ГЕО.

Тема 10. Екологічні аспекти енергетики

Загальні екологічні аспекти енергетики. ТЕС і навколишнє середовище. АЕС і навколишнє середовище. ГЕС і навколишнє середовище. Вплив ЛЕП на природне середовище. Цивільний захист населення під час експлуатації різних типів електростанцій і енергетичних установок, та під час виникнення аварійних ситуацій.



Завдання для самостійної роботи студентів денної форми навчання

№ з/п	Тема самостійної роботи	Короткий зміст	Кількість годин
1	2	3	4
1	Значення енергетики та гідроенергетики для галузей господарства	Умовне паливо. Основні фізичні одиниці в енергетиці	1
2	Оцінка та сучасний стан енергетичних ресурсів	Альтернативні запаси нафти і газу. Перспективи розвитку вугільної промисловості	1
3	Транспортування енергоресурсів та енергії. Економія енергетичних ресурсів	Експлуатаційні властивості енергосистем. Способи економії енергії. Ефективне використання енергоресурсів	1
4	Типи електростанцій	Обладнання конденсаційних електростанцій. Техногенні небезпеки при аваріях на АЕС.	1,5
5	Природа водної енергії	Оцінка та види гідроенергетичних ресурсів. Гідроенергетичний потенціал України	1
6	Гідрологічні розрахунки та регулювання річного стоку	Визначення максимальних витрат та об'ємів весняної повені. Визначення мінімального стоку річки. Регулювання річного стоку.	1
7	Гідрологічні основи гідроенергетики	Енергетичні характеристики водосховищ. Електроенергетична система.	1
8	Технологічна схема перетворення енергії на гідроенергетичних установках	Визначення установленної потужності ГЕС. Гідроенергетичне та механічне обладнання ГЕС	1
9	Проектування, будівництво, пуск і експлуатація ГЕО	Пусковий комплекс ГЕС. Задачі і організація експлуатації гідровузлів	1
10	Екологічні аспекти енергетики	Вплив роботи ТЕС і АЕС на навколишнє середовище	1
Всього:			10,5



№ з/п	Тема самостійної роботи	Короткий зміст	Кількість годин
1	2	3	4
1	Значення енергетики та гідроенергетики для галузей господарства	Умовне паливо. Основні фізичні одиниці в енергетиці. Паливно-енергетичний комплекс	7,5
2	Оцінка та сучасний стан енергетичних ресурсів	Альтернативні запаси нафти і газу. Перспективи розвитку вугільної промисловості. Гідроенергетичний потенціал. Гідроенергетика. Перспективи розвитку гідроенергетики. Енергія Сонця. Енергія вітру. Енергія хвиль та припливів. Системи біоперетворення. Геотермальна енергія. Термоядерна енергія	8
3	Транспортування енергоресурсів та енергії. Економія енергетичних ресурсів	Склад і призначення енергосистем. Альтернативні способи передачі енергії. Способи економії енергії. Ефективне використання енергоресурсів	8
4	Типи електростанцій	Обладнання конденсаційних електростанцій. Техногенні небезпеки при аваріях на АЕС. Електростанції, що використовують поновлювальні джерела енергії. Використання енергії морів і океанів	8
5	Природа водної енергії	Оцінка та види гідроенергетичних ресурсів. Гідроенергетичний потенціал України. Види регулювання стоку.	8

1	2	3	4
6	Гідрологічні розрахунки та регулювання річного стоку	Криві тривалості добових витрат води. Визначення мінімального стоку річки. Регулювання річного стоку.	8
7	Гідрологічні основи гідроенергетики	Узагальнена модель технологічного процесу перетворення енергії на гідроелектростанціях. Баланс витрат і напорів ГЕУ. Баланс потужності та енергії ГЕС. Напірні і енергетичні характеристики гідровузла. Електроенергетична система. Спеціальні види регулювання стоку.	8
8	Технологічна схема перетворення енергії на гідроенергетичних установках	Гідроенергетичне обладнання ГЕС. Номенклатура гідротурбін. Турбінні камери та відсмоктувальні труби. Механічне і допоміжне обладнання гідроенергетичних установок	8
9	Проектування, будівництво, пуск і експлуатація ГЕО	Пусковий комплекс ГЕС. Задачі і організація експлуатації гідровузлів. Основні економічні показники ГЕО. Охорона праці та техніка безпеки під час будівництва та експлуатації ГЕО	8
10	Екологічні аспекти енергетики	Вплив роботи ТЕС і АЕС на навколишнє середовище. Вплив ЛЕП на природне середовище. Цивільний захист населення під час експлуатації різних енергетичних установок, та під час виникнення аварійних ситуацій	8
Всього:			79,5



КОНТРОЛЬНА ТЕСТОВА ПРОГРАМА

Поточний контроль знань студентів з навчальної дисципліни проводиться у письмовій формі. Контрольні завдання за змістовим модулем включають комплект контрольних робіт (ККР), що складаються із теоретичних та практичних запитань.

Контроль самостійної роботи проводиться:

- із лекційного матеріалу – шляхом перевірки конспектів;
- із практичних занять – за допомогою перевірки виконаних практичних робіт;
- за індивідуально-дослідним завданням – за допомогою перевірки та захисту розрахунково-графічної роботи.

Підсумковий контроль відбувається у вигляді тестової програми, за результатами якої виставляється залік.

Усі форми контролю включено до 100-бальної шкали оцінки.

РОЗПОДІЛ БАЛІВ, ЩО ВИСТАВЛЯЮТЬСЯ СТУДЕНТАМ (Максимальна сума балів – 100)

Поточне тестування, самостійна та індивідуальна робота										Модуль 2 (РГР)	Сума
Модуль 1											
Змістовий модуль 1 (7 лекцій, 5 практичних занять)				Змістовий модуль 2 (8 лекцій, 10 практичних занять)						44	100
T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10		
3	6	5	7	7	4	10	6	4	4		
21				35							
56											



КОНТРОЛЬНА ТЕСТОВА ПРОГРАМА

ЗМІСТОВИЙ МОДУЛЬ № 1. «Енергоресурси»

Тема 1. Значення енергетики та гідроенергетики для галузей господарства

1. Що таке енергетика?

а) це по-перше, галузь промисловості, що добуває, транспортує та переробляє енергетичні ресурси Землі, та, по-друге, технічна наука про природу виникнення енергії, методи її отримання та використання з метою електроенергетики;

б) це галузь промисловості, що добуває, транспортує та переробляє енергетичні ресурси Землі;

в) це технічна наука про природу виникнення енергії, методи її отримання та використання з метою електроенергетики.

2. Що називають первинними джерелами енергії?

а) це відновлювальні джерела енергії (сонячна, гідравлічна, вітрова енергія);

б) це вугілля, газ, нафта, уран, а також відновлювальні джерела енергії (енергія Сонця, води, вітру, гарячих джерел, біоенергія);

в) це невідновлювальні джерела енергії, запаси яких постійно зменшуються (вугілля, газ, нафта, уран).

3. Які основні системи енергетики включає у себе сучасний паливно-енергетичний комплекс?

а) електроенергетичну, нафтопостачальну, газопостачальну, вугіллядобувну та атомно-енергетичну;

б) електроенергетичну, нафтопереробну, газопереробну, вугіллядобувну та атомно-теплову;

в) електроенергетичну, теплопостачальну, газопостачальну, вугілляпереробну та атомно-теплову.

