

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

В.І. Будько, П.Ф.Васько, С.Т. Пазич

НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК

ГІДРОЕНЕРГЕТИКА

КУРС ЛЕКЦІЙ

Рекомендовано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського як навчальний посібник для здобувачів ступеня бакалавра спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Київ 2023

Гідроенергетика: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: В.І. Будицький, П.Ф. Василько, С.Т. Пазич, /КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 13,6 Мбайт). – Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2023. – 205 с.

Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського (протокол № 5 від 23.02. 2023 р.) за поданням Вченої ради Факультету електроенергетехніки та автоматики (протокол № 6 від 26.12.2022 р.)

Електронне мережне навчальне видання

НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК

ГІДРОЕНЕРГЕТИКА

КУРС ЛЕКЦІЙ

Укладачі	<i>Будицький Василь Іванович</i> , докт. техн. наук, доцент, завідувач кафедри відновлюваних джерел енергії ФЕА <i>Василько Петро Федосійович</i> , докт. техн. наук, завідувач відділу гідроенергетики Інститут відновлюваної енергетики НАН України <i>Пазич Сергій Тарасович</i> , канд. техн. наук, асистент кафедри відновлюваних джерел енергії ФЕА
Відповідальний	<i>Будицький М. О.</i> , канд. техн. наук, доцент, доцент кафедри відновлюваних джерел енергії ФЕА
Рецензент	<i>Пушкар Микола Васильович</i> , канд. техн. наук, доцент, доцент кафедри автоматизації електромеханічних систем та електроприводу

Посібник містить матеріали для 27-ми лекційних занять, про способи, методи і технології перетворення енергії водотоків з метою виробництва електричної енергії, економічну ефективність і екологічну доцільність спорудження та експлуатації гідроелектростанцій різних типів, переваги та недоліки їх використання, а також роль гідроенергетики у функціонуванні енергосистеми держави. В наведених матеріалах містяться роз'яснення принципів роботи сучасних гідроелектричних станцій. Засвоєння даного матеріалу допоможе студентам вміти правильно визначати роль і місце гідроенергетики як важливої складової паливно-енергетичного комплексу країни, визначати механізми впливу при використанні гідроенергетичних ресурсів на розвиток енергетики та держави, в тому числі на екологічну та соціальну сфери її діяльності.

© В.І. Будицький, П.Ф. Василько, С.Т. Пазич
©КПІ ім Ігоря Сікорського, 2023

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ.....	5
Вступ.....	7
РОЗДІЛ 1. ЗАСАДИ МАЛОЇ ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ.....	8
1.1 Природа енергії води.....	8
1,2 Основні поняття гідрології.....	9
1.3 Етапи розвитку малої гідроенергетики України.....	16
1.4 Потенціал використання гідроенергетичних ресурсів основних малих річок України.....	22
1.5 Законодавчі стимули щодо малої гідроенергетики України (Зелений тариф).....	30
1.6 Оцінка технічного потенціалу гідроенергетичних ресурсів малих річок України.....	33
1.7 Екологічні аспекти розвитку гідроенергетики в Україні.....	39
1.8 Нормативно-правові аспекти використання в Україні гідроенергетичного потенціалу зворотних вод технологічних процесів за "зеленим тарифом" на генеровану електроенергію.....	49
РОЗДІЛ 2. ОСНОВНІ ПОЛОЖЕННЯ ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ.....	58
2.1 Природний та технічний потенціал гідроенергетичних ресурсів водотоків.....	58
2.2 Імовірнісні параметри та характеристики розподілів витрат води стоку річки.....	66
2.3 Технічні схеми гідроелектричних станцій та основне енергетичне обладнання	73
2.4 Параметри та характеристики гідротурбін.....	95
2.5 Допоміжне обладнання і системи гідроагрегатів.....	106
2.6 Параметри та характеристики електричних генераторів гідроелектричних станцій.....	120
2.7 Експериментальні дослідження моделей гідротурбін на гідродинамічних стендах та натурні випробовування.....	129

РОЗДІЛ 3. МЕХАНІЧНІ ТА ЕНЕРГЕТИЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ, ДИНАМІЧНІ РЕЖИМИ РОБОТИ ГІДРОЕЛЕКТРИЧНИХ АГРЕГАТІВ.....	133
3.1 Визначення характеристик гідротурбін за результатами модельних випробувань.....	133
3.2 Побудова механічних та енергетичних характеристик гідротурбін за змінних параметрів водотоку та частоти обертання.....	141
3.3 Динамічні режими роботи гідротурбін.....	146
3.4 Квазістаціонарні режими роботи керованих генераторів за змінної частоти обертання.....	152
3.5 Динамічні режими роботи генераторів гідроагрегатів.....	158
РОЗДІЛ 4. РОБОТА ГЕС В ЕНЕРГОСИСТЕМІ, ВПЛИВ ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ НА ЕКОЛОГІЮ ВОДОЙМ	165
4.1 Технологія проектування гідроенергетичних вузлів Організаційна схема створення гідроенергетичних вузлів.....	165
4.2 Складові частини проекту гідроенергетичних вузлів.....	172
4.3 Встановлена потужність ГЕС та їх робота в енергосистемі.....	177
4.4 Короткочасне регулювання на ГЕС.....	184
4.5 Вплив гідроенергетичних споруд на екологію Водосховища і навколишня природа.....	190
4,6 Вплив гідроенергетичних систем на екологію.....	196
4.7 Заходи з охорони природного середовища.....	200
ПЕРЕЛІК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	205

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

- ГЕС – гідроелектрична станція;
МГЕС – мала гідроелектрична станція
ГАЕС – гідроакумулювальна енергетика;
АЕС – атомна електростанція;
ТЕС – теплова електростанція;
ВДЕ – відновлювані джерела енергії;
ВЕС – вітроелектрична станція;
СЕС – сонячна електрична станція;
ФЕС – фотоелектрична електрична станція;
ПЕС – припливна гідроелектрична станція;
НПР – нормальний підпірний рівень;
ФПР – форсування підпірного рівня;
ТП – трансформаторні електропідстанції;
МНУ – маслонапорна установка;
АГ – асинхронний генератор;
СГ – синхронний генератор;
АСМ – асинхронізована електрична машина
АМ – асинхронізована машина;
ХНХ – характеристика холостого ходу;
ЕРС – електрорушійна сила;
ХКЗ – характеристика короткого замикання;
ІНХ – індукційна навантажувальна характеристика;
БСК – батарея статичних конденсаторів;
САР – системою автоматичного регулювання;
СПЧ – статичні перетворювачі частоти;
БСПЧ – безпосередні статичні перетворювачі частоти;
ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;
ТЕР – техніко-економічні розрахунки;
ОДУ – об'єднане диспетчерське управління;

ОЕС – об'єднана електроенергетична система;

ДБН – державні будівельні норми;

ККД – коефіцієнт корисної дії;

ОВНС – оцінки впливів на навколишнє середовище;

НКРЕ – національна комісія, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики;

ЦСР – цілі сталого розвитку;

ООН – організація об'єднаних націй;

ДСТУ – державні стандарти України;

ОВД – оцінка впливу на довкілля;

кВт – кіловат;

МВт – мегават;

ГВт – гігават.

ВСТУП

Вивчення курсу “Гідроенергетика” як вибіркової дисципліни спрямовано на формування фахівця, який має ґрунтовні знання стосовно технологій перетворення енергії водотоків з метою виробництва електричної енергії, вмє використовувати ці знання для пошуку оптимальних рішень при створенні систем енергозабезпечення споживачів різного профілю (промислових чи побутових), при впровадженні відповідних заходів для збереження оточуючого середовища, а також здатний ефективно застосовувати отримані знання при дослідних, проектно-конструкторських, технологічних та експлуатаційних роботах.

Дисципліна “Гідроенергетика” відноситься до циклу вибірових освітнітніх компонентів з кафедрального Ф-каталогу підготовки бакалавра і базується на знаннях, отриманих студентами з попередніх курсів теоретичної електротехніки, фізики, математики, електротехнічних матеріалів. Знання, отримані при вивченні даної дисципліни, в подальшому є доповнюючими для вивчення наступних дисциплін: «Електрична частина станцій та підстанцій», «Комплексне використання відновлюваних джерел енергії» та інших.

Метою вивчення дисципліни є доповнення по закріпленню студентами наступних здатностей: (K02) Здатність застосовувати знання у практичних ситуаціях. (K03) Здатність спілкуватися державною мовою як усно, так і письмово. (K05) Здатність до пошуку, оброблення та аналізу інформації з різних джерел. (K08) Здатність працювати автономно. (K12) Здатність вирішувати практичні задачі із залученням методів математики, фізики та електротехніки.

Програмні результати навчання: (ПР04) Знати принципи роботи біоенергетичних, вітроенергетичних, гідроенергетичних та сонячних енергетичних установок. (ПР07) Здійснювати аналіз процесів в електроенергетичному, електротехнічному та електромеханічному обладнанні, відповідних комплексах і системах. (ПР09) Уміти оцінювати енергоефективність та надійність роботи електроенергетичних, електротехнічних та електромеханічних систем. (ПР13) Розуміти значення традиційної та відновлюваної енергетики для успішного економічного розвитку країни. (ПР20) Знати існуючі підходи до проектування, виготовлення, випробувань та експлуатації обладнання та устаткування нетрадиційної та відновлюваної енергетики. (ПР22) Знати електрофізичні та теплотехнічні процеси і явища, що відбуваються в обладнанні та устаткуванні нетрадиційної та відновлюваної енергетики. (ПР23) Знати існуючі конструкції обладнання та устаткування призначеного для перетворення енергії відновлюваних джерел в електричну та інші види енергій. (ПР24) Знати методи вирівнювання електротехнічних характеристик обладнання та устаткування нетрадиційної та відновлюваної енергетики. (ПР25) Знати заходи підтримки та зміни режимів роботи систем електроживлення, обладнання електричних станцій та об’єктів відновлюваної енергетики, систем блискавкозахисту та захисту від перенапруг.

РОЗДІЛ 1. ЗАСАДИ МАЛОЇ ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

1.1. Природа енергії води

Гідравлічна енергія річок невичерпна, бо вона є якоюсь часткою енергії Сонця. Саме Сонце своїм промінням випаровує воду з поверхні суші та дзеркала озер, морів і океанів. Далі повітряні потоки, якими теж рухає Сонце, переносять пару через товщі і простори атмосфери, звідки вона випадає на Землю у вигляді дощу та снігу.

Значна частина води під впливом сили тяжіння рухається по схилах земної поверхні і, збираючись у водні потоки, річки, неуклібно прямує вниз. Сходячись в знижених частинах поверхні широкими могутніми спокійними потоками або швидкими стремнінами з водоспадами і водовертю, вода вливається до природних малих і над великих водоймів. Під дією сонячного випромінювання вона знову випаровується з поверхні морів і океанів, виникають повітряні потоки, що розносять водяні пари по земній поверхні. Сконденсувавшись в атмосфері, водяні пари у вигляді дощу або снігу знову повертаються на землю. Таким чином, вода безперервно включається в нескінченну природну круговерть, що становить одну з основ життя на Землі.

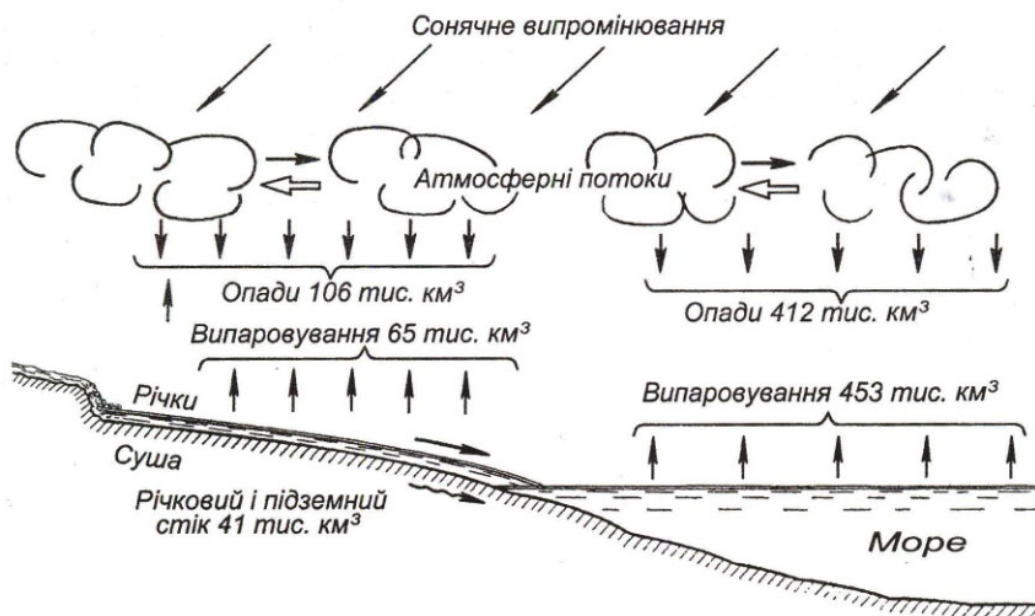


Рис.1.1 – Круговерть води в природі

Маса води, що проходить по руслу від витоків до гирла, опускається з деякої висоти до рівня моря або озера, втрачаючи енергію і виконуючи роботу. Природно ця робота витрачається на розмив берегів та дна річок, на транспортування продуктів розмиву і на подолання опору нерівностей ландшафту та русла, що трапляються на її шляху. Зрештою енергія води перетворюється на теплову і розсіюється. Проте потоки води (джерело гідравлічної енергії) безперервно поновлюються круговертю води за рахунок енергії Сонця

Створивши на річках штучні гідротехнічні споруди, можна використовувати частину гідравлічної енергії для потреб людського суспільства. Галузь науки і техніки, що охоплює проблеми використання енергії води у водотоках і водоймищах, називається **гідроенергетикою**.

Енергія води екологічно чиста, бо вона є продуктом діяльності живої природи, але використання цієї енергії людиною дуже часто буває небезнаслідковим для екології. За своєю природою водна енергія умовно розподілена упродовж спадаючого водяного потоку, і в такому вигляді для ефективного використання вона малоприсадаблена. Яскравий приклад тому - древній двигун у вигляді нижньобійного водяного колеса, яке не потребувало ніякої греблі, але, будучи найбільш екологічно чистим водяним двигуном, водночас було і найменш ефективним двигуном серед водяних коліс інших типів.

На шляху максимального використання енергії водяного потоку постають певні завдання і проблеми: можливість концентрації енергії у вигляді напору, підведення і відведення потоку, затоплення прилеглих земель та зрошування ланів, негативний вплив на рибне господарство, проблеми судноплавства, загальний вплив на екологічну обстановку.

1.2. Основні поняття гідрології

Гідроелектростанції для вироблення електричної енергії використовують річковий стік, закономірності зміни якого вивчає наука **гідрологія**.

Гідрологія займається вивченням природних вод, явищ і процесів, що протікають в них, а також процесів, що визначають розповсюдження вод по земній поверхні і в товщі ґрунтів. Важливою частиною гідрології є вивчення закономірностей, за якими ці явища і процеси розвиваються. Вона складається з декількох розділів, з яких для гідроенергетиків найбільше значення має розділ «*Гідрологія суші*», який охоплює також “*Гідрологію річок*” і “*Інженерну гідрологію*”.

Гідрологія суші - частина гідрології, що займається вивченням вод суші. Гідрологія річок вивчає гідрологічний режим річок. Цей розділ складається з гідрографії (описи конкретних водних об'єктів), вчення про стік, вчення про руслові процеси.

Інженерна гідрологія безпосередньо пов'язана з практичним доповненням гідрології до вирішення інженерних водогосподарських і водноенергетичних задач. Переважно, це область гідрологічних розрахунків і прогнозів. Завданнями інженерної гідрології є отримання і аналіз даних про річковий стік і його характеристики.

Водні ресурси земної кулі величезні. З них нікчемну частку об'єму гідросфери складають прісні води. Основні запаси води гідросфери зосереджені в світовому океані (близько 94%), більше 5% - в льодовиках і підземних горизонтах, решта - у всіх гідросферах, що становлять (0,026%).

Головну роль в господарському використанні водних ресурсів відіграють річкові води. Характерною їх особливістю є щорічна поновлюваність в результаті круговерті води в природі і нерівномірності розподілу в часі і просторі.

Річковий стік утворюється за рахунок опадів, які випадають на поверхню суші. Частина цих опадів перетворюється на стік, безпосередньо потрапляючи в річки з поверхні землі, і називається поверхневим стоком річок. Інша частина опадів просочується в ґрунт, утворюючи запаси підземних вод, які є джерелом підземного стоку річок.

Річковий стік частково випаровується в атмосферу, а частково використовується для господарських потреб людини. При цьому вода або

безповоротно втрачається для річки, ввійшовши до складу вироблюваної продукції чи випаровуючись в атмосферу, або повертається в річку у вигляді поворотних стічних вод.