4. Що називають умовним паливом?

а) це середнє значення теплоти згоряння антрациту, що рівне 33 500 кДж/кг, або 8 000 ккал/кг;



- б) це мінімальне значення теплоти згоряння кам'яного вугілля, що рівне 25 250 кДж/кг, або 6 000 ккал/кг;
- в) це єдине значення теплоти згоряння деякого палива, що рівне 29 300 кДж/кг, або 7 000 ккал/кг.

Тема 2. Оцінка та сучасний стан енергетичних ресурсів

5. Що називають енергетичними ресурсами?

- а) це глобальна сукупність енергонесучих корисних копалин, що використовуються при сучасному розвитку техніки;
- б) це глобальна сукупність енергонесучих корисних копалин, що не поновлюються, та поновлювальних джерел енергії, що можуть вважатися придатними до використання при сучасному розвитку техніки;
- в) це частина ресурсів, що може бути реалізована при необхідному розвитку технологій, що передбачає вигідним їхнє добування у майбутньому.

6. Що відносять до альтернативних запасів нафти?

- а) це запаси нафти, що розвідані та досліджені, мають економічний потенціал та можуть бути використані у майбутньому при відповідному розвитку нафтодобувної техніки;
- б) це традиційні родовища нафти, на яких застосовуються методи підвищення віддачі пластів;
- в) це глибоководні родовища, родовища у арктичних зонах, родовища тяжких сортів нафти, розробка традиційних родовищ із використанням методів підвищення віддачі пластів, бітумізовані піски, нафтоносні сланці, виробництво синтетичної нафти із вугілля та біомаси.

7. Що відносять до традиційних ресурсів природного газу?

- а) це виявлені та нерозвідані ресурси природного газу, що можуть бути добуті при сучасному розвитку технологій розвідки і добування;
- б) це наявні ресурси природного газу, що можуть бути добуті при сучасному розвитку технологій;
- в) це природний газ, що добувають із вугільних пластів, сланців, газ із щільних шарів земної кори та біогаз.



8. Який спосіб транспортування нафти та газу є відносно найдешевшим?

- а) танкерами;
- б) перекачування зрідженого газу;
- в) нафто- та газопроводами.

9. Чим визначається різниця між бурим та кам'яним вугіллям?

- а) вологістю (граничне значення, що відділяє буре і кам'яне вугілля рівне $W = 10\%$);
- б) значенням теплоти згоряння (граничне значення, що відділяє буре і кам'яне вугілля рівне $Q_{cp} = 23,76 \text{ МДж/кг} = 5700 \text{ ккал/кг}$);
- в) виходом летких речовин (граничне значення, що відділяє буре і кам'яне вугілля рівне $V_{daf} = 40\%$).

10. Які марки вугілля відносять до бурого?

- а) лігніт і суббітумізоване вугілля;
- б) бітумізоване вугілля і антрацит;
- в) бітумізоване і суббітумізоване вугілля.

11. Як називають вугілля, що майже цілком (96%) складається із вуглецю і має найбільшу теплоту згоряння?

- а) лігніт; б) антрацит; в) суббітумізоване вугілля.

12. Як називають родовища вугілля, що у певний період майбутнього зможуть становити економічну цінність для людства (при оцінюванні приймається розрахункова глибина добування кам'яного вугілля до 2000 м, бурого – до 1500 м)?

- а) технічні ресурси вугілля;
- б) економічні ресурси вугілля;
- в) геологічні ресурси вугілля.

13. Яким переважно способом відбувається видобуток торфугу?

- а) штрековим; б) відкритим; в) комбінованим.

14. Яка область має найбільший загальний енергетичний потенціал торфугу (1378,1 МВт·год)?

- а) Волинська; б) Рівненська; в) Чернігівська.



15. У якій області Державним балансом запасів корисних копалин України нараховується найбільше родовищ урану (14 шт)?
а) Миколаївська; б) Дніпропетровська; в) Кіровоградська.
16. Скільки ТЕС централізовано виробляють електроенергію в об'єднану енергосистему України?
а) 35; б) 44; в) 52.
17. Скільки великих ГЕС і ГАЕС централізовано виробляють електроенергію в об'єднану енергосистему України?
а) 10; б) 9; в) 8.
18. Скільки АЕС централізовано виробляють електроенергію в об'єднану енергосистему України?
а) 4; б) 5; в) 6.
19. Об'єктом вивчення якої науки є океани, моря, річки, озера та водосховища, болота, а також скупчення вологи у вигляді снігового покриву, льодовиків, ґрунтових та підземних вод?
а) гідрометрія; б) океанологія; в) гідрологія.
20. Як називається явище, коли водяна пара, що утворилася над поверхнею океанів, переноситься вітрами на материки, випадає у вигляді опадів, і повертається в океан у вигляді стоку?
а) внутрішньоконтинентальний кругообіг;
б) великий (світовий) кругообіг;
в) малий (океанічний) кругообіг.
21. Як називається фаза водного режиму річки, що повторюється щороку у даних кліматичних умовах в один і той же сезон і характеризується найбільшою водністю річки, високим і тривалим підйомом рівня води та викликається головним джерелом живлення?
а) межень; б) повінь; в) паводок.
22. Що називають коефіцієнтом стоку річки?
а) відношення шару стоку за розрахунковий період до шару опадів за цей же час;



- б) відношення шару стоку за розрахунковий період до модуля стоку за цей же час;
- в) відношення шару стоку за розрахунковий період до об'єму стоку за цей же час.
23. Як називаються озера, утворені шляхом перегороження річкової долини, яру, балки природною (обвал, льодовик, річкові наноси та ін.) або штучною загорожою?
- а) улоговинні; б) загатні; в) дамбові.
24. Як називаються озера, що виникли у результаті заповнення водою пустот рельєфу (ям, улоговин, печер)?
- а) карстові; б) термокарстові; в) моренні.
25. Як називають частину потенціалу водних ресурсів, що доцільно використовувати при сучасному розвитку енергетики та у недалекому майбутньому?
- а) гідроенергетичний потенціал;
- б) економічний потенціал;
- в) технічний потенціал.
26. Яка величина економічних гідроенергетичних ресурсів України?
- а) близько 12...15 млрд. кВт·год;
- б) близько 30...35 млрд. кВт·год;
- в) близько 22...25 млрд. кВт·год.
27. Як називають джерела енергії, до яких відносять енергію сонячного випромінювання, вітру, морів, річок, біомаси, тепла Землі, та вторинні енергетичні ресурси, що існують постійно або виникають періодично у довіклі?
- а) природні; б) альтернативні; в) традиційні.
28. Яка область має найбільший сумарний потенціал сонячної енергії на території України (економічно доцільний потенціал – $3,4 \cdot 10^5$ МВт·год/рік)?
- а) Одеська; б) Дніпропетровська; в) Херсонська.



29. Що називають коефіцієнтом використання енергії вітрового потоку?

- а) втрати, пов'язані із перетворенням механічної енергії у електричну;
- б) втрати енергії потоку на лопатях робочого колеса;
- в) втрати, пов'язані із перетворенням механічної енергії у електричну, а також втрати енергії потоку на лопатях робочого колеса.

30. Де зосереджена основна енергія хвилі?

- а) у середній частині;
- б) у верхній частині;
- в) у підшві хвилі.

31. Коли спостерігаються найбільші амплітуди припливів?

- а) під час повних Місяців і нових Місяців (сизигійські припливи);
- б) коли Місяць перебуває у I або III чвертях (квадратурні припливи);
- в) під час місячних затемнень.

32. Яка область за енергетичним потенціалом відходів лісу для використання у вигляді палива (за осередненим об'ємом відходів) займає провідне місце в Україні (111,0 тис.м³/рік)?

- а) Волинська;
- б) Житомирська;
- в) Рівненська.

33. Що відносять до геотермальних ресурсів?

- а) гаряча вода, сухий пар, гаряча скельна порода та підземні води під тиском;
- б) гаряча вода, гаряча скельна порода та підземні води під тиском;
- в) гаряча вода, сухий пар, та підземні води під тиском.

34. Термічний потенціал геотермальних вод якого регіону України найбільший (37 600 МВт)?

- а) Херсонська область;
- б) Закарпатська область;
- в) Автономна республіка Крим.



35. Які хімічні елементи в основному використовуються у термоядерних реакціях?
- а) ізотопи літію і калію;
 - б) ізотопи водню, гелію, літію і бору;
 - в) ізотопи урану і торію.

Тема 3. Транспортування енергоресурсів та енергії. Економія енергетичних ресурсів

36. Як називають сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, з'єднаних між собою і об'єднаних спільним режимом процесу виробництва, перетворення та розподілу електроенергії і тепла при загальному управлінні цим режимом?
- а) енергетична система;
 - б) енергетичне обладнання;
 - в) енергетична компанія.
37. Як називається основна структурна складова електростанції?
- а) дільниця;
 - б) відділ;
 - в) цех.
38. Із яких цехів складається гідроелектростанція?
- а) гідроенергетичний, гідротехнічний і трансформаторний;
 - б) гідротехнічний, турбінний і електричний;
 - в) генераторний, турбінний і трансформаторний.
39. Коли спостерігається найбільший енергоекономічний ефект від роботи ГЕС у енергосистемі?
- а) коли ГЕС працює у базисі графіка добового навантаження енергосистеми;
 - б) коли ГЕС працює у напівпіку графіка добового навантаження енергосистеми;
 - в) коли ГЕС працює у піковій зоні графіка добового навантаження енергосистеми.
40. Як називають нижню межу потужності ГЕС, що забезпечується водотоком?
- а) гарантована потужність;
 - б) пікова гарантована потужність;
 - в) установлена потужність.



41. Як називається потужність або кількість енергії, що може бути передана лініями електропередач споживачам при відсутності будь-яких порушень її експлуатаційних якостей?
- пропускна спроможність ЛЕП;
 - номінальна спроможність ЛЕП;
 - економічна спроможність ЛЕП.
42. Як називають явище, коли електричний опір ряду чистих металів і сплавів (ніобій-германій, ніобій-алюміній-германій) при температурі у декілька кельвінів скачком падає до нуля?
- градієнт нуля металу;
 - фотоэффект;
 - надпровідність.
43. Що називають терміном «економія енергії»?
- це способи зменшення виробництва продукції шляхом прийняття заходів з метою виключення значних втрат енергії і використання обмеженого природного потенціалу;
 - це способи економічного регулювання виробництва і енергоспоживання шляхом прийняття заходів з метою виключення значних втрат енергії і безконтрольного використання обмеженого природного потенціалу;
 - це способи зниження інтенсивності енергоспоживання шляхом прийняття раціональних заходів з метою виключення значних втрат енергії і безконтрольного використання обмеженого природного потенціалу.
44. Що називають терміном «енергозбереження»?
- це діяльність (організаційна, наукова, практична, інформаційна), що спрямована на раціональне використання та економне витрачання первинної та перетвореної енергії і природних енергетичних ресурсів у господарстві, що реалізується із використанням технічних, економічних та правових методів;
 - це заходи (організаційні, наукові, практичні, інформаційні), що спрямовані на зменшення виробництва первинної та перетвореної енергії і природних енергетичних ресурсів у господарстві, що реалізується із використанням технічних, економічних та правових методів;
 - це практична діяльність, що спрямована на обмеження використання та лімітування первинної та перетвореної енергії і природних енергетичних ресурсів у господарстві, що реалізується із використанням технічних, економічних і правових методів.

45. Як називають енергетичний потенціал продукції, відходів, побічних і проміжних продуктів, що утворюється у технологічних агрегатах (установках, процесах) і не використовується у самому агрегаті, але може бути частково або повністю використаний для енергопостачання інших агрегатів (процесів)?

- а) енергетичні запаси;
- б) вторинні енергетичні ресурси;
- в) технічний потенціал підприємства.

46. Які заходи не входять до державної політики стимулювання енергозбереження?

а) пріоритетне кредитування заходів щодо забезпечення раціонального використання та економії паливно-енергетичних ресурсів;

б) економічні санкції, що накладаються на юридичних і фізичних осіб за марнотратне витрачання та прямі втрати паливно-енергетичних ресурсів;

в) надання податкових пільг підприємствам-виробникам енергозберігаючого обладнання, техніки і матеріалів, засобів вимірювання, контролю та управління витратами паливно-енергетичних ресурсів.

47. Яка галузь господарства має найбільшу питому вагу у структурі потенціалу енергозбереження (58÷59%)?

- а) паливно-енергетичний комплекс;
- б) комунально-побутове господарство;
- в) промисловість.

Тема 4. Типи електростанцій

48. Як поділяються електростанції за видом джерела енергії??

- а) ТЕС, АЕС, ГЕУ;
- б) АЕС, ТЕЦ, ГЕС;
- в) АЕС, ТЕС, ГАЕС.

49. На яких ТЕС використовуються газові турбіни?

- а) паротурбінні ТЕС;
- б) парогазові ТЕС;
- в) газотурбінні ТЕС.



50. Які електростанції послідовно перетворюють хімічну енергію палива у теплову, механічну і електричну енергію?

- а) конденсаційні електростанції;
- б) теплові електростанції;
- в) теплоелектроцентралі.

51. Як називається теплова паротурбінна електростанція, у якій тепло, що виділяється при спалюванні органічного палива, перетворюються спочатку у механічну енергію, а потім – у електричну, і характерною особливістю якої є те, що відпрацьований у турбінах пар не використовується для стаціонарних потреб, а перетворюється у конденсаторах у воду, що направляється знову у паровий котел для повторного використання?

- а) конденсаційні електростанції;
- б) теплові електростанції;
- в) теплоелектроцентралі.

52. Як називається система поверхонь нагрівання для виробництва пару із води шляхом використання тепла, що виділяється при спалюванні палива, що подається у топку разом із необхідним для горіння повітрям?

- а) паровий котел;
- б) паровий конденсатор;
- в) парогазова установка.

53. Як називається тепловий двигун, що перетворює потенційну енергію пару спочатку у кінетичну енергію, а потім у механічну роботу на валу?

- а) парогазова установка;
- б) парова турбіна;
- в) паровий двигун.

54. Який пристрій призначений для пониження тиску пару після виходу його із турбіни?

- а) дифузор;
- б) котел;
- в) конденсатор.



55. Як називають електростанції, що виробляють і видають споживачам не тільки електричну, а й теплову енергію?

- а) конденсаційні електростанції;
- б) теплові електростанції;
- в) теплоелектроцентралі.

56. На що із термодинамічної точки зору на ТЕЦ витрачається найбільша кількість тепла (близько 50%)?