Значна частина стоку великого числа річок потрапляє в океани, моря або озера. Тут річкові води разом з опадами, що випадають на поверхню океанів, морів і озер, переміщуються із запасами їх вод і частково випаровуються під впливом сонячної енергії. Відмінності в нагріві сонцем земної поверхні в тропіках і полярних областях, в океані і на суші породжують циркуляцію земної атмосфери. Схема циркуляції - підйом нагрітого повітря в тропіках, перетікання в холодні полярні області, охолодження, опускання і зворотний рух в нижніх шарах до екватора, - багато разів ускладнюється за рахунок відхиляючої дії обертання Землі, наявності гірських хребтів, локальної циркуляції між сушею і океаном і т. ін.

Більше 500 тис. км³ води щорічно випаровується з поверхні океанів і річок, більше 350 тис. км³ випадає у вигляді опадів назад в океан. Решта, близько 150 тис. км³, за рахунок загальної циркуляції земної атмосфери переноситься в пароподібному стані і випадає у вигляді опадів над сушею, перетворюючись частково на річковий стік в новому циклі круговороту води в природі.

Якщо нехтувати перетіканнями підземного стоку з одного басейну в інший, то рівняння водного балансу басейну якої-небудь річки в середньому для багаторічного періоду може бути записане в такому вигляді:

$$y = x - z, \quad (1.1)$$

де y - річковий стік, x - опади, z - випаровування.

Стік, опади і випаровування звичайно виражаються в міліметрах шару води, який ніби рівномірно покриває площу водозбірного басейну F , м² або км². Їх можна виразити також в об'ємах W , м³ або км³. Об'єм стоку W і висота шару стоку y зв'язані співвідношенням:

$$y = \frac{W(\text{м}^3) \cdot 10^3}{F(\text{м}^2)} (\text{мм}), \quad (1.2)$$

Відношення стоку до опадів називається *коефіцієнтом стоку*.

$$\eta = \frac{y}{x}, \quad (1.3)$$

Він показує, яка частина опадів перетворюється на стік. На території України в басейнах Чорного і Азовського морів коефіцієнт стоку варіює в межах 0,2 - 0,3.

Кількість опадів і випаровування істотно різні в різних районах країни, неоднакові в окремі періоди року і протягом різних років. Це визначає нерівномірність розподілу річкового стоку по окремих басейнах і в часі. У внутрішніх басейнах України річковий стік досягає 50 -100 мм.

Особливе положення з точки зору нерівномірності стоку посідають річки Карпат, які нараховують понад 28 тисяч і мають гірський характер. Характерна особливість їх розташування визначається тим, що атмосферні фронти, проходячи над Карпатами, зумовлюють часті та інтенсивні опади.

Живлення річок забезпечується за рахунок дощу, сезонного снігу, ґрунтових та підземних вод. Самі опади, як такі, не мали б такого негативного впливу, якби не особливість русел карпатських річок. Вони пролягають у вузьких каньйонах, глибина їх невелика (один або декілька метрів), а швидкість течії досягає 3 - 5 м/с. Ухили русел річок стрімкі із частими порогами і водопадами. За таких умов всякі більш-менш значні дощі викликають катастрофічного характеру, переповнення русел, коли стрімкі бурхливі потоки води розмивають автодороги і залізниці, зносять мости і гідротехнічні споруди, змивають посіви з полів, руйнують будинки, промислові та сільськогосподарські споруди. Стрімкі течії розмивають також і русла, підмивають круті береги. Безперервне переформування і блукання русел також завдає значної шкоди народному господарству.

Найбільший інтерес для проектування і експлуатації ГЕС мають дані про витрати води в річках, які є основою всіх практичних розрахунків регулювання і використання річкового стоку. Вимірювання елементів режиму річки, прийоми первинної їх обробки вивчаються в спеціальних розділах гідрології - *гідрометрії*.

Друга стадія полягає в узагальненні результатів вимірювань, що дозволяють виявити безперервну протягом тривалого проміжку часу послідовність зміни режиму річки, її фізичні передумови і статистичні закономірності. Метою такого вивчення є створення *математичних моделей річкового стоку*, які дозволяють переносити виявлені закономірності його зміни в часі з періоду спостережень на період майбутньої експлуатації проєктованих гідроелектростанцій.

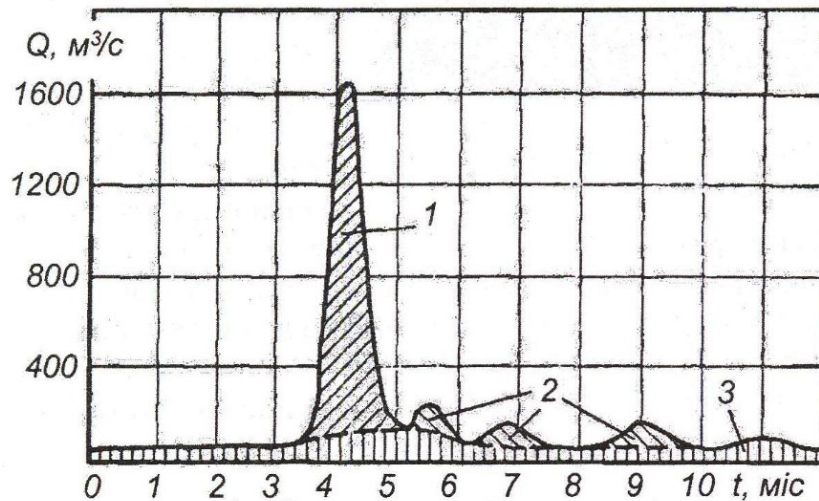


Рис.1.2 – Гідрограф річки із весняною повінню східно-європейського типу:
1 – снігове живлення; 2 – дощове живлення; 3 – живлення підземними водами

В процесі вивчення річкового стоку доводиться зіставляти або різні річки, або одну річку в різних створах, або одну, або декілька річок, але в різні проміжки часу. Щоб уніфікувати і зробити більш наочними такі зіставлення в інженерній гідрології застосовується спеціальна група вимірників.

Витрата води $Q, \text{м}^3/\text{с}$, це - миттєва (секундна), середньодобова, середньодекадна, середньомісячна, середньорічна, середньобагаторічна. Тобто, це - середня витрата води за той або інший проміжок часу. Основною характеристикою річки є середньобагаторічна витрата $Q_{\text{CP}}, \text{м}^3/\text{с}$ яка відповідає середньому стоку, тобто кількості води, що проходить по річці в середньому за багаторічний період спостережень.

Модульний коефіцієнт k - відношення середньої витрати річки за i -й інтервал часу до середньобагаторічної:

$$k = \frac{Q_i}{Q_{\text{CP}}}, \quad (1.4)$$

Модуль стоку $q, \text{л}/(\text{скм}^2)$ - витрата води, що поступає в річку з одиниці площі водозбору. Обчислюється як миттєва витрата, що характеризує інтенсивність живлення річки в кожен даний момент часу, так і середня витрата, відповідна середній за цей період витраті води в річці.

Для наочного зображення коливань стоку річок служить спеціальна система графіків. Основним початковим графіком є хронологічний графік зміни витрат води в річці - **гідрограф**.

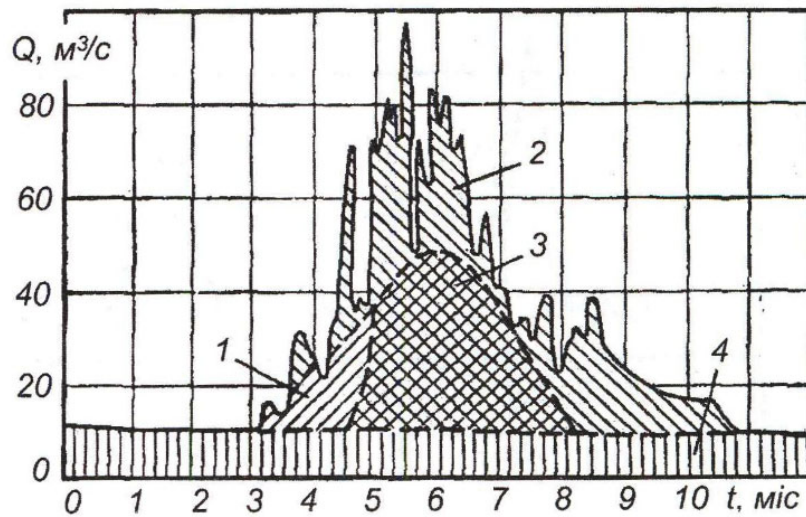


Рис.1.3 – Гідрограф гірської річки тянь-шанського типу з повінню в тепле півріччя: 1 - дощове живлення; 2 - снігове; 3 - льодовикове та високогірне снігове; 4 - живлення підземними водами

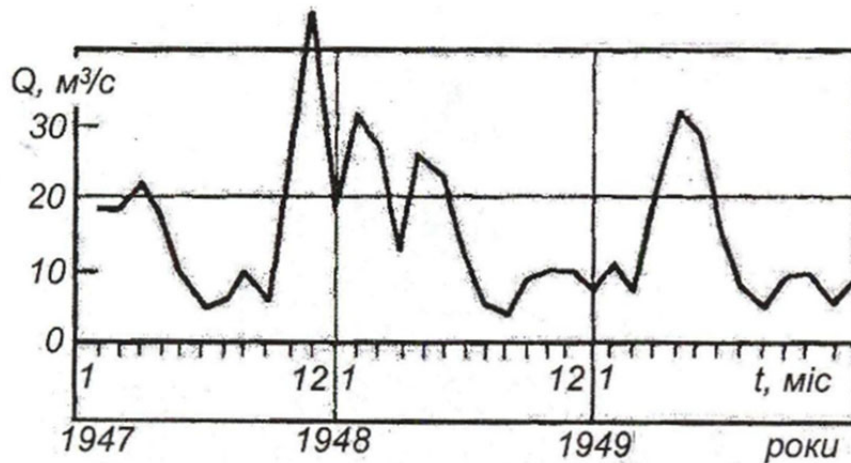


Рис1.4 – Гідрограф річки Сочинки з повеневим режимом причорноморського типу

Прийнято розрізняти три типові стани витрат річки, які виразно видно на її гідрографах: межень, повінь і паводок.

Межень - період внутрішньорічного циклу, протягом якого стійко спостерігається низька водність, що виникає внаслідок зменшення притоку води з водоскидної площі. У ці періоди переважне значення в річковому стоці мають підземні води, що дренуються гідрографічною мережею. На багатьох рівнинних річках розрізняють зимову і літню межень.

Повінь - фаза водного режиму річки, що характеризується найбільшою впродовж року водністю, високим і тривалим підйомом рівня, звичайно супроводжуваним виходом річки з русла на пойму. Викликається одним з

головних джерел живлення річок: на рівнинних річках - сніготаненням (весняна повінь), на високогірних - таненням снігу і льодовиків (літня повінь), в мусонних і тропічних зонах - випаданням літніх дощів та ін. Для річок однієї кліматичної зони повінь повторюється щорічно в один і той же сезон, проте з різною інтенсивністю і тривалістю.

Паводок - швидкий, порівняно короткочасний підйом рівня, води в якому-небудь фіксованому створі річки, який завершується майже таким же швидким спадом і який виникає, на відміну від повені, нерегулярно. Підйом рівня і збільшення витрати води при паводку можуть в окремих випадках перевищувати рівень і найбільшу витрату у повінь. Паводок зазвичай виникає від дощів, але в умовах нестійкої зими може бути обумовлений інтенсивним короткочасним сніготаненням. В процесі переміщення паводку по річці утворюється паводкова хвиля.

У гідрології існують різні класифікації річок за ознаками їх режиму і живлення. Класифікація охоплює три групи типів річок:

1. Річки з *весняною повінню*. До цієї групи входять п'ять типів річок, що відрізняються інтенсивністю проходження повені (казахстанський, східноєвропейський, західносибірський, східносибірський, алтайський).
2. Річки з *повінню*, приуроченою до теплого півріччя. У цю групу входять річки далекосхідного і тянь-шанського типів (до останнього відносяться також річки Кавказу і Камчатки).
3. Річки з *паводковим режимом*, у яких немає визначеної щорічної повені, що повторюється. До цієї групи відносяться три типи річок (причорноморський, кримський, північнокавказький).

Абсолютно очевидно, що річки з різними режимами живлення мають гідрографи різного вигляду. На рис. 1.2. показаний гідрограф річки з весняною повінню східноєвропейського типу і на рисунку рис.1.3 - гідрограф річки з повінню, приуроченою до теплого півріччя тянь- шанського типу, а на рисунку 1.4 - гідрограф річки з паводковим режимом причорноморського типу.

Льодові явища в річках багатьох районів нашої країни значно впливають на роботу гідротехнічних споруд гідроелектростанцій і нерідко приводять до порушення їх нормальної роботи. Тому льодові явища здавна служать предметом наукових досліджень в інженерній гідрології. Формування льоду у водних об'єктах (водоймищах і водотоках) починається за умов мінусових температур одночасно з переохолодженням води.

1.3. Етапи розвитку малої гідроенергетики України. Вихідні дані

На території України протікає 63119 річок і струмків загальною довжиною понад 206 тис. км. З них 93% (60 тис.) є дуже малими (довжиною менше 10 км). Малих річок довжиною понад 10 км налічується 219, а їхня загальна довжина становить близько 74 тис. км. Середніх річок нараховується 81 із загальною довжиною в межах України 15488 км. Такі характеристики річок як густота річкової мережі, величина стоку, водоносність, сезонні та багаторічні зміни залежать від клімату, рельєфу, геологічної основи, рослинного покриву, культурного освоєння та забудови місцевості, водокористування. Ресурс поверхневих вод України наведено на рис.1.5.



Рис.1.5 – Карта поверхневих вод України

Бурхливий розвиток малої гідроенергетики в Україні розпочався на початку ХХ століття. Будівництво малих ГЕС було започатковане в 1923 р. До цього часу водна енергія використовувалася гідромеханічними установками. Була тільки одна ГЕС на р. Південний Бугу м. Тиврів, побудована в 1912 р. У 1924 р. в експлуатації знаходились 84 малі ГЕС загальною потужністю 4000 кВт (середньозважена потужність 47,6 кВт). У 1928 р. було зареєстровано вже 3707 гідроустановок загальною потужністю 44 тис. к.с. (близько 32,4 тис. кВт), зокрема 770 турбінних установок загальною потужністю 21 тис. к.с. (близько 15,5 тис. кВт). В кінці 1929 р. малих ГЕС було вже 150 (сумарна потужність 8400 кВт, середня потужність 56 кВт).

Спочатку були побудовані порівняно великі гідроелектростанції: Вознесенська (1929 р., 840 кВт) і Первомайська (близько 1000 кВт) на р. Південний Буг, Бузька (введена в експлуатацію в 1929 р., потужність 565 кВт), Сутиська (1927 р., розширена в 1935 р. до 1000 кВт).

У 1934 р. споруджена Корсунь-Шевченківська станція (1650 кВт), яка була однією з найдосконаліших МГЕС та стала основою першої в Україні і в СРСР місцевої Корсунь-Шевченківської сільської енергосистеми з дуже високими для того часу економічними показниками (існувала до 1957 р.). До її складу увійшли та працювали паралельно ще Юрківська ПТЕС (2000 кВт), Стеблівська ГЕС (2800 кВт), Дибненська ГЕС (560 кВт).

В 1935 - 1937 рр. з найбільш відомих введені в експлуатацію Шумська (120 кВт), Потуська (32 кВт), Писаревська (160 кВт), Білоусівська (88 кВт), Березовська (108 кВт), Клебанська (64 кВт) та багато інших МГЕС.

З 1939 р. в Україні починається будівництво дрібних колгоспних гідроелектростанцій. За два роки їх було побудовано 78 одиниць, потужністю 15-50 кВт кожна. XVIII з'їзд ВКП(б) в 1939 році прийняв рішення широко розгорнути будівництво дрібних колгоспних гідростанцій.

У період 1939-1940 рр. малі ГЕС будувалися, головним чином, з використанням готових споруд, гребель млинових будівель, а іноді навіть турбін, що стояли на млинах. Новими ГЕС у цей період була Боярська станція в Київській області (15 кВт), Літвіновичеська ГЕС у Сумській області (35 кВт), Будищанська ГЕС у Чернігівській області (60 кВт) та ряд інших. До початку Великої Вітчизняної війни в УРСР нараховувалося близько 100 малих сільських гідроелектростанцій загальною потужністю до 9 тис. кВт. За час німецької окупації значна частина цих гідростанцій була зруйнована.

Відновлення сільських гідростанцій почалося з перших днів визволення території України. У 1945-1946 р. в Україні було введено в експлуатацію 293 малі ГЕС загальною потужністю 5180 кВт. Закон про «П'ятирічний план відновлення і розвитку народного господарства СРСР», який був прийнятий у березні 1946 р., визначав програму будівництва малих ГЕС на території УРСР на п'ятирічку 1946-1950 р. загальною потужністю 203 тис. кВт.