- а) на процес кипіння води;
- б) на процес обертання парової турбіни;
- в) на нагрівання і подачу теплової енергії споживачам.

57. Як використовуються газотурбінні установки?

- а) як джерело базисної потужності у період проходження планового навантаження у енергомережі;
- б) як джерело пікової потужності у період проходження максимуму навантаження у енергомережі, або у разі виникнення в енергосистемі аварійної ситуації;
- в) у разі виникнення в енергосистемі «провалу» графіка енергоспоживання або аварійної ситуації.

58. Скільки енергії отримується від переробки 1 кг уранового палива?

- а) близько 50 000 кВт·год;
- б) близько 35 000 кВт·год;
- в) близько 65 000 кВт·год.

59. Які вітроагрегати досягають найбільшого значення коефіцієнта використання енергії вітру ($0,46 \div 0,48$)?

- а) із концентричною віссю обертання;
- б) із вертикальною віссю обертання;
- в) із горизонтальною віссю обертання.

60. Яка вітрова електростанція найпотужніша в Україні (10,9 МВт)?

- а) Чорноморська;
- б) Донузлавська;
- в) Східно-Кримська.



ЗМІСТОВИЙ МОДУЛЬ № 2. Гідрологічні основи гідроенергетики»

Тема 5. Природа водної енергії

61. Що таке потужність водотоку?

- а) це робота, виконана за одиницю часу: $N = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H$;
- б) це робота, виконана за одиницю часу: $N = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \cdot \eta_T \cdot \eta_G$;
- в) це робота, виконана за одиницю часу: $N = \rho \cdot g \cdot t \cdot Q \cdot H$.

62. Що таке енергія водотоку?

- а) це потужність, виконана за одиницю часу: $E = 9,81 \cdot Q \cdot H \cdot t$;
- б) це потужність, виконана за одиницю часу: $E = 9,81 \cdot Q \cdot H \cdot t \cdot \eta_T \cdot \eta_G$;
- в) це потужність, виконана за одиницю часу: $E = 9,81 \cdot Q \cdot H \cdot \eta_T \cdot \eta_G$.

63. Як називається гідроелектростанція, до якої вода подається напірними трубопроводами або безнапірними водоводами?

- а) руслова;
- б) пригреблева;
- в) дериваційна.

64. Як називається верхня межа рівня води у водосховищі, при якому ГЕС та інші споруди гідровузла працюють тривалий час із збереженням нормальних запасів надійності?

- а) форсований підпертий рівень;
- б) нормальний підпертий рівень;
- в) рівень мертвого об'єму.

65. Як називається мінімальний рівень води водосховища, до якого можливе його спрацювання?

- а) форсований підпертий рівень;
- б) нормальний підпертий рівень;
- в) рівень мертвого об'єму.



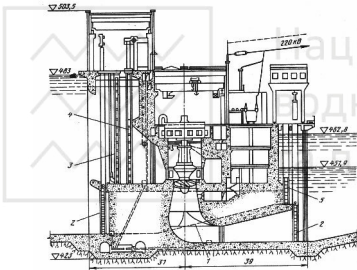
66. Як називається максимально можливий рівень води у водосховищі за умови надійності споруд при проходженні паводкових витрат?

- а) форсований підпертий рівень;
- б) нормальний підпертий рівень;
- в) рівень мертвого об'єму.

67. Як називається об'єм води, заключний між нормальним підпертим рівнем і рівнем мертвого об'єму водосховища?

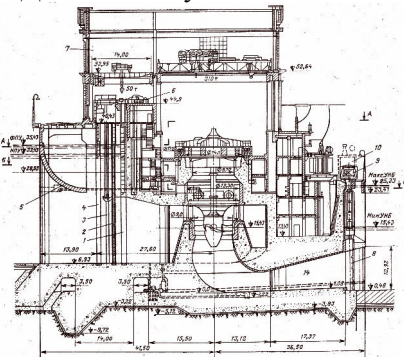
- а) форсований об'єм;
- б) корисний об'єм;
- в) мертвий об'єм.

68. До якого типу відноситься наведена на рисунку ГЕС?



- а) руслового суміщеного;
- б) пригреблевого;
- в) руслового несуміщеного.

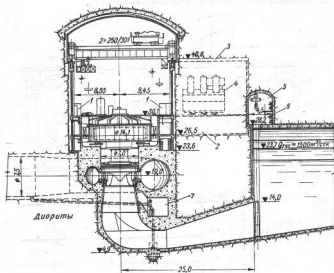
69. До якого типу відноситься наведена на рисунку ГЕС?



- а) руслового суміщеного;
- б) пригреблевого;
- в) руслового несуміщеного.



70. До якого типу відноситься наведена на рисунку ГЕС?



- а) руслового суміщеного;
- б) пригреблевого;
- в) руслового несуміщеного.

71. Які гідроакумулюючі електростанції називаються ГАЕС простого акумулювання?

- а) якщо є притік води у верхній б'єф, достатній для його спрацювання додатковими блоками ГЕС у турбінному режимі;
- б) коли будівлі насосної і гідроелектростанцій розміщені окремо;
- в) без притоку води у верхній б'єф, що виконаний у формі штучної водойми.

72. Яка мета водноенергетичного регулювання?

- а) визначення установленної потужності і виробітку електроенергії, витрат для усіх споживачів води, коливань рівнів у водосховищі та нижньому б'єфі;
- б) напір та потужність водотоку не є регульованими параметрами, регулюються лише витрати річки;
- в) визначення розрахункових витрат для усіх споживачів води (зрошення земель, водопостачання, рибного господарства і т.п.), коливань рівнів води у водосховищі та нижньому б'єфі.

Тема 6. Гідрологічні розрахунки та регулювання річного стоку

73. Що називається нормою річного стоку?

- а) максимальна величина річного стоку за період, що включає в себе не менше двох повних циклів водності при сталих фізико-географічних умовах та рівневі господарської діяльності;
- б) середня величина річного стоку за багаторічний період, що включає в себе не менше двох повних циклів водності при відносно незмінних фізико-географічних умовах та рівневі господарської діяльності в басейні;



в) мінімальна величина річного стоку за середньобагаторічний період, що включає в себе не менше трьох повних циклів водності при відносно незмінних фізико-географічних умовах.

74. Що таке коефіцієнт варіації?

а) це відношення середнього квадратичного відхилення σ_x до середнього арифметичного значення ряду x_0 ;

б) це відношення середнього арифметичного значення ряду x_0 до середнього квадратичного відхилення σ_x ;

в) це відношення середнього квадратичного відхилення σ_x до модуля стоку M_0 .

75. До якого типу річок згідно класифікації Б.Д.Зайкова відноситься більшість рівнинних річок України?

а) річки з весняною повінню та літніми паводками;

б) річки з переважаючою весняною повінню;

в) річки з переважаючими літніми паводками.

76. Який із азональних факторів має найбільший вплив на зарегульованість стоку річок?

а) розташувані у районі водозбору господарські об'єкти промислового та сільськогосподарського призначення;

б) водосховища рибогосподарського та судноплавного призначення, що розташовані в басейнах річок, а також їхнє місце розташування на водозборі і їхні об'єми;

в) озера, ставки і водосховища, що розташовані в басейнах річок, а також їхнє місце розташування на водозборі і їхні об'єми.

77. Що таке лімітуючий період?

а) це найбільш несприятливий період при використанні стоку;

б) це середньобагаторічне значення річного стоку, що лежить в основі гідрологічних розрахунків;

в) це найбільш сприятливий період при використанні стоку з гідроенергетичної точки зору.

78. Що відносять до основних елементів розрахункового гідрографа?

а) мінімальну витрату витрату Q_{min} , зарегульований об'єм $W_{зар}$, загальну тривалість повені T_n і тривалість підйому рівня води t_n ;



- б) середньобогаторічну витрату $Q_{сер}$, корисний об'єм $W_{кор}$, середню тривалість повені T і тривалість межені $t_{меж}$;
- в) максимальну витрату $Q_{P\%}$, об'єм $W_{P\%}$, загальну тривалість T і тривалість підйому t_n .

79. Що називають меженними періодами?

- а) періоди, протягом яких можна наповнювати корисний об'єм водосховища, що виникає внаслідок різкого збільшення притоку води з водозбірної площі;
- б) періоди, протягом яких спостерігається низька водність річки, що виникає внаслідок різкого зменшення притоку води із водозбірної площі;
- в) періоди, протягом яких необхідно скидати із водосховища надлишкові витрати для підтримання форсованого підпертого рівня.

80. У чому полягає тижневе регулювання стоку?

- а) у перерозподілі протягом тижня (декади) рівномірного притоку відповідно до нерівномірного щоденного споживання, що має місце у зв'язку із наявністю спільних вихідних днів;
- б) у виробництві протягом тижня постійної потужності, що подається до споживачів;
- в) у створенні протягом тижня (декади) у водосховищі запасів води, що спрацьовуються під час вихідних днів.

81. Що виражають топографічні характеристики водосховища?

- а) залежність модуля стоку (M_0), витрат води (Q) і середньої глибини ($h_{сер}$) від горизонту води у водосховищі (H);
- б) залежність площі літоралі (λ), об'єму води (V) і модуля стоку (M_0) від горизонту води у водосховищі (H);
- в) залежність площі водного дзеркала (ω), об'єму води (V) і середньої глибини ($h_{сер}$) від горизонту води у водосховищі (H).

82. Як визначають площу літоралі?

- а) її знаходять як різницю площ водного дзеркала при рівнях, що відрізняються на 1 м;
- б) її знаходять як різницю площ водного дзеркала при рівнях, що відрізняються на 2 м;
- в) її знаходять як різницю площ водного дзеркала при рівнях, що відрізняються на 5 м.



Тема 7. Гідрологічні основи гідроенергетики

83. Що називають каскадом гідроенергетичних установок?

а) це сукупність установок різного типу, розташованих на одному потоці, каналі, водоводі, в одному річковому басейні, або у різних басейнах, що мають між собою гідравлічний зв'язок за напорами і витратою;

б) це сукупність гідроенергетичних установок різного типу, розташованих в одному річковому басейні, що працюють на одну енергомережу;

в) це сукупність установок різного типу, розташованих на одному водотоці, що працюють на окремих споживачів і мають централізоване диспетчерське регулювання.

84. Що таке енерготехнологічний комплекс?

а) це комплекс підприємств, до складу якого входить ГЕУ, ТЕС або АЕС та інше промислове підприємство, які призначені для спільного виробництва продукції;

б) це гідроенергетична установка, що працює в комплексі із тепловою або атомною станцією, і покриває піки графіка навантаження енергосистеми;

в) це складне промислове підприємство комплексного призначення, до складу якого входить ГЕУ та інше промислове підприємство, які територіально і технологічно пов'язані між собою.

85. Яке завдання оптимального використання гідроенергопотенціалу на ГЕУ?

а) для заданого значення гідроенергопотенціалу $E_{ГЕУ}^{ніо}$ потрібно знайти такий режим експлуатації ГЕУ, щоб забезпечити максимум виробітку електроенергії на ній $\Delta N_{ГЕУ}$ не враховуючи ККД $\eta_{ГЕУ}$ при урахуванні різного роду обмежень і умов;

б) для заданого (підведеного) значення гідроенергопотенціалу $E_{ГЕУ}^{ніо}$ за період часу T потрібно знайти такий режим експлуатації ГЕУ, щоб забезпечити мінімум втрат енергії на ній $\Delta E_{ГЕУ}$ або максимум ККД $\eta_{ГЕУ}$ при урахуванні різного роду обмежень і умов;

в) для заданого (підведеного) значення енергопотенціалу $E_{ГЕУ}^{ніо}$ за період часу T потрібно знайти такий режим експлуатації ГЕУ, щоб забезпечити рівномірне навантаження агрегатів на ній ΔN_a .



86. Із чого складається узагальнена технологічна модель виробництва електроенергії на ГЕУ?

а) створення запасів енергоресурсу і його транспортування до гідровузла в цілому; зберігання і перерозподіл енергоресурсу у часі; транспортування енергії до гідроагрегату деривацією і напірними водоводами; перетворення енергії у гідроагрегаті; відведення води від гідроагрегату; відведення води від ГЕУ в цілому;

б) створення запасів енергоресурсу; зберігання і перерозподіл енергоресурсу у часі; перерозподіл енергії між гідроагрегатами; перетворення енергії у трансформаторі; відведення води від гідроагрегату; відведення води від ГЕУ у цілому;

в) зберігання і перерозподіл гідроенергоресурсів за територією; транспортування енергії до водоприймача; виробіток енергії і пониження її частоти у гідроагрегаті; відведення води від гідроагрегату та від ГЕУ; транспортування енергії до споживачів.

87. З чого складається баланс витрат у верхньому б'єфі?

а) із побутової витрати води; витрати водосховища; природних опадів у водосховище; випаровування води із поверхні водосховища; витрати на фільтрацію води у ложе водосховища; витрати води для задоволення потреб водогосподарської системи;

б) із природної або побутової витрати води; витрати водосховища; природних опадів у водосховище; випаровування води із поверхні водосховища; витрати води на льодоутворення; витрати на фільтрацію води у ложе водосховища і зворотне часткове повернення її при спрацюванні водосховища; витрати води для задоволення потреб учасників водогосподарської системи;

в) із природної витрати води у водосховищі; притоку води за рахунок опадів; витрати води на льодоутворення; витрати води на шлюзування; витрати на фільтрацію води у ложе водосховища і зворотне часткове повернення її при спрацюванні водосховища; витрати для задоволення потреб водогосподарського комплексу.

88. З чого складається баланс витрат у нижньому б'єфі?

а) із витрати води через гідроагрегат ГЕС; холостих скидів води; витрати води на зрошення та водопостачання населених пунктів; витрати води на випаровування у верхньому і нижньому б'єфах; бічного або місцевого притоку;



б) із витрати води через водоскиди суміщеної ГЕС; витрати води на шлюзування; витрати води на фільтрацію із верхнього б'єфу у нижній; притоку води за рахунок опадів; витрати води на льодоутворення; неенергетичних витрат води у нижній б'єф на потреби учасників ВГС;

в) із витрати води через турбіни ГЕС; холостих скидів води; витрати води на шлюзування; витрати води на фільтрацію із верхнього б'єфу у нижній; неенергетичних витрат води у нижній б'єф на потреби учасників ВГС; бічного або місцевого притоку.

89. Що називають напірними характеристиками агрегатів?