З 1946 р. спостерігається вже масове введення в експлуатацію пуск малих ГЕС, причому мають місце нові моменти, що відрізняють хід будівництва цього року від усіх попередніх років. На початок 1946 р. в Україні було зареєстровано більше 2600 колгоспних і державних водяних млинів загальною потужністю (без млинів Закарпатської області) близько 30 тис. кВт,

із яких значна потужність припадає на млини, обладнані турбінами, хоча за кількістю переважна більшість обладнані водяними колесами. У Вінницькій області, де за сім місяців 1946р. було введено в дію 140 малих ГЕС, будівництво здійснювалося головним чином шляхом переоснащення існуючих водяних млинів. Встановлювався електрогенератор потужністю 3-50 кВт і від нього будували електромережу. Рідше встановлювали нову турбіну і ще рідше зводили нові гідропоруди. У західних регіонах України на деяких річках стояли десятки водяних млинів, оснащених малими генераторами потужністю 5-25 кВт. Це були найпростіші мікро-ГЕС із клиноремінними, плоскопасовими і зубчастими передачами від гідротурбіни до генератора з найпростішим регулюванням обертів і напруги. Вони забезпечували переважно автономне місцеве навантаження споживачів. У Сталінській області (нині Донецька), де раніше не було водяних млинів, розгорнулося будівництво нових гідроелектростанцій на 10-14 об'єктах.

Необхідно відмітити, що установка на млинах малопотужних електрогенераторів не дала бажаного ефекту, так як забезпечували тільки освітлення окремих осель, і цього було недостатньо. Спорудження нових малих ГЕС відіграло позитивну роль завдяки можливостям розвитку і будівництву електромереж.

Генеральною схемою розвитку електрифікації Української РСР (том II), розробленою конторою «Укрсільенергопроект» в 1948 році, нараховувалось 3337 гідроустановок (з них 2922 – водяні млини) та 594 сільськогосподарських ГЕС сумарною потужністю 15420 кВт, а також розрахована можливість перспективного будівництва в Україні 2600 малих ГЕС сумарною потужністю 1281 тис. кВт.

Нові, більш потужні станції проектувалися і споруджувалися в 50-і роки минулого сторіччя. На Закарпатті було побудовано близько 30 невеликих ГЕС.

Усього на початок 50-х років минулого сторіччя в Україні налічувалося близько 956 малих ГЕС загальною потужністю 30 тис. кВт, але потім їх будівництво було призупинене. Надалі, з розвитком потужного гідроенергобудівництва зі спорудженням потужних об'єктів атомної і теплової енергетики, мала гідроенергетика стала занепадати. Зростання централізації енергопостачання, низькі ціни на паливо та електроенергію для відомств і підприємств, на балансі яких знаходилися малі ГЕС є основними причинами, через які малі ГЕС втратили свою економічну доцільність, почалася їх консервація та стихійний демонтаж.

Сотні малих ГЕС були занедбані, гребельні споруди зруйновані. Будівлі станцій стали використовуватись під склади або для інших господарських потреб, що призвело до дренажу дамб, деформації щитів, непридатності підйомних механізмів. Дериваційні канали заросли лісом, були засипані або забудовані, водойми замулені, греблі використовувалися тільки в якості мостових переходів.

Разом з тим будувалися досить потужні іригаційні системи без урахування можливості спорудження на них об'єктів гідроенергетики. У процесі гідромеліоративного будівництва в Україні передбачалося на 100 водосховищах побудувати малі ГЕС, однак не було споруджено жодної. Вплив природних і тимчасових факторів в умовах безгосподарного ставлення до цих станцій призвів до деградації цілого напрямку в енергетиці.

До кінця 1980-х збереглися всього 49 станцій, і до 1995 року малою гідроенергетикою в Україні практично ніхто не займався. Протягом 1984 - 1988 рр. виконано обстеження технічного стану устаткування і споруд існуючих малих ГЕС. Аналіз цих матеріалів показує, що в даний час на території України збереглося 150 малих гідроелектростанцій, які створюють дві групи: діючі (49 одиниці) і не діючі (101 одиниці). До 61 % усіх станцій підпорядковано Мінсільгоспу України, 36 % — Міненерго України, іншим організаціям — 3 % (табл. 1.1). Інформація щодо 800 малих ГЕС електричною потужністю менше 100 кВт відсутня внаслідок того, що вони підпорядковувались безпосередньо колгоспам та радгоспам.

Більш як 75 % загальної потужності ГЕС станом на 1989 рік було розміщено на діючих станціях. Майже 80 % цих станцій належить Міненерго України. До них належать такі порівняно потужні станції, як Теремля-Рікська, Гайворонська, Корсунь-Шевченківська, Стеблівська, Ладизинська та ін.

Технічний стан діючих на час обстеження ГЕС характеризується: значно чи повністю спрацьованим основним гідросиловим, гідротехнічним і електротехнічним устаткуванням; наявністю пошкоджень у спорудах напірного фронту, які спричинюють в ряді випадків можливість виникнення аварійних ситуацій; замуленням водосховищ, зростанням заборів води на неенергетичні потреби, розмивами кріплень водозливних і берегових ділянок нижнього б'єфу і т.д.

Стан не діючих станцій незрівнянно гірший. Більшість ГЕС, які належать неенергетичним організаціям, законсервовані або списані і знаходяться у занедбаному стані (іноді зруйновані).

Таблиця 1.1 – Загальні відомості про малі ГЕС України станом на 1989

р.

Групи ГЕС, відомча підпорядкованість	Кількість		Потужність		Виробництво електроенергії* (орієнтовно)	
	ГЕС	% від загальної кількості	тис. кВт	% від загальної потужності	всього, млн. кВт-год	% від загального виробництва
Діючі	49	100	93,3	100	248,9	100
у тому числі:						
Міненерго	36	73,5	86,1	92,3	227,6	91,4
Мінсільгосп	11	22,4	3,3	3,5	3,1	1,3
інші відомства	2	4,1	3,9	4,2	18,2	7,3
Не діючі	101	100	26,3	100	-	-
у тому числі:						
Міненерго	18	17,8	8,5	32,3	-	-
Мінсільгосп	81	80,2	17,2	65,4	-	-
інші відомства	2	2,0	0,6	2,3	-	-
Всього	150	-	119,6	-	-	-

* орієнтовно

Тільки в 1996 році з'явилися перші ентузіасти, які виявили до неї зацікавленість. В 1997 році була затверджена Довгострокова програма реабілітації 35 гідроелектростанцій на малих річках загальною потужністю 77419 кВт, які знаходились на балансі Міненерго України, зокрема Тербля - Рікська ГЕС.

У період 2000-2006 р.р. в Україні почався процес реконструкції малих ГЕС, причому без використання бюджетних коштів. В 2005 році Асоціацією «Укргідроенерго» було проведено ревізійне обстеження стану існуючих МГЕС України електричною потужністю більше 100 кВт, 53 діючих та 102 не діючих МГЕС.

1 квітня 2009 р. був прийнятий Закон України "Про внесення змін до Закону України "Про електроенергетику" щодо стимулювання використання альтернативних джерел енергії №1220/VI (який набрав чинності 22 квітня 2009 року). Прийнятим Законом визначено, що розмір "зеленого" тарифу встановлюється для кожного суб'єкта господарської діяльності, який виробляє електричну енергію з використанням альтернативних джерел енергії, щодо кожного виду альтернативної енергії та для кожного об'єкта електроенергетики. Завдяки введенню "зеленого" тарифу процес відновлення

станцій став більш привабливим, адже період окупності скоротився з 7-15 років до чотирьох років по деяких проектах, а рентабельність збільшилася з 8-10 до 30%.

Станом на 2021 рік працює 173 МГЕС, які мають загальну встановлену потужність 117 МВт (рис.1.6).

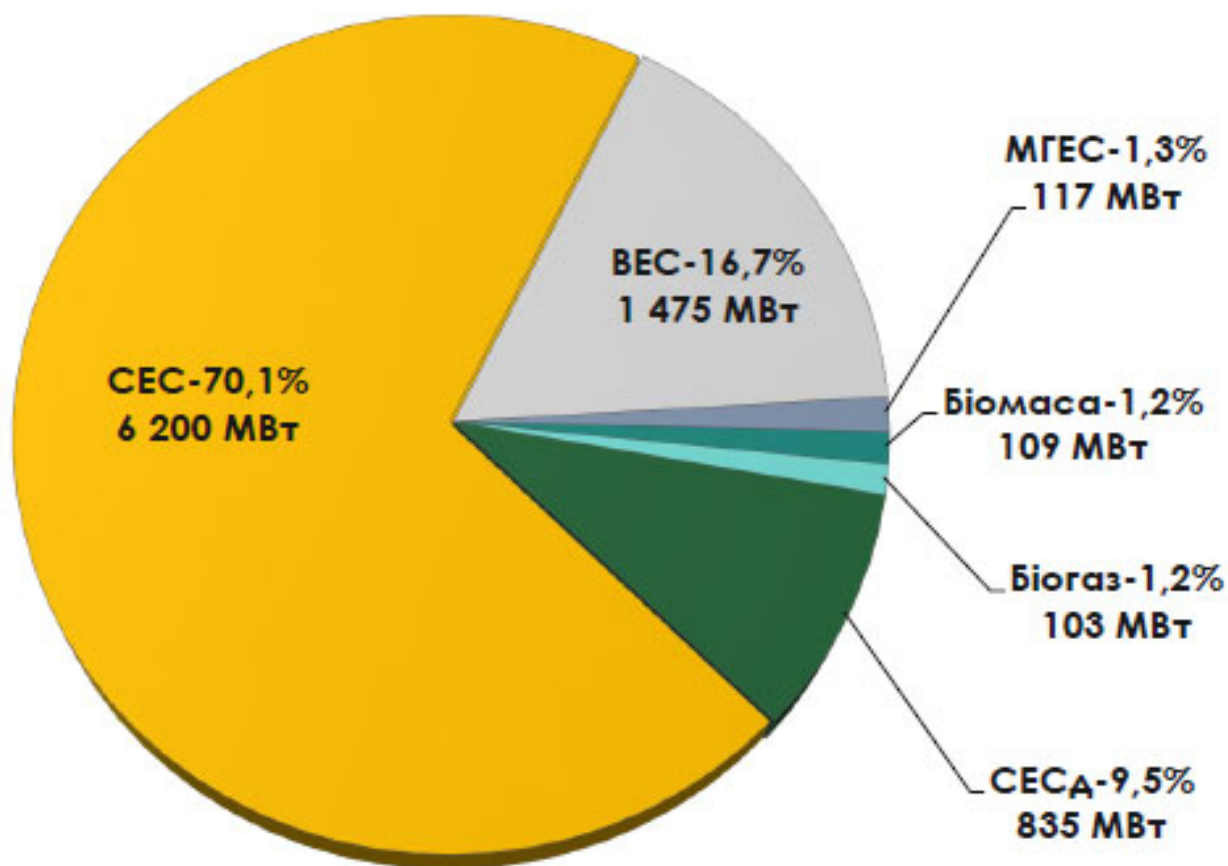


Рис.1.6 – Розподіл потужностей ВДЕ станом на 2021 рік

1.4. Потенціал використання гідроенергетичних ресурсів основних малих річок України

Загальний природний гідроенергетичний потенціал малих річок України оцінюється на рівні близько 12,5 млрд. кВт·год на рік, про що зазначається в роботах інститутів «Укргідропроект», «Укрсільенергопроект» і у Атласі водних ресурсів. Міжнародне агентство з відновлюваної енергетики REMAP визначило величину енергетичного потенціалу малих річок на рівні 20,1 млрд. кВт·год/рік.

Потенційні технічні можливості малої гідроенергетики України на період до 2030 року оцінені в Енергетичній стратегії (схвалена Розпорядженням КМУ України від 24 липня 2013 р. №1071-р) на рівні 4 ГВт потужності. В аналітичній доповіді 2014 року Національного інституту стратегічних досліджень зазначено, що технічно-досяжний потенціал малих річок складає 8,3 млрд. кВт·год/рік.

Таким чином, відповідно до зазначених офіційних джерел інформації, технічний енергетичний потенціал малих річок України складає (60-65)% від загального природного гідроенергетичного потенціалу, що значно перевищує досягнуті результати на території України та за кордоном. Необхідно також зазначити, що повномасштабне уточнення гідроенергетичного потенціалу малих річок на території сучасної України після 1960 року не проводилось. За останні роки суттєво змінилась нормативно-правова база малої гідроенергетики України. Виходячи з вищезазначених факторів, величина технічного потенціалу малих ГЕС потребує корегування відповідно до чинних вимог в електроенергетичній та екологічній сферах.

Згідно основних положень гідрології вся територія України може бути розподілена на 6 гідрологічних зон (рис. 1.7), до яких входять річки зі схожими гідрографічними та орографічними показниками території.

Як приклад на основі проведеного аналізу гідрологічних характеристик стоку малих річок за весь період спостереження, були обрані наступні основні річки для кожної зони:

- Поліська гідрологічна зона – р. Тетерів,
- Західна гідрологічна зона – р. Західний Буг,
- Правобережна-Дніпровська гідрологічна зона – р. Південний Буг,
- Лівобережно-Дніпровська гідрологічна зона – р. Псел,
- Сіверськодонецько-Приазовська гідрологічна зона – р. Оскіл,

- гідрологічна зона Українських Карпат: Тисо-Латорицька гідрологічна область
 - р. Тересва,
- Дністровсько-Прутська гідрологічна область - р. Стрий.



Рис.1.7 – Схема розташування гідрологічних зон

Значення гідрологічних характеристик стоку обраних річок наведені в табл.1.2

Для кожної річки визначався природний та технічний гідроенергетичний потенціал. Природний потенціал стоку малої річки E_{np} визначався згідно теоретичних основ гідроенергетики. Довжина річки розбивалась на M ділянок, потенціал яких розраховувався за формулою:

$$E_{np}^i = 9,81 \cdot T \cdot Q_{cp}^i \cdot H^i, \quad E_{np} = \sum_{i=1}^M E_{np}^i, \quad i = 1, \dots, M, \quad (1.5)$$

де T – кількість годин у році; Q_{cp}^i – середня багаторічна витрата води на ділянці річки, H^i – перепад висоти вертикального профілю ділянки річки.

Таблиця 1.2. Гідрологічні характеристики основних річок

№ поста	Річка – пункт	Басейн	Площа водозбору у км ²	Відстань від гирла, км	Середня багаторічна витрата води, м ³ /с	Середній річний модуль стоку л/с·км ²
1	Тетерів – с. Троща	р.Дніпро (п)	227	298	0,82	3,61
2	Тетерів – м. Житомир (створ греблі)	р.Дніпро (п)	5270	211	14,9	2,83
3	Тетерів – с. Макалевичи	р.Дніпро (п)	7890		25,1	
4	Тетерів - смт.Іванків	р.Дніпро (п)	12400	38	34,3	2,77
5	Західний Буг – смт. Сасів	р.Вісла (п)	107	758	1,36	12,7
6	Західний Буг – м. Кам'янка Бузька	р.Вісла (п)	2350	689	15,5	6,6
7	Західний Буг - с. Литовеж	р.Вісла (п)	6740	602	34,2	5,07
8	Південний Буг - с. Пирогівці	лим.Бузький	827	712	4,65	5,62
9	Південний Буг - с. Лелітка	лим.Бузький	4000	641	14,3	3,58
10	Південний Буг - с. Селище	лим.Бузький	9100	550	33,3	3,66
11	Південний Буг – с. Тростянич	лим.Бузький	17400	369	48,1	2,76
12	Південний Буг - с. Підгір'я	лим.Бузький	24600	220	60,2	2,45
13	Південний Буг - Первомайська ГЕС	лим.Бузький	27300	196	41,3	1,51
14	Південний Буг - м. Первомайськ	лим.Бузький	44000	195	73,3	1,67
15	Південний Буг – смт. Олександрівка	лим.Бузький	46200	132	89,1	1,93
16	Псел – м. Суми	р.Дніпро (л)	7770	478	23,8	3,06
17	Псел - м.Гадяч	р.Дніпро (л)	11300	312	33,8	2,99
18	Псел - с.Запсілля	р.Дніпро (л)	21800	39	51,6	2,37
19	Оскіл – м. Старий Оскіл	р.Сіверський Донець (л)	1540		7,62	
20	Оскіл – м. Куп'янськ	р.Сіверський Донець (л)	12700	121	37,1	2,92
21	Оскіл - ГЕС Червонооскільська (нижній б'єф)	р.Сіверський Донець (л)	14700	12	37,8	2,57
22	Тересва – смт. Усть-Чорна	р.Тиса (п)	572	54	18,5	32,30
23	Тересва – с. Дубове	р.Тиса (п)	757		24,0	
24	Стрий - с. Матків	р.Дністер (п)	106	202	2,86	27,00
25	Стрий - с. Завадівка	р.Дністер (п)	740	155	15,7	21,20
26	Стрий - с. Ясениця	р.Дністер (п)	1020	135	20,9	20,50
27	Стрий – с. Новий Кропивник	р.Дністер (п)	1140		19,2	
28	Стрий - смт. Верхне Синьовидне	р.Дністер (п)	2400	77	41,3	17,20

Розрахунок витрат води Q_{cp}^i виконувався за результатами гідрологічних спостережень, або з використанням карти з ізолініями модулів середньорічного стоку в даному басейні річки. Водозбірна площа відповідної частини басейну та перепад висоти вертикального профілю ділянки визначались з використанням комп'ютерної програми GoogleEarthPro та цифрових топографічних карт, отриманих шляхом аерокосмічного зондування земної поверхні.