а) це залежність напору на кожному i -му агрегаті від витрати води у нижній б'єф;

б) це залежність напору кожного етапу від витрати води у нижній б'єф ГЕС;

в) це залежність напору гідроелектростанції для пригреблевих або для дериваційних ГЕС від витрати води, що подається із водосховища.

90. Що таке енергетичний потенціал водосховища?

а) це середня за певний період часу енергія, що підведена до ГЕУ при заданих фізичних параметрах водосховища;

б) це максимально можлива енергія, що підведена до ГЕУ при заданих фізичних параметрах самого водосховища;

в) це енергія, що підводиться до ГЕУ у залежності від потреб енергосистеми або окремих споживачів.

91. Як поділяються споживачі енергії із енергосистеми?

а) постійні (промисловість), сезонні (зрошення, торфорозробка) і змінні впродовж доби-тижня (комунально-побутове господарство, транспорт);

б) постійні (промисловість, судноплавство, зрошення, добування корисних копалин) і змінні впродовж тижня-місяця (комунально-побутове господарство, транспорт, рибне господарство);

в) постійні (промисловість, комунально-побутове господарство, транспорт) і сезонні (зрошення, торфорозробка).



92. Що називають каскадним регулюванням?

а) верхня ГЕС при цьому регулюванні високонапірна, великої потужності, забезпечує тривале регулювання стоку і працює у різкопіковому режимі, а нижня ГЕС має невелике водосховище короткострокового регулювання, розташовується поблизу верхньої ГЕС і перерозподіляє різкозмінний графік її попусків у рівномірну віддачу в нижній б'єф каскаду;

б) якщо можлива робота каскаду ГЕС на два графіки навантаження енергосистеми;

в) це регулювання стоку річки каскадом греблевих або дериваційних ГЕС.

93. Що називають компенсуючим електричним регулюванням?

а) це регулювання, що забезпечує максимальне витіснення ГЕС і АЕС із пікової частини графіку навантаження і підвищення гарантованої віддачі групи ГЕС без гідравлічного зв'язку за рахунок асинхронності стоку і різних видів регулювання;

б) це регулювання, що забезпечує заданий графік витрат і потужностей у потрібному місці і у часі;

в) це створення в одному місці декількох видів станцій – АЕС, ТЕС, ГЕУ, пов'язаних між собою технологічним циклом.

Тема 8. Будівлі та обладнання гідроенергетичних установок

94. Які є основні частини будівлі ГЕС?

а) агрегатна частина, верхня будівля, монтажна площадка, водоприймальна або водозабірна частина;

б) підводна частина, верхня будівля, водоприймальна або водозабірна частина;

в) гідроенергетична частина, гідротехнічна частина, водовідвідна частина.

95. Що відносять до електричного обладнання ГЕС?

а) підсилюючі трансформатори, систему власних потреб, систему контролю і управління;

б) гідрогенератор, підсилюючі трансформатори, відкритий розподільчий пристрій;

в) систему освітлення, систему вентиляції, систему збудження генератора та ін.

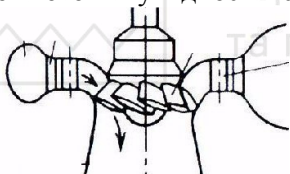
96. Що відносять до механічного обладнання ГЕС?

- а) сміттєзатримуюча решітка, затвори, байпас, аераційна труба, засоби малої механізації;
- б) затвори (аварійний і аварійно-ремонтний у водоприймачі та у відсмоктувальній трубі, передтурбінні затвори та ін.), гідропідйомник, козловий кран, грейфер;
- в) сміттєзатримуюча решітка, затвори (аварійний і аварійно-ремонтний у водоприймачі та у відсмоктувальній трубі), передтурбінні затвори, вантажопідйомне обладнання.

97. Як називається нормативно-технічна документація, яка із урахуванням накопиченого досвіду установлює системи і типи турбін, область їх застосування, а також основні параметри і розміри у залежності від передбачених типів?

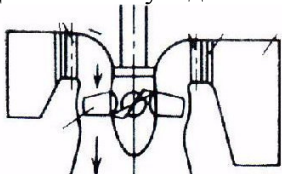
- а) характеристика гідротурбін;
- б) номенклатура гідротурбін;
- в) паспорт гідротурбін.

98. До якого типу відноситься дана турбіна?



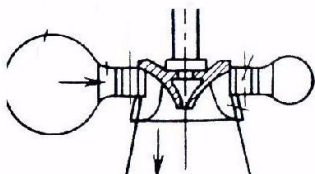
- а) поворотно-лопатева;
- б) радіально-осьова;
- в) діагональна.

99. До якого типу відноситься дана турбіна?



- а) поворотно-лопатева;
- б) радіально-осьова;
- в) діагональна.

100. До якого типу відноситься дана турбіна?



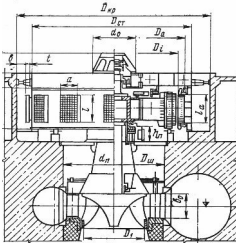
- а) поворотно-лопатева;
- б) радіально-осьова;
- в) діагональна.



101. Якого типу турбінні камери використовують при напорах від 4 до 80 м?

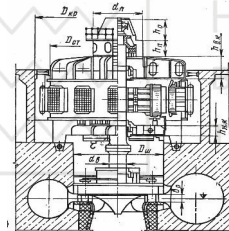
- а) прямоточні;
- б) металеві круглого поперечного перерізу;
- в) бетонні трапецієвидного перерізу.

102. Якого типу генератор зображено на рисунку?



- а) підвісного;
- б) зонтичного;
- в) горизонтального.

103. Якого типу генератор зображено на рисунку?



- а) підвісного;
- б) зонтичного;
- в) горизонтального.

104. Що відносять до допоміжного обладнання ГЕС?

- а) затвори (аварійний і аварійно-ремонтний у водоприймачі та у відсмоктувальних трубах, передтурбінні затвори та ін.), гідропідйомник, козловий кран, грейфер;
- б) систему осушення, систему технологічного водопостачання, систему водяного пожежегасіння, масляне господарство, пневматичне господарство;
- в) сміттєзатримуючу решітку, затвори, мостовий кран, козлові крани, засоби малої механізації.

Тема 9. Проектування, будівництво, пуск і експлуатація ГЕО

105. Яка частина проектно-кошторисної документації при проектуванні гідровузла уточнює розташування створу, виконуються водноенергетичні розрахунки, визначається



основний склад споруд, розробляється пускова схема ГЕУ, визначаються об'єми будівельно-монтажних робіт і складається зведений розрахунок вартості будівництва гідровузла?

- а) техніко-економічний розрахунок;
- б) техніко-економічне обґрунтування;
- в) технічний проект гідровузла.

106. На якій стадії проектування детально проектують конструкції гідротехнічних споруд, проводять усі статичні і гідравлічні розрахунки із урахуванням особливостей району будівництва, будують диспетчерські графіки регулювання, проводять теоретичні і експериментальні наукові дослідження основних елементів гідровузла?

- а) при розробці проекту;
- б) при розробці робочої документації;
- в) при складанні техніко-економічного обґрунтування.

107. Які нормативні документи України у галузі будівництва встановлюють організаційно-методичні та загально-технічні вимоги до об'єкта будівництва та промислової продукції будівельного призначення і забезпечують їх розробку, виробництво та експлуатацію?

- а) Державні стандарти (ДСТ);
- б) Державні будівельні норми (ДБН);
- в) Технічні умови (ТУ).

108. Які нормативні документи України у галузі будівництва встановлюють вимоги до конкретних видів промислової продукції будівельного призначення, її виготовлення, пакування, маркування, приймання, контролю та випробувань, транспортування і зберігання та затверджуються відповідними організаціями?

- а) Державні стандарти (ДСТ);
- б) Державні будівельні норми (ДБН);
- в) Технічні умови (ТУ).

109. Які нормативні документи України у галузі будівництва розробляються на продукцію, процеси та послуги у галузі містобудування (вишукування, проектування, територіальну



діяльність, зведення і реконструкцію об'єктів будівництва, планування і забудову населених пунктів і територій), а також у галузі організації, технології, управління і економіки будівництва?

- а) Державні стандарти (ДСТ);
- б) Державні будівельні норми (ДБН);
- в) Технічні умови (ТУ).

110. У яких нормативних документах наводяться критерії призначення класу капітальності споруд, вимоги до проектів, споруд, матеріалів, способів виконання робіт, конструктивні вимоги та основні положення проектування різноманітних споруд, методи розрахунків, способи знаходження діючих навантажень, розрахункові коефіцієнти, нормативний опір матеріалів?

- а) Державні стандарти (ДСТ);
- б) Регіональні будівельні норми (РБН);
- в) Будівельні норми і правила (СНиП або ДБН).

111. Під час якого періоду будівництва зводяться основні гідротехнічні і гідроенергетичні споруди, освоюється значна частина капіталовкладень, виконується основний об'єм будівельно-монтажних робіт і пускаються у експлуатацію перші агрегати?

- а) підготовчий період;
- б) основний період;
- в) заключний період.

112. Що входить до складу пускового комплексу?

а) загальні відомості по гідровузлу; основні показники ГЕС та пускового комплексу; склад і кошторисна вартість пускового комплексу; основні умови для забезпечення пуску перших агрегатів; коротка технічна характеристика і проект готовності споруд, обладнання та засобів управління пусковим комплексом; креслення пускового комплексу;

б) детальні відомості по гідровузлу; основні показники ГЕС; кошторисна вартість пускового комплексу; умови для забезпечення експлуатації усіх агрегатів; технічна характеристика і проект готовності споруд, обладнання та засобів управління пусковим комплексом; опис пускового комплексу;



в) узагальнюючі відомості по гідровузлу; параметри пускового комплексу; склад пускового комплексу; технічна характеристика стану споруд, обладнання і засобів управління пусковим комплексом; креслення пускового комплексу, техніко-економічний розрахунок.

113. Як називається комплекс станцій, що підпорядковуються одному керівництву і мають централізовані лабораторії, транспорт та підсобні господарства?

- а) буферні станції;
- б) пусковий комплекс ГЕС;
- в) каскадні станції.

Тема 10. Екологічні аспекти енергетики

114. Які енергетичні об'єкти сприяють виникненню блукаючих струмів, виникненню шумів, утворенню зон підвищеної напруженості електромагнітного поля?

- а) трансформаторні підстанції;
- б) атомні електростанції;
- в) лінії електропередач.

115. Що є основними відходами робочого процесу ТЕС?

- а) попіл та шлак, тверді частини диму, оксиди сірки, азоту і вуглецю, водяний пар, тепла вода, тепло, шуми і електромагнітні поля;
- б) попіл та шлак, сульфіди азоту і вуглецю, водяний пар, тепла вода, тепло, шуми і електромагнітні поля;
- в) попіл та шлак, тверді частини диму, діоксиди сірки, азоту і вуглецю, водяний пар, тепла вода, тепло.

116. Яке паливо, що використовується на ТЕС є найбільш екологічно шкідливим?

- а) вугілля;
- б) мазут;
- в) природний газ.



117. До якої категорії відносять воду від протікання радіоактивних контурів АЕС, воду після дезактивації і промивання обладнання та приміщень, стоки санітарних шлюзів, санпропускників?

- а) слаборадіоактивні стічні води;
- б) радіоактивні стічні води;
- в) сильнорадіоактивні стічні води.

118. Яке із дніпровських водосховищ затоплює найбільшу площу земель (2250км²)?

- а) Київське;
- б) Каховське;
- в) Кременчуцьке.

119. Яке з дніпровських водосховищ затоплює найменшу площу земель (410км²)?

- а) Канівське;
- б) Запорізьке (Дніпровське);
- в) Дніпродзержинське.

120. Що відносять до основних електрозахисних засобів?

- а) ізолюючі килимки, ізолюючі калоші;
- б) заземлення, електрозахистні екрани;
- в) ізолюючі штанги, показчики напруги, діелектричні рукавиці.

121. Що називається санітарно-захисною зоною?

- а) територія, напруженість електричного поля якої перевищує 1 кВ/м;
- б) територія, напруженість електричного поля якої перевищує 10 кВ/м;
- в) територія, напруженість електричного поля якої перевищує 0,1кВ/м.



ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК

А

Альтернативні (нетрадиційні)
джерела енергії – 22
Альтернативні запаси газу – 10

Антрацити – 11

Атомна енергетика – 43

Б

Біомаса – 25

Біопаливо – 26

Болото – 20

Буре вугілля – 11

В

Відсмоктувальна труба – 89

Вітроагрегат – 46, 116

Вітроенергетична установка – 46

Виробіток електроенергії – 51, 79

Водноенергетичне
регулювання – 54, 83

Водогосподарське
регулювання – 54, 69

Водосховище – 20, 70, 102, 137

Вугілля – 10

Вторинні енергетичні
ресурси – 35

Г

Газотурбінна установка – 42, 118

Геліостати – 45

Геотермальні ресурси – 26, 124

Гідроакумулююча електростанція
(ГАЕС) – 53

Гідрограф – 66, 133, 136

Гідроелектростанція – 50, 86

Гідроенергетика – 4

Гідроенергетичний потенціал – 20, 73

Гідрологія – 14

Гідрометрія – 14

Гідротурбіна – 88

Д

Деривація – 52

Дериваційна ГЕС – 50

Е

Економічний потенціал – 21

Економія енергії – 34

Електрична станція – 37

Енергетика – 4

Енергетична вежа – 45

Енергетичні запаси (резерви) – 7

Енергетичні ресурси – 4, 7

Енергія вітру – 24, 111

Енергія водотоку – 50

Енергія хвиль – 24

Енергозбереження – 34

Енергетична система – 28, 82

З

Закон України “Про
альтернативні джерела
енергії” – 22

Закон України

“Про енергозбереження” – 34

Зріджений газ – 10

К

Кам’яне вугілля – 11

Конденсатор – 40

Конденсаційна

електростанція (КЕС) – 38

Корисний об’єм водосховища – 52

Л

Лігніт – 11

Лінії електропередач – 32, 105

Літораль – 71

М

Марка вугілля – 11

Межень – 18, 67

Модуль стоку – 18



Н

- Напір – 52, 77
- Напірні характеристики ГЕС – 80
- Нафта – 8
- Непоновлювальні енергоресурси – 7
- Нетрадиційні види палива – 8
- Нетрадиційні запаси нафти – 9
- Нетрадиційні поновлювальні джерела енергії – 8
- Номенклатура гідротурбін – 87
- Нормальний підпертий рівень – 51