Величина технічного потенціалу базової річки E_T розраховувалась за результатами досвіду спорудження малих ГЕС на цій річці, або за результатами виконаних раніше передпроектних вишукувань потенційних місць їх розташування.

Коефіцієнт використання гідроенергетичного ресурсу малої річки для виробництва електроенергії $k_{евр}$ визначався за формулою

$$k_{евр} = E_T / E_{ПР.}, \quad (1.6)$$

Для кожної основної річки докладно вивчалась гідрологічна інформація, яка наведена у табл.1, територія протікання та площа водозбору, притоки річок. Визначались параметри вертикального профілю річки з позначенням пунктів виміру гідрологічної інформації (рис.1.8).

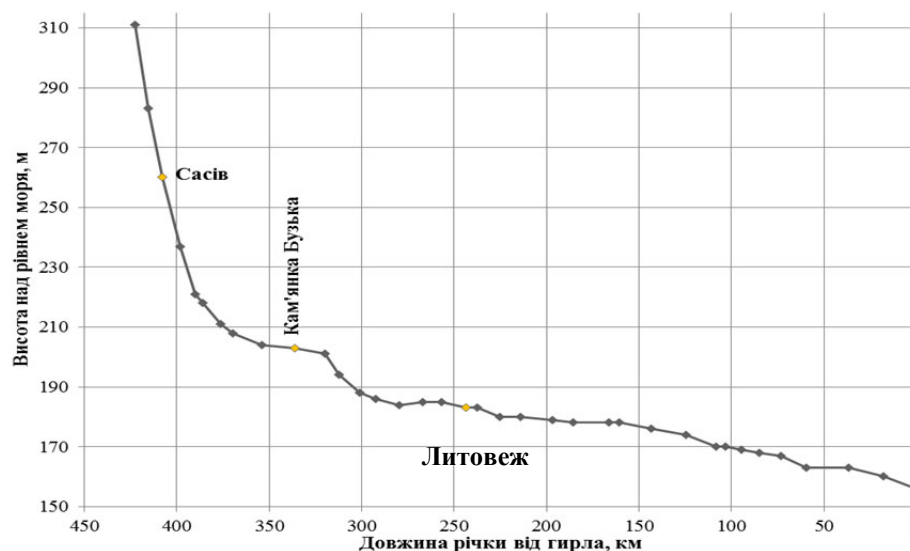


Рис. 1.8 – Приклад повздовжнього вертикального профілю річки (р.Західний Буг)

Нижче наведена інформація щодо визначення E_T для основної річки кожної із гідрологічних зон.

В Поліській гідрологічній зоні, відповідно до Програми розвитку малої гідроенергетики Житомирської області на 2011-2015 роки від 01.09.2011 р. №304 та із урахуванням виведеної з експлуатації станції у м. Радомишль потужністю

120 кВт, на р.Тетерів можуть бути розміщені 5 гідроелектростанції загальною потужністю 2,07 тис. кВт (табл.1.3) з річним обсягом виробництва електроенергії близько 7,25 ГВт·год.

Таблиця 1.3. Малі ГЕС на р. Тетерів

ГЕС	Потужність, кВт
Чуднівська (діюча)	100
Житомирська	700
Зарічанська	400
Денишівська	750
Радомишльська	120
Всього	2070

Для Західної гідрологічної зони відсутні відомості щодо проектних вишукувань місць розташування малих ГЕС на р. Західний Буг. Тому подальший аналіз інформації виконувався за припущення, що значення коефіцієнта використання гідроенергетичного ресурсу для даної річки дорівнює значенню аналогічного коефіцієнта для р.Тетерів

У результаті проектних вишукувань та досвіду будівництва малих ГЕС на річці Південний Буг відомі всі можливі місця для розташування станцій потужністю до 10 МВт (табл.1.4). Технічний потенціал річки Південний Буг складає 27,735 МВт з річним обсягом виробництва електроенергії близько 94,34 ГВт·год.

Станом на 2015 р. за даними НКРЕ та НЕК «Укренерго» на річці Псел розміщені 7 станцій загальною потужністю 2288 кВт. За інформацією Полтавського обласного управління водних ресурсів, яке проводило інвестиційні дослідження р. Псел, виявлено 11 місць для реконструкції і модернізації малих ГЕС загальною потужністю 3,548 МВт (табл.1.5). Ці станції можуть виробляти близько 12,4 ГВт·год/рік електроенергії.

Таблиця 1.4. Малі ГЕС на р. Південний Буг

ГЕС	Потужність, кВт
Ладжинська (діюча)	7500
Сабарівська(діюча)	1050
Брацлавська (діюча)	400
Глибочанська (діюча)	6130
Чернятська (діюча)	1400
Сандрацька (діюча)	640
Новокостянтинівська (діюча)	525
Щедрівська (діюча)	640
Березівська (діюча)	300
Савранська (діюча)	450
Гайворонська(діюча)	5700
Сутиська (діюча)	1400
Первомайська	600
Костянтинівська	400
Мигійська (діюча)	600
Всього	27735

Таблиця 1.5. Малі ГЕС на р. Псел

ГЕС	Дані НКРЕ та Полтавської ОДА
	Потужність, кВт
Низівська (діюча)	480
Маловорожбянська (діюча)	350
Михайлівська (діюча)	180
Бобрівська (діюча)	180
Рашівська	300
Великосорочинська (діюча)	360
Шишацька (діюча)	550
В.Багачанська	300
Білоцерківська	300
Остап'євська (діюча)	218
Сухорабівська (діюча)	330
Всього	3548

На річці Оскіл побудовано велике водосховище, на дамбі якого розташована Червонооскільська ГЕС потужністю 3,68 МВт з середньорічним виробітком електроенергії (після реконструкції) близько 11 ГВт·год/рік.

У результаті проектних вишукувань на річці Тересва (Ukrenergy Holding) можливе будівництво каскаду малих ГЕС загальною встановленою потужністю 24 МВт. Реалізація даного проекту дозволила б отримати нове джерело екологічно чистої електроенергії, а також паралельно вирішити проблему підтоплення населених пунктів і сільськогосподарських угідь в басейні річки Тересва. Річний виробіток електроенергії каскадом малих ГЕС оцінено на рівні 72 ГВт·год.

На сьогодні на річці Стрий побудована 1 станція загальною потужністю 450 кВт (Яворська ГЕС), але згідно результатів передпроектних вишукувань (ТОВ «Еко-Оптіма», 2010-2013 рр) знайдено 8 місць можливого розташування малих ГЕС загальною потужністю біля 17 МВт з річним виробітком електроенергії в 66,5 млн. кВт·годин (табл.1.6). Питання будівництва станції В.Синьовидне–1 ще остаточно не вирішено, так як на цій території були знайдені поклади мінеральної води.

Таблиця 1.6. Проектні та діючі малі ГЕС на р. Стрий

ГЕС	Потужність, кВт	Виробіток електроенергії, тис.кВт·годин
Явірська (діюча)	450	1710
Підгородці–1	1950	7410
Підгородці–2	1950	7410
Крушельниця–1	1950	7410
Крушельниця–2	1950	7410
Корчин	1950	7410
В. Синьовидне–1	2200	8360
В. Синьовидне–2	2200	8360
Межиброди	2900	11020
Всього	17500	66500

За результатами даного дослідження отримані наступні значення коефіцієнтів використання гідроенергетичного ресурсу для всіх базових річок, що наведено в табл.1.7.

Таблиця 1.7. Значення коефіцієнтів використання гідроенергетичного ресурсу основних малих річок

Річка	Гідрологічна зона	Перепад висоти вертикального профілю, м	Природний потенціал, млн. кВт·год/рік	$k_{евр}$
Тетерів	Поліська	180	207,1	0,035
Західний Буг	Західна	77	88,5	0,03
Південний Буг	Правобережна-Дніпровська	316	647,7	0,15
Псел	Лівобережно-Дніпровська	73	108,48	0,11
Оскіл	Сіверськодонецько-Приазовська	101	178,7	0,062
Тересва	Українські Карпати	321	722,9	0,1
Стрий	Українські Карпати	480	1065,42	0,055

Визначено, що обсяг технічно досяжного потенціалу гідроенергетичних ресурсів для основних малих річок знаходиться у межах 3-15% його загального природного потенціалу. Отримані кількісні значення коефіцієнтів використання гідроенергетичного ресурсу надають підстави для оцінки досяжного обсягу виробництва електроенергії малими ГЕС на території України на основі результатів розрахунку природного гідроенергетичного потенціалу малих річок.

1.5. Законодавчі стимули щодо малої гідроенергетики України (Зелений тариф)

В Україні чинні наступні механізми стимулювання державою виробництва електроенергії малими гідроелектростанціями:

- приватизація малих гідроелектростанцій;
- "зелений" тариф;
- пільги в оподаткуванні;
- пільговий режим приєднання до електричної мережі.

Державна політика передбачає наступні механізми стимулювання будівництва малих ГЕС: «зелений» тариф на електроенергію, пільги в оподаткуванні, пільговий режим приєднання до електричних мереж, приватизація електростанцій.

«Зелений» тариф встановлюється для кожного суб'єкта генерації Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики і комунальних послуг. Тариф враховує витрати на будівництво та утримання малої ГЕС, а також норму прибутку виробника електроенергії. У той же час тариф не може бути нижче гарантованого мінімального значення. Фіксований мінімальний розмір «зеленого» тарифу (табл.1.8) формується як множення роздрібного тарифу на електроенергію, величина якого закріплена в євро станом на січень 2009 року (в той час - 0,05385 євро), і коефіцієнта «зеленого» тарифу для кожного виду енергії, встановленого Законом України «Про електроенергетику». У кожному разі тариф встановлюється НКРЕКУ щоквартально (раніше - щомісяця) шляхом конвертації «зеленого» тарифу, розрахованого в євро станом на 1 січня 2009 року, в національну валюту (з використанням середнього обмінного курсу Національного банку України за останні 30 днів). Таким чином, фіксація розміру «зеленого» тарифу щодо євро станом на січень 2009 року захищає інвесторів від можливої інфляції.

Схема стимулювання виробництва електроенергії за допомогою "зеленого" тарифу встановлена до 01.01.2030 р. Розмір коефіцієнта "зеленого" тарифу на електроенергію, вироблену електростанціями, що будуть введені в експлуатацію або істотно модернізовані після 2014, 2020 і 2024 років, знижується на 10%, 20% і 30% відповідно. Держава гарантує закупівлю електроенергії та її оплату в повному обсязі. До проектів, які претендують на застосування "зеленого" тарифу, законодавством встановлені вимоги щодо

обов'язкової закупівлі частини товарів та робіт українського походження. Розмір частки українських матеріалів, обладнання, послуг і робіт залежить від дати прийняття об'єкта в експлуатацію та різновиду використання відновлюваного джерела енергії. Українське походження матеріалів і робіт підтверджується сертифікатами, що видаються торгово-промисловою палатою України або регіональними торгово промисловими палатами.

Таблиця 1.8. Мінімальна ставка зеленого тарифу для малих ГЕС

Категорія ВДЕ	Потужність електростанції	Мінімальний розмір «зеленого» тарифа (євроцентів за 1 кВт · год) для об'єктів або їх пускових комплексів, введених у експлуатацію					
		вкл. до 31.03.2013	01.04.2013 – 31.12.2014	01.01.2015 – 30.06.2015	01.07.2015 – 31.12.2019	01.01.2020 – 31.12.2024	01.01.2025 – 31.12.2029
ГЕС	мікро ГЕС (менше 200 кВт)	11,63	19,39	17,45	17,45	15,72	13,95
	міні ГЕС (200 – 1000 кВт)	11,63	15,51	13,95	13,95	12,55	11,15
	малі ГЕС (1 – 10 МВт)	11,63	11,63	10,44	10,44	9,42	8,35

Відповідність фактичного розміру української частки вимогам законодавства підтверджують визначені в спеціальному порядку експертні організації. Вимога щодо до тримання розміру місцевої складової не поширюється на мікро-, міні та малі гідроелектростанції. Існує також низка податкових пільг для стимулювання виробництва електроенергії малих гідроелектростанцій:

- звільнення від податку на прибуток на десять років, починаючи з 01.01.2011 р. (поточна ставка податку 21%) – сума звільнених від оподаткування коштів може використовуватися лише для збільшення обсягів виробництва, переоснащення матеріально-технічної бази, упровадження новітніх технологій, повернення кредитів і виплати відсотків по них;
- звільнення від сплати податку на додану вартість і митних зборів на імпорт устаткування на період до 01.01.2021 р.;
- звільнення від податкового зобов'язання у вигляді спеціальної надбавки на виробництво електроенергії (3% від виробленої електроенергії);

- 75% зниження земельного податку на землі, які використовуються під електростанції;
- обмеження на орендну плату за землі державної та комунальної власності.

Використання обладнання українського походження стимулюється відповідної надбавкою до «зеленого» тарифу для об'єктів електроенергетики (в т.ч. пускових комплексів, черг будівництва електростанцій), введених в експлуатацію з 1 липня 2015 року по 31 грудня 2024 року. Українське походження обладнання повинно бути підтверджено відповідним сертифікатом, виданим Торговельною палатою України. Якщо рівень використання обладнання українського походження становить не менше 30%, то надбавка за «зелений» тариф дорівнюватиме 5%. Якщо обладнання українського походження використовується, принаймні, на рівні 50%, дана надбавка складе 10%.

Існуючі податкові стимули складаються у звільненні від сплати митних зборів і ПДВ на ввезення устаткування і матеріалів для будівництва, які не виробляються в країні. Малі ГЕС можуть бути у приватній власності або здаватися в оренду.

Актуальним залишається питання приватизації малих ГЕС. Згідно Закону України "Про ГІДРОЕНЕРГЕТИКА ISSN 1819-8058 Відновлювана енергетика. 2015. № 360 електроенергетику" об'єкти електроенергетики можуть перебувати у різних формах власності. Приватизація даних об'єктів регулюється Законом України "Про приватизацію державного майна", яким визначено, що майно загальнодержавного значення, яке забезпечує цілісність об'єднаної енергетичної системи України та централізоване оперативно-технологічне управління, не підлягає приватизації. Таким чином, не можуть бути приватизовані АЕС, великі ГЕС та ГАЕС. У той же час сьогодні правовий механізм приватизації малих ГЕС регулює Закон України "Про приватизацію невеликих державних підприємств (малу приватизацію)". Тож мала гідроелектростанція може бути у приватній власності або в оренді. Спірним питанням залишається те, що згідно того ж таки закону "Про приватизацію державного майна" гідротехнічні споруди, водосховища і водогосподарські канали не можуть бути приватизовані.

1.6. Оцінка технічного потенціалу гідроенергетичних ресурсів малих річок України

У вересні 2017 року Урядом України було представлено Національну Доповідь «Цілі сталого розвитку: Україна», що являє собою результат адаптації глобальних Цілей сталого розвитку (ЦСР) до особливостей поступу нашої держави. Цілі являють собою концепцію встановлення балансу між задоволенням сучасних потреб людства і захистом інтересів майбутніх поколінь, включно з їх потребою в безпечному і здоровому довкіллі. Єдиним прийнятним шляхом вирішення завдань, поставлених національною системою ЦСР, є безкомпромісне врахування потреб усіх взаємозалежних систем діяльності людини, а також систем, що прямо, або опосередковано зазнають антропогенного впливу. Тобто питання відновлення та збереження цілісності природного середовища набирає вагомості поряд із завданнями економічного та соціального зростання. Цілі стосовно подальшого розвитку енергетичної сфери полягають в наступному:

- забезпечення доступу до недорогих, надійних, стійких і сучасних джерел енергії для всіх, в тому числі за рахунок збільшення частки енергії з відновлюваних джерел;
- забезпечення переходу до раціональних моделей споживання і виробництва, зокрема домогтися раціонального освоєння й ефективного використання природних ресурсів.

Адаптація та прийняття Україною міжнародних документів подібного роду відбувається не вперше. Фундаментальні законодавчі документи в сфері енергетики, такі як закон «Про електроенергетику» та Енергетична стратегія України, підтверджують важливість розвитку енергетичного сектору із врахуванням природоохоронних цілей, задач енергозбереження та енергоефективності. В довгостроковій перспективі розвитку енергетичної галузі відзначено необхідність скорочення частки викопного та ядерного палива, і відповідно їх заміщення відновлюваними та альтернативними джерелами енергії.

Вже на сьогодні створено певні механізми стимулювання державою виробництва електроенергії об'єктами відновлюваної енергетики, зокрема і малими гідроелектростанціями: «зелений» тариф і надбавки за використання обладнання українського виробництва, пільги в оподаткуванні, пільговий режим приєднання до електричної мережі, тощо. Проте, до 17-ти глобальних

ЦСР, офіційно затверджених Генеральною Асамблеєю ООН, включено ціль «забезпечення наявності та раціонального використання водних ресурсів і санітарії для всіх», що відзначає виключну цінність водних ресурсів. Тому в нинішніх умовах перед малою гідроенергетикою постає завдання створення ГЕС з максимально можливим збереження природного середовища річки. Розробка та реалізація програм будівництва малих ГЕС потребують визначення потенціалу гідроенергетичних ресурсів малих річок із врахуванням чинних природоохоронних вимог.

. За останні роки суттєво змінилась нормативно-правова база малої гідроенергетики України в природоохоронній та енергетичній сферах. Згідно з положеннями ДСТУ 7501:2014 поняття гідроенергетичного потенціалу формулюються наступним чином:

- природний потенціал малої гідроенергетики – енергетичний еквівалент запасів гідравлічної енергії, зосереджений у джерелах малої гідроенергетики (кВт·годин за рік);
- технічний потенціал малої гідроенергетики – частина природного потенціалу, яку можуть використати малі гідроелектростанції з урахуванням соціально-екологічних вимог (сукупність нормативно-правових та нормативно-технічних актів з охорони та поліпшення природних, соціальних і техногенних умов існування людського суспільства);
- економічний потенціал малої гідроенергетики – частина технічного потенціалу, використання якого економічно доцільне для заданого проміжку часу.

.Соціально-екологічні вимоги докладно наведені у багатьох вітчизняних законах і програмах з охорони, збереження та розумного використання природних ресурсів, а також в міжнародних договорах, конвенціях і протоколах до них, які враховувались під час проведення досліджень До основних з них належать:

- Рамкова конвенція про охорону та сталий розвиток Карпат (2004) та Протокол до Рамкової конвенції про збереження і стале використання біологічного та ландшафтного різноманіття (2009);
- Бернська конвенція (1979);
- Європейська ландшафтна конвенція (2006)
- Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища» (поточна редакція 06.09.2018);

- Водний кодекс (поточна редакція 18.12.2017);
- Земельний кодекс (поточна редакція 10.07.2018);
- Лісовий кодекс (поточна редакція 01.01.2019);
- Закон України № 2059-VIII від 23.05.2017. «Про оцінку впливу на довкілля» (поточна редакція 23.05.2017).

Також враховувались природоохоронні положення міжнародного документа «Керівні принципи розвитку гідроенергетики», затвердженого 18–19 червня 2013 року в м. Сараєво (Боснія і Герцеговина) на зустрічі Міжнародної комісії із захисту річки Дунай. Ці принципи ґрунтуються на критеріях екологічної цінності території. Керуючись даним документом громадські та екологічні організації України розробили «Критерії і принципи вибору місць для будівництва малих ГЕС на гірських річках Карпат», які пройшли апробацію на громадських слуханнях і обговореннях

Природоохоронні обмеження на використання гідроенергетичного ресурсу річки під час проведення розрахункових досліджень були зведені до двох типів, а саме:

- обмеження на використання території для спорудження гідроелектростанцій (національні природні парки, заповідники, пам'ятки природи, місця покладів корисних копалин та мінеральних вод, історико-культурні території, земельні ділянки спеціального призначення);
- обмеження на використання води для виробництва електроенергії малою ГЕС (санітарний попуск, безперервне функціонування рибоходів, межень, повені та паводки, оперативні заходи з регулювання водного потоку через гідропоруди).

Станом на 2017 рік Державний кадастр територій та об'єктів природно-заповідного фонду України містить понад 8 тисяч захищених ділянок місцевості загальною площею 4,3 мільйона га (6,6% загальної площі країни), в тому числі 19 природних і 5 біосферних заповідників, 49 національних парків, 81 регіональних ландшафтних парків, 3441 пам'яток природи, 3167 заказників, 600 ботанічних садів і пам'ятників паркового мистецтва, 812 заповідних урочища. Забезпечення реалізації державної політики в галузі використання та охорони земель входить до повноважень обласних адміністрацій.

В процесі досліджень вводились також обмеження на використання гідроенергетичних ресурсів малих річок за ухилом вертикального профілю, з метою унеможливлення затоплення значних територій у випадку спорудження

ГЕС. Практика будівництва гідроелектростанцій засвідчила, що недоцільно розташовувати малі ГЕС близько до місця впадання річки. У цих місцях об'єм води достатньо великий, але перепад висот – малий. Будівництво верхнього б'єфу призводить до затоплення великих площ земель, а насипання дамби – до великих витрат на матеріали для будівництва. Наприклад, перепад висот ділянки річки Південний Буг від смт. Олександрівка до м. Миколаїв складає всього 3 м при довжині у 147 км. Тобто ухил річки на цій ділянці 0,02 м/км. Схожі властивості має ділянка на річці Західний Буг від с. Литовеж до с. Кошари. Перепад висот ділянки складає 27 м, а довжина ділянки – 240 км. Ухил річки на цій ділянці – 0,11 м/км. Інші річки на рівнинній території мають схожі властивості. Так, річка Сіверський Донець має досить малий ухил у розмірі 0,1 м/км. Довжина р. Сіверський Донець на території України складає близько 745 км, а перепад висот – всього 76 м. Середні витрати води річки більш ніж 55 м³/с. Але цей об'єм води за малого ухилу не становить інтересу для спорудження малої ГЕС. Показовою річкою на рівнинній території, на якій споруджено декілька малих ГЕС, є річка Псел із середнім ухилом 0,13 м/км. На основі виконаного аналізу було прийнято в подальших розрахунках наступне значення мінімального ухилу ділянки річки:

$$H/L \geq 0,12 \text{ м/км.}$$

Досліджувалися ділянки річок з витратами води в межах (2–150) м³/с, що в залежності від типу конструкції ГЕС (гребельна, дериваційна) відповідає потужності станції в межах 50 кВт–10 МВт.

Визначення стоку води на кожній *j*-ій ділянці річки здійснювалося за результатами спостережень на пунктах вимірювань, або з використанням модуля стоку і відповідної водозбірної поверхні. Для розрахунку перепаду висот вертикального профілю і площі водозбірної поверхні ділянки річки застосовувалися сучасні методи інженерної гідрології та комп'ютерних технологій на основі цифрових топографічних карт, які отримані шляхом аерокосмічного зондування земної поверхні зокрема цифрова карта і програма Google Earth Pro.

Наведені вище обмеження на використання води для виробництва електроенергії малої ГЕС враховувалися в роботі шляхом застосування імовірного підходу до визначення рівнів забезпеченості відповідних витрат води стоку річки, а обмеження на використання територій для будівництва станцій – відповідним вибором критеріїв екологічної цінності передбачуваних територій.

Для всіх гідрологічних зон були систематизовані характеристики стоку малих річок за весь період спостережень з врахуванням прийнятих обмежень. Розрахунки виконувались з використанням гідрологічної інформації по 273 пунктам виміру середньорічних витрат стоку малих річок, яка отримана від Центральної геофізичної обсерваторії Державної служби України з надзвичайних ситуацій (ЦГО) за період спостережень 1950 – 2010 років, та була доповнена довідниковими даними за ред. академіка А.В.Яцика. Загальна кількість гідрологічних пунктів дорівнювала 320, а кількість досліджуваних річок складала 166 одиниць.

Проведені за даним методом розрахункові дослідження технічного потенціалу гідроенергетичних ресурсів малих річок на всій території країни дозволили визначити його значення на рівні 1270 млн. кВт·год/рік (375 МВт встановленої потужності малих ГЕС). Розподіл потенціалу за гідрологічними зонами зображено на рис.1.9.

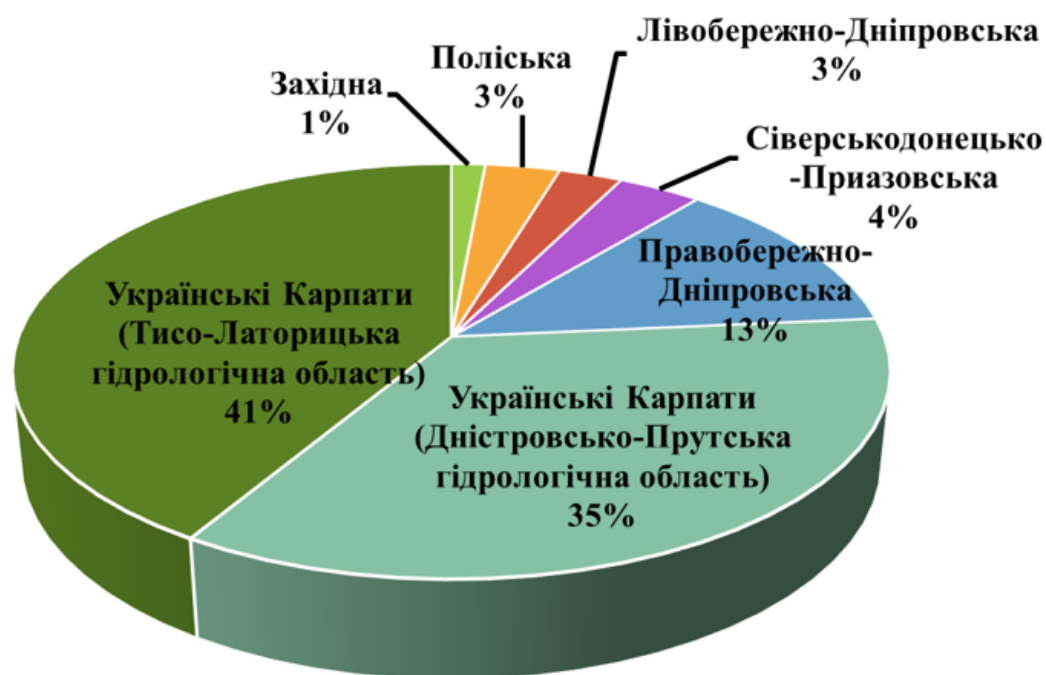


Рис. 1.9 – Розподіл технічного гідроенергетичного потенціалу малих річок за гідрологічними зонами

Найбільший технічний потенціал гідроенергетичних ресурсів малих річок зосереджений в Карпатському регіоні (76%). Другою за обсягом гідроенергетичного потенціалу є Правобережно-Дніпровська гідрологічна зона (13%). На лівобережній частині країни потенціал складає 7%. До малоперспективних територій для розвитку малої гідроенергетики відносяться Західна та Поліська гідрологічні зони (разом 4%).

Розподіл технічного потенціалу гідроенергетичних ресурсів малих річок та введених в експлуатацію малих ГЕС за адміністративно-територіальним устроєм країни наведено на рис.1.10. Для ряду областей, зокрема Вінницької, Кропивницької, Тернопільської, Хмельницької, Одеської та Черкаської технічний потенціал гідроенергетичних ресурсів малих річок практично освоєний, тому суттєве збільшення встановленої потужності малих ГЕС на цих територіях малоімовірно. Перспективними територіями для спорудження нових малих ГЕС можна вважати Закарпатську, Івано-Франківську, Львівську та Чернівецьку області.

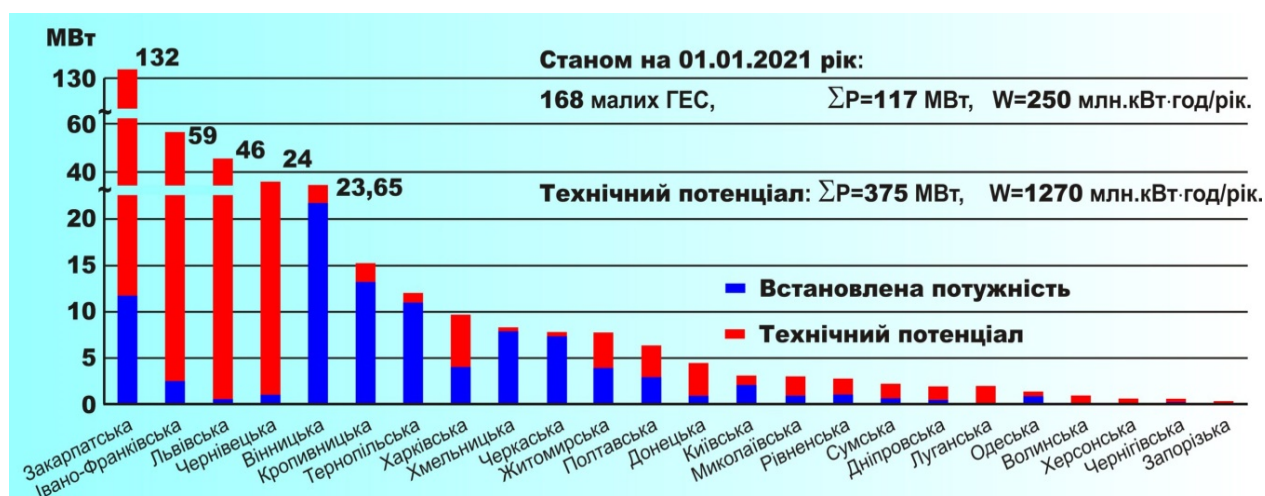


Рис.1.10 – Розподіл технічного і природного потенціалу річок по областям 2021 р.

1.7. Екологічні аспекти розвитку гідроенергетики в Україні

Вступ. Інтенсивне використання природних енергетичних ресурсів вже сьогодні викликає негативні наслідки, що полягають у їх виснаженні та зміні клімату місцевого й глобального масштабу. На національному та міжнародному рівнях особлива увага приділяється питанням енергозбереження, екологічності та надійності енергетики. У довгостроковій політиці розвитку енергетичної галузі провідних країн світу пріоритетним напрямком є використання поновлюваних джерел енергії, до яких відноситься й гідроенергетика (велика та мала).

У великій гідроенергетиці регулювання та акумулювання стоку річки виконують, в першу чергу, задачу енергетичного водокористування. Важливе значення мають й додаткові переваги: водопостачання населених пунктів та промислових підприємств, зрошення земель, водотранспортне сполучення, рекреаційний розвиток, реалізація заходів щодо запобігання повеней та інших природних непередбачених ситуацій небажаного характеру. Однак слід зазначити, що створення потужних гідроенергетичних об'єктів з великими водосховищами є серйозним втручанням у функціонування природних екосистем і може привести до негативних наслідків для навколишнього середовища, так як в значній мірі змінюються природні умови цілих регіонів.

Сучасний стан та перспективи розвитку гідроенергетики в нашій країні на наступне десятиліття висвітлені в «Програмі розвитку гідроенергетики на період до 2026 року», схваленій Розпорядженням КМ України від 13 липня 2016 року № 552-р. Програма не проходила екологічну експертизу, так як спрямована на розвиток лише окремого сектору електроенергетичної галузі, а не галузі в цілому. Дана ситуація на той час не суперечила чинному законодавству, яке передбачало проведення екологічної експертизи лише галузевих програм розвитку та кожного окремого проекту будівництва електроенергетичних об'єктів і гідротехнічних споруд. Проте доцільно зазначити, що з 2018 року введено в дію новий закон про оцінку впливу на довкілля (ОВД), який підсилює роль громадського обговорення для отримання Висновку з екологічних питань. Зокрема, у Висновку визначаються вимоги до роботи майбутнього об'єкта (або до майбутньої діяльності), встановлюються умови використання території та природних ресурсів, вимоги щодо охорони довкілля та заходи запобігання надзвичайним ситуаціям.

Далі розглядатимуться екологічні аспекти Програми розвитку гідроенергетики в світлі положень чинного закону про ОВД та положень Резолюції Генеральної асамблеї ООН 42/184 від 11 грудня 1987 року UN A/RES/42/184, де оцінка впливу на навколишнє середовище полягає в проведенні аналізу позитивних та негативних впливів запропонованого проекту, плану чи діяльності.

Позитивні впливи гідроенергетики на навколишнє середовище. Гідроенергетика належить до перевіреної часом надійної технології виробництва електроенергії без використання викопного органічного та ядерного палива. Вона характеризується досить гарантованим відновлюваним енергоресурсом, значним терміном служби та високою надійністю експлуатації, передбачуваністю та забезпеченістю режимів роботи, високою маневреністю і коефіцієнтом готовності та надає можливості вирішення інших важливих господарських задач, таких як водопостачання, ведення рибного господарства, керованого захисту прилеглих територій від повеней, переводу земель з категорії негарантованого землеробства в гарантоване, зокрема завдяки зрошенню. Необхідно окремо зазначити, що виробництво електроенергії на гідроелектростанції відбувається без споживання робочого тіла, тобто води. Вода з верхнього водосховища тече через гідротурбіну до русла річки без зміни свого об'єму. Технологічні втрати води в процесі виробництва електроенергії на ГЕС відсутні.