О

- Об'єднана енергосистема України – 13
- Об'єм стоку – 18
- Озеро – 19

П

- Паводок – 18
- Паливно-енергетичний баланс – 5
- Паливно-енергетичний комплекс – 5
- Параметри річкового стоку – 18
- Парова турбіна – 40
- Паровий котел – 40
- Парогазова установка – 43
- Первинні джерела енергії – 4
- Повінь – 18
- Поновлювальні енергоресурси – 8
- Потужність гідроагрегата – 51
- Потужність ГЕС – 41, 79
- Потужність потоку – 50, 130
- Припливи – 25
- Природні види палива – 7
- Природний газ – 9
- Припливні електростанції – 47
- Пусковий комплекс ГЕС – 95

Р

- Радіоактивні відходи – 13, 101
- Регулювання стоку річки – 54, 68
- Резервний об'єм водосховища – 52
- Рівень мертвого об'єму – 52
- Річковий басейн – 17
- Річний стік – 56, 64, 67
- Русло річки – 17

С

- Самоочищення водотоку – 104
- Система автоматизованого регулювання – 89
- Сонячна енергія (радіація) – 23
- Сонячна енергетика – 23, 45, 118
- Сонячний ставок – 45

Т

- Теплова електростанція – 38
- Теплоелектроцентраль – 41, 109
- Теплота згоряння – 11
- Термоядерна енергія – 27
- Технічний потенціал – 21
- Торій – 13
- Торф – 12
- Трансформатор – 90
- Турбінна камера – 89

У

- Умовне паливо – 5, 109
- Уран – 12

Ф

- Форсований підпертий рівень – 52

Х

- Хвильові установки – 25, 47

Ш

- Шар стоку – 18
- Швидкохідність вітроагрегату – 46, 113



ЛІТЕРАТУРА

1. Атлас енергетичного потенціалу відновлювальних та нетрадиційних джерел енергії України. – К.: Інститут електродинаміки, 2001. – 41 с.
2. Введение в гидротехнику: Учебное пособие для вузов / А. Л. Можевитинов, Г. В. Смехов и др. – Под ред. А. Л. Можевитинова. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 232 с.: ил.
3. Гидрология и гидрометрия: Практикум / А. Ф. Литовченко, В. Г. Сорокин. – К.: Вища школа, 1987. – 167 с.
4. Гидроэлектрические станции / Под ред. В. Я. Карелина, Г. И. Кривченко. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 464 с.: ил.
5. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. Справочное руководство. / Под ред. Ю. С. Васильева и Д. С. Щавелева. – М.: Энергоатомиздат. – Т.1, Т.2. – 1988. – 400 с: ил, 386 с.
6. Золотухін В. І., Лутаєв В. В. Водноенергетичні розрахунки при проектуванні ГЕС: Навчальний посібник. – Рівне: НУВГП, 2005. – 204 с.: іл.
7. Коротун І. М., Коротун Л. К., Коротун С. І. Природні умови і ресурси України. – Рівне: УДАВГ, 1997. – 175 с.: іл.
8. Инженерные решения по охране труда в строительстве / Под ред. Г. Г. Орлова. – М.: Стройиздат, 1985. – 278 с.: ил.
9. Кривченко Г. И. Гидравлические машины. Турбины и насосы. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 320 с.: ил.
10. Маковський А. М., Філіпович Ю. Ю. Енергоресурси та гідрологічні основи гідроенергетики: Навч.посібник. – Рівне: НУВГП, 2010. – 130 с.: іл.



11. Малинин Н.К. Теоретические основы гидроэнергетики. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.: ил.
12. Методичні вказівки до вивчення курсу „Основи проектної справи в гідротехніці” / В. Д. Дупляк, О. А. Рябенко. – Рівне: УДУВГП, 2004. – 67 с.
13. Назаров М. Т. Гідроелектричні станції. Багатофакторні задачі. – К.: УМК ВО, 1992. – 104 с.: іл.
14. Непорожний П. С., Обрезков В. И. Введение в специальность: Гидроэнергетика: Учебное пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.: ил.
15. Пашков Н. Н., Долгачев Ф. М. Гидравлика. Основы гидрологии. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 384 с.: ил.
16. Сливка П. Д., Новосад Я. О., Будз О. П. Гідрологія та регулювання стоку: Навч. посібник // Рівне: УДУВГП, 2003. – 288 с.: іл.
17. Энергетика // Под ред. И. Т. Швеца. – М.: Машгиз, 1961. – 501 с.



ЗМІСТ

Передмова	3
1. Методичні рекомендації до вивчення тем змістових модулів	4
Змістовий модуль № 1. «Енергоресурси»	4
Тема 1. Значення енергетики та гідроенергетики для галузей господарства	4
Тема 2. Оцінка та сучасний стан енергетичних ресурсів	7
Тема 3. Транспортування енергоресурсів та енергії. Економія енергетичних ресурсів	28
Тема 4. Типи електростанцій	37
Змістовий модуль № 2. «Гідрологічні основи гідроенергетики»	49
Тема 5. Природа водної енергії.	49
Тема 6. Гідрологічні розрахунки та регулювання річного стоку	56
Тема 7. Гідрологічні основи гідроенергетики	73
Тема 8. Технологічна схема перетворення енергії на гідроенергетичних установках	86
Тема 9. Проектування, будівництво, пуск і експлуатація гідроенергетичних об'єктів	92
Тема 10. Екологічні аспекти енергетики	97
2. Плани практичних робіт	107
Практична робота № 1. Основні фізичні величини. Еквівалентність тепла і роботи	108
Практична робота № 2. Розрахунок витрати умовного палива на ТЕЦ	109
Практична робота № 3. Розрахунок вітроенергетичної станції	111
Практична робота № 4. Розрахунок сонячної електростанції	117
Практична робота № 5. Розрахунок геотермальних енергетичних установок	123
Практична робота № 6. Визначення гідроенергетичного потенціалу водотоку. Побудова кадастрових графіків	129
Практична робота № 7. Коригування природного гідрографа стоку річки за умов його комплексного використання	133



Національний університет

водного господарства

та природокористування

Практична робота № 8. Визначення оптимальної глибини спрацювання водосховища	137
Практична робота № 9. Визначення тривалості замулення мертвого об'єму водосховища	142
Додатки	145
Додатки 1-9. Вихідні дані до практичних робіт	146
Додаток 10. Програма навчальної дисципліни «Енергоресурси та гідрологічні основи гідроенергетики»	157
Додаток 11. Завдання для самостійної роботи	162
Додаток 12. Контрольна тестова програма	165
Предметний показчик	192
Література	194



Національний університет
водного господарства
та природокористування



Філіпович Юрій Юрійович

**«ЕНЕРГОРЕСУРСИ
ТА ГІДРОЛОГІЧНІ ОСНОВИ
ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ.
ПРАКТИКУМ»**

Навчальний посібник



Друкується в авторській редакції

Комп'ютерний набір

Філіпович Ю.Ю.

Підписано до друку _____ 2013 р. Формат 60x80 ¹/₁₆.
Папір друкарський № 1, Гарнітура Times. Друк ізографічний.

Ум.-друк.арк. _____ Обл.-вид.арк. _____

Тираж 100 прим. Зам. № _____

*Редакційно-видавничий центр
Національного університету водного господарства та
природокористування 33028, м.Рівне, вул.Соборна, 11.*

*Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи до
державного реєстру видавців, виготовників і
розповсюджувачів видавничої продукції
РВ № 31 від 26.04.2005 р.*