Гідроенергетика використовує природне поновлюване джерело енергії, тому виробництво кожної кВт·години економить в нинішніх умовах України біля 410 грам умовного палива. За рахунок використання гідроелектроенергії зменшуються обсяги викидів в атмосферу шкідливих речовин в результаті заміщення викопного органічного палива, зокрема парникових газів, найбільшу частку яких складає вуглекислий газ. Тому гідроенергетика не сприяє процесу глобального потепління та випаданню кислотних дощів. Емісія шкідливих речовин в оточуюче середовище в Україні при виробництві електроенергії на теплових станціях складає для оксидів сірки – 9,2 г/кВт·год, оксидів азоту – 2,1 г/кВт·год, твердих часток – 5,3 г/кВт·год. Обсяги викидів в атмосферу парникових газів в складі вуглекислого газу, водяної пари, озону, метану, оксиду азоту, гексафториду сірки та інших, дорівнюють 1000 г/кВт·год. Україна підписала і ратифікувала у 1998 році Договір до Енергетичної хартії з питань енергетичної ефективності та відповідних екологічних аспектів, підписані також Хельсінський і Софійський протоколи щодо викидів оксидів сірки і азоту,

Київський протокол 1998 року щодо викидів парникових газів. В 2004 році був ратифікований протокол до Рамкової конвенції Організації Об'єднаних Націй про зміну клімату.

Гідроелектростанції та гідроакумулювальні електростанції є найбільш мобільною групою генерувальних потужностей для забезпечення стійкості функціонування та регулювання частоти й потужності Об'єднаної електроенергетичної системи України. В умовах дефіциту регулювальних потужностей ГЕС та ГАЕС використання потужностей теплових електростанцій для покриття пікового навантаження супроводжується застосуванням неекономічних та неефективних режимів роботи з завищеними витратами палива та викидами в атмосферу. За умови спорудження додаткових потужностей ГЕС та ГАЕС на вже побудованих і введених в експлуатацію водосховищах досягається мінімальний рівень впливу на довкілля з одночасним зменшенням в електросистемі маневрових теплових електростанцій та обсягів їх викидів.

Збільшення потужності ГЕС та ГАЕС у складі електроенергетичної системи надає перспективу використання енергії ВЕС та ФЕС в промислових обсягах.. За даними «Укренерго» станом на 1 січня 2020 встановлена потужність вітроенергетики – 1453 МВт, сонячної електроенергетики – 5902 МВт, що складає біля 13,2% встановленої потужності системи на чинний момент часу. Згідно з розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18 серпня 2017 р. № 605-р «Енергетична стратегія України на період до 2035 року» очікується зростання відновлюваних джерел енергії до 25% в загальній електроенергетиці України. Інтегрування зазначених обсягів відновлюваної енергетики в діючі електроенергетичні системи потребує вирішення складних технологічних і організаційних завдань, зумовлених наступними факторами:

- графік виробництва енергії ВЕС та ФЕС має імовірнісний характер і не збігається з графіком споживання енергії в електроенергетичній системі;
- процес виробництва енергії ВЕС та ФЕС характеризується нестабільністю параметрів електроенергії, зумовленою пульсаціями швидкості вітру та зміною інтенсивності сонячного випромінювання.

Найбільш ефективним регулятором для реалізації інтегрування ВЕС та ФЕС до складу електросистеми слугують ГЕС, проте їх потенціал в Україні практично вичерпано. Будівництво нових регуляторів для відновлюваної

енергетики на органічному паливі є проблематичним (неприйнятним) із-за відсутності вітчизняних паливних ресурсів в достатніх обсягах. Альтернативний підхід до вирішення проблеми інтеграції в електроенергетичну систему непередбачуваного надходження енергії відновлюваних джерел полягає в її накопиченні з подальшим використанням за заданим графіком для сталого функціонування електроенергетичної системи. Міжнародне енергетичне агентство в своїй Дорожній карті з акумулювання енергії (IEA, 2014) надає перевагу використанню ГАЕС як єдино можливого комерційному проекту за потреби акумулювання електроенергії в значних промислових обсягах з урахуванням вартості та ризиків технології.

Перспектива масштабної інтеграції ВЕС та ФЕС до складу електроенергетичної системи України полягає в застосуванні ГАЕС. Взаємодоповнення випадкового переривчастого виробництва електроенергії станціями ВДЕ і можливості ГАЕС функціонувати в режимах навантаження-генерація дозволяє отримати необхідний графік потужності енергосистеми при зміні потенціалу енергії відновлюваних джерел та навантаження системи без використання викопного органічного палива. Проекти ГАЕС повинні відповідати вимогам чинної нормативно-технічної та правової бази України в енергетичній, будівельній, природоохоронній та соціальній сферах.

Негативні впливи гідроенергетики на навколишнє середовище. Водосховища ГЕС впливають на природний режим річок, оскільки змінюють їх гідрологічний і температурний режим, затоплюють значні території, викликають зсувні процеси берегів. Будівництво гребель і водосховищ перешкоджають міграції риб, погіршується якість води внаслідок зменшення проточності, дефіциту кисню, збільшення азоту і фосфору, появи синьо-зелених водоростей. Створення потужних гідроенергетичних об'єктів з великими водосховищами є серйозним втручанням у функціонування природних екосистем.

В той же час, водосховища малих гідроелектростанцій забезпечують регулювання природного стоку річки з метою найбільш повного використання водних ресурсів і діють на прилеглі території в межах зони впливу вже існуючих природних процесів паводкового затоплення, тому не вносять істотних змін в довкілля. Розміри їх впливу не перевищують, в більшості випадків, площ самих водосховищ. Незважаючи на значно меншу шкоду від водосховищ малих ГЕС, в порівнянні з великими об'єктами, питання охорони

довкілля залишаються вкрай важливими. Вони повинні визначати екологічні обмеження на використання стоку річки з огляду на ключові проблеми, викликані експлуатацією малих ГЕС: зміна природного режиму річки в зоні водосховища і в нижньому б'єфі, умов здійснення процесів природного самоочищення і формування якості води, перекриття шляхів міграції риб, вплив на рослинний та тваринний світ і т.д.

Сучасний етап розвитку гідроенергетики потребує реалізації організаційних та технологічних заходів з мінімізації екологічних ризиків.

Екологічні аспекти Програми розвитку гідроенергетики України на період до 2026 року. Реалізація завдань програми буде характеризуватись наявністю позитивних та негативних наслідків стосовно впливу на довкілля. В Програмі зазначені обсяги виробництва електроенергії без забруднення повітряного простору викидами, зроблена оцінка збільшення маневреності електроенергетичної системи України за введення в дію ГЕС та ГАЕС, проте відсутня інформація про екологічні наслідки її реалізації. Розглянемо екологічні аспекти реалізації основних завдань Програми, спрямованої на проведення наступних видів планованої діяльності:

- реконструкція та технічне переоснащення 76 гідроагрегатів діючих ГЕС Дніпровського та Дністровського каскадів ПрАТ «Укргідроенерго», які будуть здійснюватись без додаткового впливу на довкілля;
- добудова Дністровської ГАЕС до потужності 2268 МВт у генераторному режимі за вже виконаних робіт на верхньому та нижньому водосховищах, водоприймачі, водовипуску, нижньому майданчику (передбачено проведення екологічної експертизи проекту);
- добудова Ташлицької ГАЕС до потужності 906 МВт у турбінному режимі з одночасним підняттям рівня нижнього водосховища на річці Південний Буг на 4 метра (передбачено проведення екологічної експертизи проекту);
- реконструкція гідротехнічного вузла Новокаховської ГЕС шляхом спорудження додаткової будівлі ГЕС-2 потужністю 250 МВт в створі греблі (передбачено проведення екологічної експертизи проекту);
- будівництво Канівської ГАЕС потужністю 1000 МВт (передбачено проведення екологічної експертизи проекту);

- будівництво каскаду верхньодністровських гідроелектростанцій в кількості 6 станцій загальною потужністю 390 МВт (передбачено проведення екологічної експертизи проекту).

Зазначимо, що добудова Дністровської та Ташлицької ГАЕС і будівництво Каховської ГЕС-2 та Канівської ГАЕС будуть здійснюватись вже за існуючих водосховищ, гідротехнічних споруд і розвиненої інфраструктури прилеглих територій. Тому існує велика імовірність застосування апробованих в аналогічних випадках способів зменшення негативного впливу цих об'єктів і отримання позитивного Висновку з оцінки впливу на довкілля. В ньому можуть бути визначені вимоги до роботи майбутнього об'єкта, зокрема, встановлені умови використання території та водних ресурсів, вимоги щодо охорони довкілля та заходи запобігання надзвичайним ситуаціям. Додатково на суб'єкт господарювання може бути покладений обов'язок здійснювати компенсаційні заходи, проводити додаткову оцінку впливу на навколишнє середовище, організувати післяпроектний моніторинг з метою виявлення будь-яких розбіжностей і відхилень у прогнозованих рівнях впливу. Окремо доцільно наголосити на необхідності проведення аналізу розповсюдження радіоактивних донних відкладень у річці Дніпро для Канівської ГАЕС. Дослідження процесів переносу відкладень у різних режимах роботи станції повинні бути виконані до проведення оцінки впливу на довкілля даного проекту.

Будівництво нових ГЕС у верхній течії Дністра зачіпає інтереси не лише України, але й Молдови, так як Дністер є транскордонною річкою. Тому відповідно до ст.14 закону про ОВД даний розділ Програми повинен відповідати положенням Конвенції про оцінку впливу на навколишнє середовище у транскордонному контексті і не суперечити принципам Протоколу про стратегічну екологічну оцінку. На сьогодні не відповідає положенням чинної законодавчої бази України в природоохоронній сфері. З енергетичної точки зору доцільність спорудження цього каскаду в складі об'єднаної електроенергетичної системи з максимальним навантаженням біля 28 ГВт і річним обсягом споживання електроенергії на рівні 150 млрд. кВт·год/рік потребує додаткового обґрунтування.

Екологічні аспекти розвитку малої гідроенергетики. В останнє десятиліття в Україні суттєво змінилась нормативно-правова база малої гідроенергетики та соціально-екологічні вимоги стосовно впливу на навколишнє середовище. Зокрема, потужність малих ГЕС обмежено

величиною 10 МВт, запроваджено «зелений» тариф на вироблену електроенергію, змінено нормативно-правову базу природоохоронної сфери, визначені межі нових національних парків та біосферних заповідників, ратифіковані міжнародні угоди екологічного спрямування.

Кожна річка повинна аналізуватись на відповідність вимог екологічно-правової бази стосовно будівництва малої ГЕС. Наприклад, річка Лімниця, яка протікає по території Івано-Франківської області і є правою притокою Дністра, характеризується унікальною чистотою води, де у великих кількостях водиться форель та інші види риб, занесені до Червоної книги. На деяких річках виключенню підлягають лише окремі ділянки. Наприклад, на річці Стрий біля смт.Верхнє Синьовидне під час інженерних вишукувань були знайдені поклади мінеральної води, що унеможлиблює використання даної території для спорудження водосховища та станції.

Забезпечення реалізації державної політики в галузі використання та охорони земель при будівництві малих ГЕС входить до повноважень обласних адміністрацій.

Сформулюємо наступні основні експлуатаційні вимоги до малих ГЕС у відповідності до обмежень на використання води для виробництва електроенергії:

- проект малої ГЕС повинен передбачати безперешкодну міграцію риб;
- гідротехнічна система малої ГЕС не повинна викликати будь-які довгострокові деградації біорізноманіття або наносити серйозну шкоди річковим біокомплексам;
- мала ГЕС повинна функціонувати із забезпеченням такого експлуатаційного режиму роботи, що максимально близько відповідає умовам природного стоку річки.

У міжнародній практиці спорудження малих ГЕС вдало себе зарекомендували рибоходи типу природний обвідний канал та вертикальний канал з басейнами. Природний обвідний канал імітує річку, яка обходить дамбу (рис.1.11). Цей тип каналу створює вільний розподіл місць для проживання та розмноження риб. Такі обвідні канали можуть підтримувати екологічний стан річок у разі будівництва каскаду ГЕС. Вертикальний канал з басейнами представляє собою рибохід окремої ГЕС з послідовним розташуванням басейнів з отворами (рис.1.12), який дозволяє зменшити

кінетичну й потенційну енергію в межах кожного басейну. Рибохід може виконуватись з бетону, каміння або інших матеріалів.



Рис. 1.11 – Рибохід типу природний обвідний канал



Рис. 1.12 – Рибохід типу вертикальний канал з басейнами
Приклад природнього бокового каналу показано на рис.1.13.



Рис. 1.13 – Природній боковий канал

Рибний підймач – представляє собою підймач з контейнерами заповненими водою. Рибу підіймають в верхній б'єф, що дозволяє застосовувати його практично для всіх перепадів висот (рис. 1.14).



Рис.1.14 – Вертикальний канал з басейнами

З технологічної точки зору виконання двох останніх вищенаведених експлуатаційних вимог можливо за режиму регулювання потужності малої ГЕС по водотоку. Цей режим роботи станції надає можливість практично не спотворювати природний гідрологічний режим та біологічний стан русла річки нижче створу станції. Експлуатаційний режим ГЕС, яка працює по водотоку, та її потужність повністю визначаються надходженням води до

створу станції. При спорудженні малих ГЕС на основі гідроагрегатів з постійною швидкістю обертання, вищезгаданий режим експлуатації станції може бути реалізований за традиційного компонування малої ГЕС декількома агрегатами. Принцип регулювання потужності малої ГЕС по водотоку річки реалізується шляхом пуску (зупинки) окремих гідроагрегатів в складі станції відповідно до наявної в певний момент часу витрати води стоку. Діаграма використання води стоку річки для виробництва електроенергії станцією з трьома гідроагрегатами, за зазначених вище природоохоронних обмежень, наведена на рис.1.15.

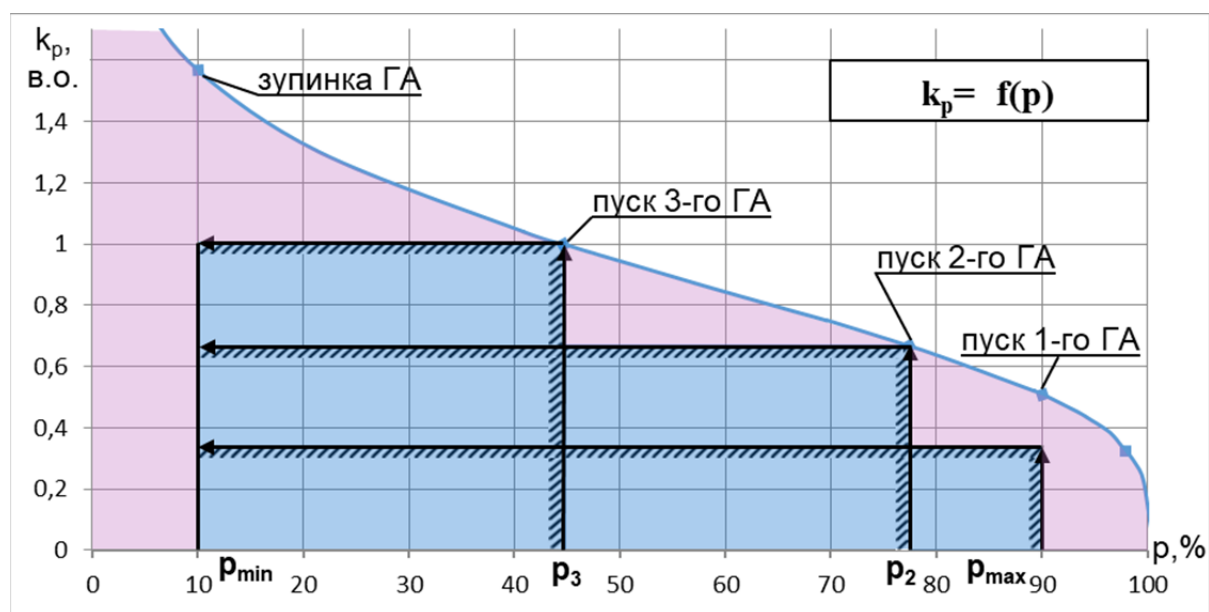


Рис. 1.15 – Діаграма використання стоку води річки малою ГЕС в складі трьох гідроагрегатів: p – імовірнісна забезпеченість витрат води стоку річки; k_p – коефіцієнт витрат стоку відносно середньорічного значення

В діапазоні (90-100)% річної імовірнісної забезпеченості витрат води, який враховує санітарний попуск і витрати в межень та безперервне функціонування рибоходів, станція не виробляє електроенергію. В діапазоні (0-10)% річної імовірнісної забезпеченості витрат води, який враховує періоди наявності повеней і паводків з підтопленням нижнього б'єфу та оперативні заходи з регулювання водного потоку через гідроспоруди, гідроагрегати станції також не працюють. Процес генерування електроенергії відбувається в діапазоні (10-90)% забезпеченості витрат води шляхом регулювання потужності малої ГЕС за величиною стоку.

1.8. Нормативно-правові аспекти використання в Україні гідроенергетичного потенціалу зворотних вод технологічних процесів за "зеленим тарифом" на генеровану електроенергію

Вступ. Чинне законодавство України стимулює створення малих ГЕС шляхом введення та застосування "зеленого" тарифу на вироблену електроенергію. Існують додаткові можливості збільшення потенціалу малої гідроенергетики в результаті використання гідроенергетичного потенціалу зворотних вод технологічних процесів (водопостачання питної води, водовідведення, зворотні води гірничо-збагачувальних комбінатів, очисних споруд міст та підприємств). Але в переважній більшості випадків, за виключенням водопостачання питної води, зворотні води містять значну кількість домішок і хімічних сполук, що значно збільшує питомі витрати на обладнання. Експлуатація обладнання в агресивному середовищі зменшує рентабельність даних проектів. Тому отримання "зеленого" тарифу на вироблену електроенергію такими малими ГЕС слугує майже єдиною мотивацією для приватних інвесторів.

Світовий досвід створення малих ГЕС на зворотних водах технологічних процесів.

Використання мікро-, міні- та малих гідроелектростанцій (МГЕС) на вже існуючих перепадах рівнів води на різних об'єктах водного господарства активно впроваджується в світі в якості проектів відновлювальної енергетики та всіляко підтримується державними установами, у тому числі шляхом встановлення спеціальних «зелених» тарифів або зелених сертифікатів для реалізації виробленої електроенергії. Генерування електроенергії здійснюється за відсутності негативного впливу на флору і фауну, так як у зворотних водах відсутня риба, річні тварини, рідкісні птахи, немає потреби в побудові греблі, нового водосховища, не затоплюються навколишні території. Будівництво МГЕС на введених в дію спорудах водопостачання та водовідведення сприяє модернізації існуючого об'єкту (ремонт або заміна окремих елементів) та підвищенню його надійності в результаті встановлення сучасної автоматизованої системи управління та моніторингу. Офіційна статистика по МГЕС на зворотних водах в країнах світу на сьогодні відсутня (принаймі невідома авторам), але інформація стосовно реалізованих проектів наводиться в науково-технічних публікаціях. Заслуговує на увагу спроба узагальнення

технічних параметрів МГЕС на стічних водах міських очисних споруд, яка наведена в і представлена в табл.1.9.

Відомі також проекти МГЕС на водоводах питної води та стічних водах очисних споруд на територіях Європи і СНД: - Campina (Румунія, 2006 рік), каскад з восьми станцій на питному водоводі потужностями 246 / 171 / 261 / 135 / 73 / 141 / 97 / 454 кВт; - ValedePesti (Румунія, 2006 рік), станція на очисних спорудах, 224 кВт; - Brazi (Румунія, 2013 рік), станція на очисних спорудах, 38 кВт; - Ногка(Чехія, 2006 рік), станція на водоводі питної води, 35 кВт; -RuzinaT1 (Словаччина, 2007 рік), станція на водоводі питної води 45 кВт; -P.501.1 (Португалія, 2009 рік), станція на очисних спорудах, 84 кВт; -ElQuiebre (Іспанія, 2012 рік), станція на очисних спорудах, 59 кВт; - UvPodhrad (Чехія, 2013 рік), станція на водоводі питної води, 257 кВт; - CostadesBlanes (Іспанія, 2015 рік), станція на водоводі питної води, 14 кВт; - Kavsakkaа (Туреччина, 2017 рік) на водоводі питної води,3018 кВт; -Garni (Вірменія, 2011 рік), каскад станцій на водоводі питної води, 3217 кВт;-м. Мінськ (Білорусія, 2015 рік), станція на очисних спорудах, 200 кВт.

Таблиця 1.9. Технічні параметри МГЕС на міських стічних водах *

Назва	Країна	Тип схеми	Обладнання	Встановлена потужність (кВт)	Напір (м)	Розрахункова витрата (м ³ /с)	Довжина (м) та діаметр (мм) напірного водовода
Aire, Geneva	CH	DTE	Турбіна Каплана	200	5	3,2	N/A
AsSamra	JO	USW	2 Турбіни Пелтона	2x800	104	3,2	N/A; 1500
AsSamra	JO	DTE	2 Турбіни Френсиса	2x840	41	3,2	са. 2000; 2000
DeerIsland, Boston	USA	DTE	2 Турбіни Каплан	2x1000	8.8	2x13.1	
Elsholt	E	USW	2 Гвинта Архімеда	2x90	N/A	2.6	2600
Emmerich	D	DTE	Гвинт Архімеда	13	3.8	0.4	1200
Engelberg	CH	DTE	Турбіна Пелтона	50	54.4	0.16	са. 67; N/A
Grachen	CH	DTE	Турбіна Пелтона	262	365	0.09	са. 830; 300
Hsinchu	T	DTE	N/A	11	N/A	N/A	N/A
LaAsse, Nyon	CH	DTE	Насос як турбіна	220	94.25	0.293	са. 3515; 600

La Douve I, Leysin	CH	DTE	Турбіна Пелтона	430	545	0.08	ca. 1256; N/A
La Douve II, Leysin	CH	DTE	Турбіна Пелтона	75	83	0.108	N/A
Morgental, St. Gallen	CH	DTE	Турбіна Пелтона	1350	190	0.84	ca. 4800; 800
North Head, Sydney	AUS	DTE	Турбіна Каплан	4500	60	3.5	
Point Loma, San Diego	USA	DTE	Турбіна Френсиса	1350	27	7.6	ca. 7200; N/A
Profay, Le Chable	CH	USW	Турбіна Пелтона	350	449	0.1	ca. 2290; 300
Taichung	T	DTE	N/A	68	N/A	N/A	N/A

* (CH - Швейцарія, JO - Йорданія, USA - Сполучені Штати Америки, D - Німеччина, T - Тайвань, AUS - Австралія, E - Англія; USW - стічні води; DTE - очищені стічні води; N/A – дані відсутні).

Наявні приклади введення в експлуатацію МГЕС на зворотних водах засвідчують можливість технічної реалізації проектів, проте їх економічна ефективність визначається окремо для кожної країни відповідно до умов функціонування на енергетичному ринку.

Нормативно-правові аспекти встановлення "зеленого тарифу" для малих ГЕС на стічних водах міських очисних споруд.

Чинна нормативно-правова база України в сфері електроенергетики надає принципову можливість підвищення рентабельності даних проектів шляхом встановлення "зеленого" тарифу на вироблену електроенергію, але деякі положення нормативних актів не узгоджені між собою, що значно ускладнює процес отримання позитивного рішення. Розглянемо наявні неузгодженості у визначенні понять та термінів в основних законах і нормативних актах, що слугують правовою основою для встановлення "зеленого" тарифу МГЕС на стічних водах очисних споруд.

В Україні "зелений" тариф встановлюється, згідно Закону України "Про альтернативні джерела енергії" (НКРЕКП) та Порядку встановлення, перегляду та припинення дії «зеленого» тарифу на електричну енергію для суб'єктів господарської діяльності та приватних домогосподарств, який затверджений постановою НКРЕКП від 02 листопада 2012 року № 1421. Тариф встановлюється на електроенергію, вироблену з відновлюваних джерел енергії, до яких належать енергія сонячна, вітрова, геотермальна, енергія хвиль та припливів, гідроенергія, енергія біомаси, газу з органічних відходів, газу каналізаційно-очисних станцій, біогазів, а також з вторинних

енергетичних ресурсів, до яких належать доменний та коксівний газ, газ метан дегазації вугільних родовищ, перетворення скидного енергопотенціалу технологічних процесів. Технічні, технологічні та конструктивні особливості перетворення скидного енергопотенціалу, зокрема зворотних вод, **чітко не прописані**. Тому державний регулятор в цих випадках застосовує визначення понять з області перетворення гідроенергії в електроенергію шляхом використання гідроелектростанцій з традиційними конструктивними рішеннями, які мають однозначну формалізацію в нормативно-технічних документах.

Відповідно застосовується і поняття джерела енергії як “водні ресурси” з Водного кодексу України (обсяги поверхневих, підземних і морських вод відповідної території). Але водний кодекс не охоплює питань використання вод в технологічних системах, якими є очисні споруди, крім стадії скидання вод із господарських чи антропогенних ланок кругообігу води у навколишнє природне середовища. Завдання водного законодавства полягає в регулюванні правових відносин з метою збереження водних ресурсів, раціонального використання вод для потреб населення і галузей економіки, відтворення водних ресурсів, охорони вод від забруднення, засмічення та вичерпання, запобігання шкідливим діям вод та ліквідації їх наслідків, поліпшення стану водних об'єктів, а також охорони прав підприємств, установ, організацій і громадян на водокористування. Тому поняття “водні ресурси”, що використовується у водному праві, не може автоматично переноситися до інших галузей. Види альтернативної енергії класифіковані, зокрема, в Додатку No1 до Порядку видачі, використання та припинення дії гарантії походження електричної енергії для суб'єктів господарювання, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії, затвердженого постановою КМ України від 24 липня 2013 р. N 771, де включено навіть електричну енергію, вироблену на насосних станціях.

Державний регулятор ініціював вирішення дискусійних питань у сфері стимулювання виробництва електроенергії на зворотних водах технологічних процесів шляхом внесення змін до Закону України "Про ринок електричної енергії України" стосовно встановлення класифікації гідроелектростанцій відповідно до їх конструктивних відмінностей в разі будівництва на очисних спорудах, каналізаційних стоках, або які можуть використовувати інший скидний потенціал. Фахівців з відновлюваної енергетики були спрямовані на розроблення нормативного документу (Державного стандарту), спрямованого

на узгодження наявних спірних технічних термінів і понять в малій гідроенергетиці. Стандарт був введений в дію в 2015 році, але для широкого загалу став досяжним лише в 2019 році після його опублікування. Положення стандарту надають можливості трактувати дискусійні питання, що виникають в процесі встановлення "зеленого" тарифу на вироблену енергію МГЕС на стічних водах очисних споруд, наступним чином.

1. Згідно чинного ДСТУ 7501:2014 «Гідроенергетика. Гідроелектростанції малі. Терміни та визначення понять» поняття гідроелектростанція характеризує сукупність споруд і устаткування, призначених для перетворення механічної енергії потоку води в електроенергію.

Проекти МГЕС на стічних водах включають в себе сукупність гідротехнічних споруд, що забезпечують необхідну концентрацію потоку води і створення напору, а також енергетичне устаткування, яке перетворює енергію рухомої під напором води в механічну енергію обертового руху, яка потім перетворюється в електричну енергію. Дані станції призначені для виробництва електроенергії виключно в результаті використання потенціальної енергії водного потоку, що утворюється природнім перепадом висоти між місцями водозабору та зливу води. Хімічний склад та рівень забрудненості води не змінюють фізичний принцип вироблення електроенергії з використанням стандартного гідроелектричного агрегату. Світова практика будівництва малих ГЕС засвідчує створення станцій на водоводах питної води, водоводах очисних споруд, а також на морській воді.

2. У відповідності до положень ДСТУ 7501:2014 джерелами малої гідроенергетики вважаються природні та штучні водотоки, водосховища, озера і стави, водогосподарські та гідравлічні системи різної призначеності, а також інші малі водотоки, які можна використати для отримання електричної енергії за допомогою малих гідроенергетичних станцій.

Зворотні води очисних споруд, систем водопостачання, зрошення та інших систем водокористування приймають участь в системі кругообігу води. Вони в обов'язковому порядку враховуються при гідрологічних розрахунках водних джерел як один з основних елементів водного балансу річок. Тому зворотні води технологічних процесів відповідають визначенню поняття джерела малої гідроенергетики.

3. До складу МГЕС на стічних водах очисних споруд входять напірні басейни, напірний дериваційний трубопровід, будівля електростанції, водовипуск. Гідротехнічні споруди по своєму призначенню повністю

відповідають визначенню ДБНВ 2.4-3:2010 «Гідротехнічні, енергетичні та меліоративні системи і споруди, підземні гірничі виробки», де до гідротехнічних споруд відносяться споруди, що підпадають під вплив водного середовища, призначені для використання і охорони водних ресурсів, а також для захисту від шкідливого впливу вод. До основних гідротехнічних споруд відносяться: греблі, водоскиди, водоспуски і водовипуски, водоприймачі і водозабірні споруди, канали дериваційні, канали водогосподарських і меліоративних систем, канали комплексного призначення і споруди на них, трубопроводи, напірні басейни і зрівнювальні резервуари, відстійники, рибопропускні споруди напірного фронту. Станції на стічних водах відносяться в переважній більшості випадків до дериваційного типу, напір яких утворюється виключно за рахунок перепаду відміток висоти між початковою і кінцевою точками трубопроводу.

4. МГЕС на стічних водах очисних споруд використовують гідроенергетичний потенціал, створений природнім перепадом висот між початком та кінцем дериваційного трубопроводу. Перетворення гідроенергетичного потенціалу здійснюється стандартним гідроелектричним агрегатом. Тому такі станції належить до об'єктів гідроенергетики, що використовують механічну енергію водних ресурсів для вироблення електроенергії (ДСТУ 3440-96 Системи енергетичні. Терміни та визначення).

5. Потужність МГЕС на стічних водах пропорційна природному наявному напору між місцями забору води та скиду у річку. Для цього проектами передбачається спорудження безнапірних водозабірних колодязів з вільною поверхнею. Тому функціонування МГЕС не впливає на витрати електроенергії очисними спорудами, або іншими підприємствами.

6. Станція на стічних водах не створює додаткового впливу на рівень забрудненості вод після очисних споруд. Більш того, вона зменшує негативний вплив очисних споруд на довкілля завдяки заміні відвідного каналу з наявністю пошкоджень, що спричиняють витік скидної води на різних ділянок каналу, в результаті чого виникає ерозія прилеглих земель, утворення ярів та розповсюдження смороду на навколишній території. Відведення води через дериваційний трубопровід виключає подібні явища, а умовно очищені стічні води, які проходять через турбіну, збагачуються розчиненим киснем в процесі аерації, що сприяє активації хімічного та біологічного самоочищення води і є безсумнівно позитивним впливом на природний режим річки.

Переважає більшість висвітлених аспектів мають місце при створенні проектів МГЕС на зворотних водах технологічних процесів.

Доцільно зазначити, що завдяки спільним зусиллям юристів, Ради бізнес-омбудсмена, асоціації Укргідроенерго, фахівців з малої гідроенергетики та конструктивній позиції НКРЕКП було знайдено та обґрунтовано правові підстави для встановлення "зеленого" тарифу на першій в країні МГЕС на стічних водах міських очисних споруд. Процедура встановлення тарифу тривала протягом 2016-2019 років.

Короткий опис пілотного проекту МГЕС на стічних водах міських очисних споруд на території України.

Станція споруджена на відстані біля 9 км на захід від м. Полтава в адміністративних межах Щербанівської та Супрунівської сільських рад і функціонує на зворотних водах Супрунівської очисної станції. Вона призначена для виробництва електроенергії виключно в результаті використання потенціальної енергії водного потоку, що утворюється природнім перепадом висоти між місцями водозабору та зливу води. Хімічний склад та рівень забрудненості води не змінюють фізичний принцип вироблення електроенергії з використанням стандартного гідроелектричного агрегату. МГЕС складається з сукупності гідротехнічних споруд, що забезпечують необхідну концентрацію потоку води і створення напору, а також з енергетичного устаткування, яке перетворює енергію рухомої під напором води в механічну енергію обертового руху, яка потім перетворюється в електричну енергію. Витрати води регламентуються режимом роботи очисних споруд. Станцію обладнано високотехнологічним обладнанням, що працює в автоматичному режимі паралельної роботи з загальнодержавною електричною системою. Технічні параметри МГЕС наведено в табл.1.10 а фрагмент машинної зали з гідроелектричним агрегатом показано на рис.1.16.

Таблиця 1.10. Основні технічні параметри МГЕС ТОВ «ПОЛТАВА ГІДРО»

№ з.п.	Показник	Од. вим.	Значення
1	Тип станції		Дериваційна
2	Статичний напір	м	37,8
3	Розрахунковий напір	м	36
4	Розрахункова витрата води	л/с	700
5	Мінімальна витрата	л/с	100
6	Встановлена потужність (генератор)	кВт	193
7	Мінімальна потужність	кВт	30
8	Тип турбіни		Кроссфло (Sink, Чехія)
9	Тип генератора		Асинхронний
10	Регулювання		Автоматичне
11	Довжина деривації	м	520
12	Діаметр деривації	мм	800
13	Матеріал труб деривації		GRP
14	Водозабірний вузол		Басейнового типу
15	Напруга генератора	В	400
16	Напруга мережі електросистеми	В	10000

Обладнання, встановлене в будівлі МГЕС є повністю автоматизованим та не потребує присутності експлуатаційного персоналу. Постійні робочі місця на запроектованій МГЕС відсутні. Персонал на об'єкті необхідний лише для періодичного технічного обслуговування обладнання за потребою та згідно до інструкцій заводу-виробника. Єдиним журналом, який необхідно вести в процесі експлуатації, є журнал несправностей та їх усунень.



Рис. 1.16 – Гідроелектричний агрегат МГЕС «ПОЛТАВА ГІДРО»

Керування МГЕС здійснюється за допомогою автоматичної системи та сучасних технологій бездротового доступу. Автоматична система керування та моніторингу дає змогу дистанційно отримувати інформацію щодо миттєвої потужності гідроенергетичної турбіни, обертів генератора, фактичного рівня води у верхньому б'єфі та інші для оцінки стану гідроелектростанції. Узгодження значення генерованої потужності з наявними обсягами стічної води здійснюється шляхом зміни відкриття напрямного апарату.

"Зелений" тариф для МГЕС ТОВ «ПОЛТАВА ГІДРО» на стічних водах Супрунівської очисної станції встановлено Постановою НКРЕКП від 09.07.2019 року № 1402. Таким чином, ухвалене рішення державного регулятора в конкретній справі стає юридичною підставою для вирішення наступних справ при встановленні "зеленого" тарифу для МГЕС на зворотніх водах технологічних процесів. Зазначеною ухвалою створено адміністративний прецедент, який слугує зразком для вирішення в подальшому аналогічних ситуацій.

РОЗДІЛ 2. ОСНОВНІ ПОЛОЖЕННЯ ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ

2.1. Природний та технічний потенціал гідроенергетичних ресурсів водотоків

Аналіз знаходження теоретичного потенціалу водотоку розглянемо на прикладі ділянки ріки L_{12} , яка обмежена близькими один до одного створами 1-1 та 2-2, через які проходить деякий об'єм води W (м^3) за інтервал часу T (с) (рис.2.1).

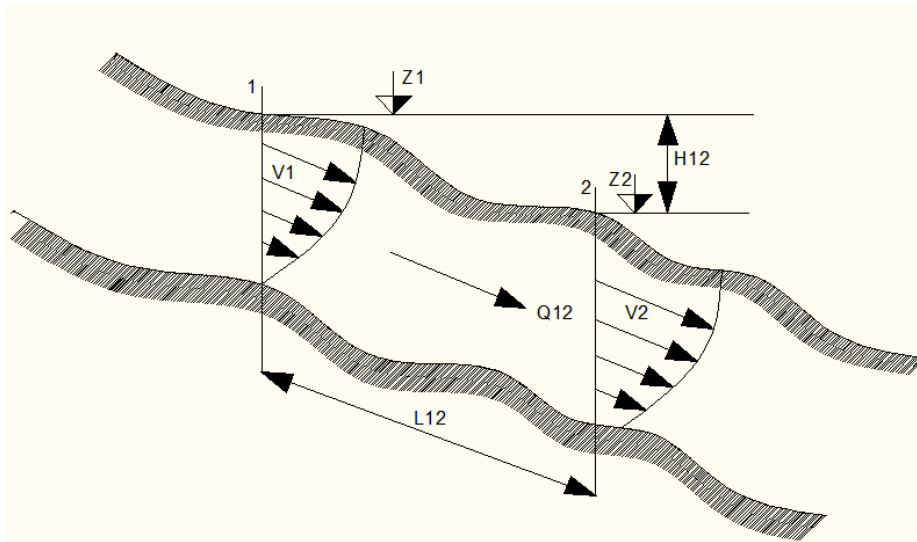


Рис. 2.1 – До розрахунку гідроенергетичного потенціалу водотоку

Потенційна енергія потоку E_{12} , яка втрачається на відрізку L_{12} , дорівнює:

$$E_{12} = \rho g W (\nabla z_1 - \nabla z_2) = \rho g W H_{12}, \quad (2.1)$$

де ρ - щільність рідини, $\text{кг}/\text{м}^3$; g - прискорення вільного падіння, $\text{м}/\text{с}^2$; W - об'єм води, м^3 ; $H_{12} = \nabla z_1 - \nabla z_2$ - питома потенційна енергія потоку рідини, яка називається напором та чисельно дорівнює падінню рівнів вільної поверхні водотоку на ділянці L_{12} .

Розділивши E_{12} на T , отримуємо середню потужність N_{12} водотоку

$$N_{12} = \frac{E_{12}}{T} = \rho g \frac{W}{T} H_{12} = \rho g Q_{12} H_{12}, \quad (2.2)$$

або, враховуючи, що $g = 9,81 \text{ м}/\text{с}^2$, а $\rho = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3$, отримаємо N_{12} в кВт при H_{12} в м, та Q_{12} в $\text{м}^3/\text{с}$:

$$N_{12} = 9,81 Q_{12} H_{12}. \quad (2.3)$$

Так як витрати води по всій ділянці не сталі, то для розрахунку N_{12} та E_{12} використовують метод «лінійного обліку», тобто характер зміни витрат

вздовж ділянки припускають лінійним. Це означає, що в (2.3) замість Q_{12} необхідно розрахувати середнє значення:

$$Q_{12} = 0,5(Q_1 + Q_2). \quad (2.4)$$

Для розрахунку напорів H необхідно мати поздовжній профіль водотоку з зазначеними місцями розташування розрахункових створів та змінною рівнів поверхні води по довжині водотоку, тобто $\nabla z = \nabla z(L)$, де L – відстань в км від деякого початкового створу, прийнятого за нуль відліку.

Розрахунок витрати води Q в кожному j -м створі може виконуватись на підставі вимірювальних та оброблених даних минулих спостережень, якщо в цих створах є водомірні пости. В інших випадках використовуються карти з ізолініями модулів середньорічного стоку m , л/(с · км²) в даному басейні (рис.2.2). За допомогою цих карт визначається водозбірна поверхня басейну для кожного j -во створу, тобто $F_j(L_j)$, км², та відповідний йому модуль стоку $m_j(L_j)$. В цьому випадку Q_j , м³/с, розраховується по формулі:

$$Q_j = m_j F_j \cdot 10^{-3} \quad (2.5)$$

За відсутності частини гідрологічних даних, для розрахунку можуть бути використані різні методи сучасної інженерної гідрології та комп'ютерних технологій. Зокрема, для визначення вертикального профілю ріки можуть бути використані цифрові топографічні карти, отримані шляхом аерокосмічного зондування земної поверхні. Сучасна супутникова технологія зондування характеризується на даний час дозвільною здатність 0,5 метрів, що цілком задовольняє потреби на етапі розроблення техніко-економічних обґрунтувань гідроенергетичних проектів. В Україні в даній галузі функціонує Державний науково-виробничий центр аерокосмічної інформації, дистанційного зондування Землі і моніторингу оточуючого середовища «Природа» Національного космічного агентства України та Міністерства охорони оточуючого природного середовища. Дана технологія буде застосована в другому розділі роботи при проведенні розрахункових досліджень.

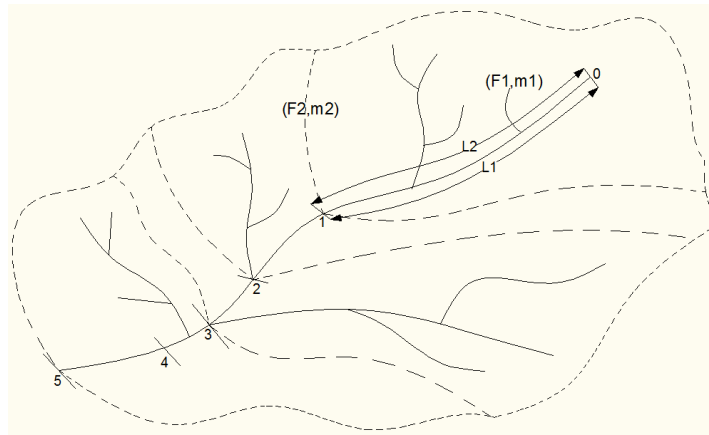


Рис. 2.2 – Схема басейну водотоку для розрахунку його потенціалу

Розглянуті теоретичні положення розроблені для розрахунку повної енергії водотоку. Але вони не дають відповіді на питання, яка частина цієї енергії може бути використана для подальшого перетворення в електричну енергію. Так, наприклад, великі обсяги короткотривалих повеневих вод, довготривалі меженні витрати води та санітарні пропуски води проходять поза турбін ГЕС. Для врахування цих складових водотоку введемо в розрахунок, додатково до вище викладеного, витрати води заданого рівня забезпеченості річкового стоку (Q_p), який являє собою імовірність перевищення заданої величини витрат води. Рівень забезпеченості витрат річкового стоку (p) визначається наступним чином:

$$p = 1 - F(x), \quad (2.6)$$

де $F(x)$ – функція розподілу імовірності витрат води річкового стоку.

При проведенні гідрологічних розрахунків найбільшого поширення на території країн СНД набув імовірнісний трипараметричний гама-розподіл витрат води річкового стоку у формі Крицького-Менкеля, параметри якого визначаються за результатами спостережень.

Визначення витрат води річки для довільних імовірнісних значень рівня забезпеченості стоку виконується з використанням наступних параметрів: Q_i – поточне значення витрат в процесі спостережень (вимірювання), Q_{CP} – середнє значення за період спостережень; n – кількість гідрометричних спостережень; k_i – модульний коефіцієнт:

$$Q_{CP} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_i, \quad k_i = Q_i / Q_{CP}. \quad (2.7)$$

Застосування в розрахунках імовірнісного розподілу витрат води річки впродовж року надає можливості визначати повеневі витрати як такі, що

мають забезпеченість на рівні 1%. Витрата води в межень може бути оцінена на рівні 95% забезпеченості.

Напір ділянки річки може бути визначений шляхом використання детальних топографічних карт місцевості, або результатів аерокосмічного зондування земної поверхні території, що знаходяться в ДНВЦ «Природа» та картографічному ресурсі Google Планета Земля (Map, Satellite). Користувач на сервері <http://earth.google.com/> потрапляє на світову карту і може знайти потрібне йому місце, змістивши і збільшивши потрібний фрагмент, або задати пошук назву міста, області, країни. На даний час доступні версії карт на декількох мовах, включно українською. Основу даних представляють супутникові знімки Landsat, SPOT, Quickbird і топографічні карти. Будь-яка точка світу відображається з точністю до 1:25000 на основі даних, отриманих після 1999 року. Ці знімки надані компанією EarthSat і зроблені з супутника Landsat-7, камерою ETM. Великі міста і багато території відображаються аж до масштабів порядку 1:2000, що зроблено компанією DigitalGlobe за допомогою супутника Quickbird-2 з використанням камери VHRC-60. Дозвільна точність цих знімків складає 0,68 м. Іншими джерелами інформації слугують дані SPOT і аерофотозйомки.

Побудова вертикального профілю річки ґрунтується на можливостях програмного забезпечення визначати автоматично рельєф місцевості в заданій площині. В даному випадку оператору потрібно задати лише параметри площини і в перетині місцевості будуть відображатися всі точки, згідно дозвільної здатності розпізнавання електронної карти, сукупність яких являє собою рельєф дослідної місцевості в заданій площині. Якщо площину розмістити перпендикулярно руслу навіть неширокої річки, то висота русла над рівнем моря визначається однозначно з похибкою дозвільної здатності карти (рис.2.3).

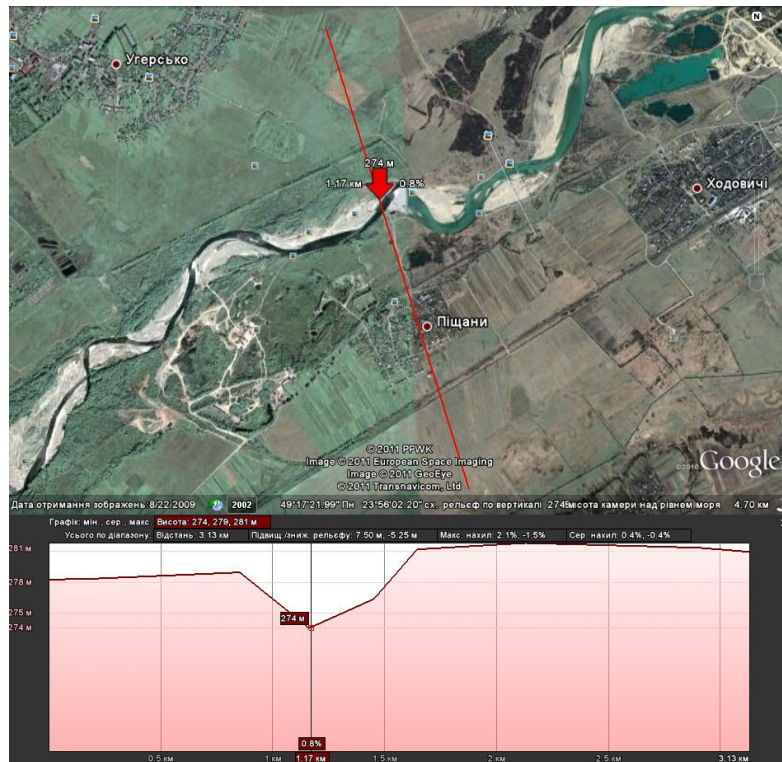


Рис. 2.3 – До визначення вертикального профілю річки за результатами аерокосмічного зондування земної поверхні

Визначивши таким чином параметри русла для ряду точок вздовж річки, можна побудувати потрібний вертикальний профіль (рис.2.4).

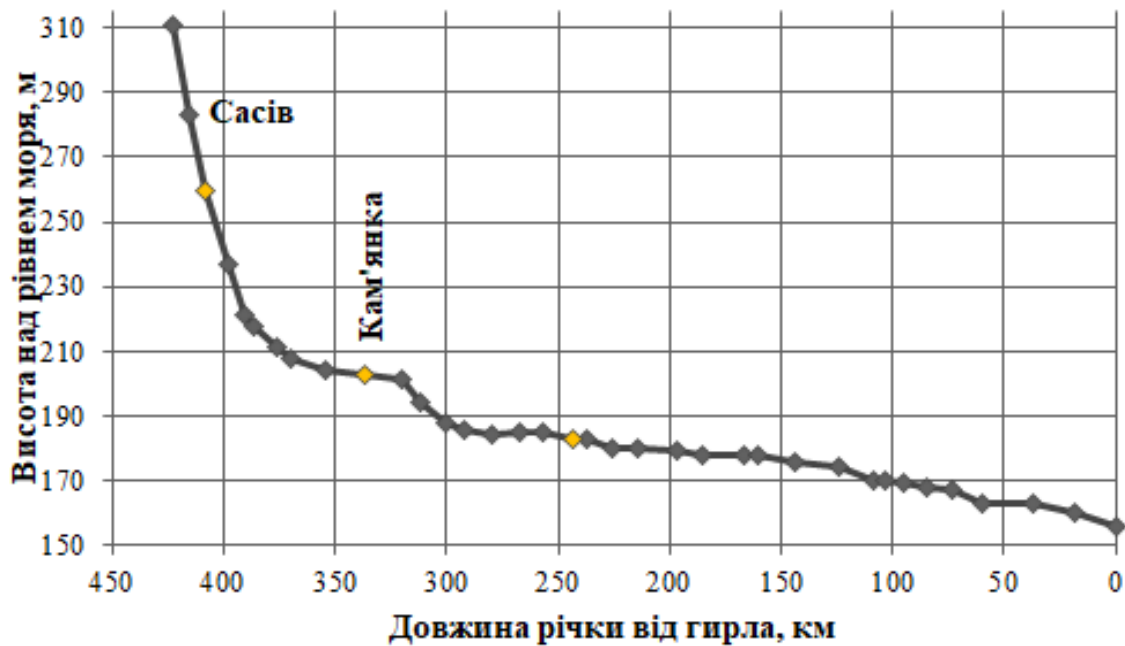


Рис. 2.4 – Вертикальний профіль річки Західний Буг

З урахуванням вище зазначеного розглянемо визначення технічного гідроенергетичного потенціалу водотоку річок з урахуванням імовірнісного

розподілу витрат стоку, що дозволяє врахувати природоохоронні обмеження на використання води для виробництва електроенергії.

Розподілимо вертикальний профіль річки на M ділянок з наступною нумерацією відносно витоків: $j=1,2,3,\dots,M$. Поточну координату протяжності на ділянці, довжину ділянки, перепад висот та середнє значення витрат стоку на ділянці позначимо відповідно як l_j , L_j , H_j та Q_j (рис.2.5).

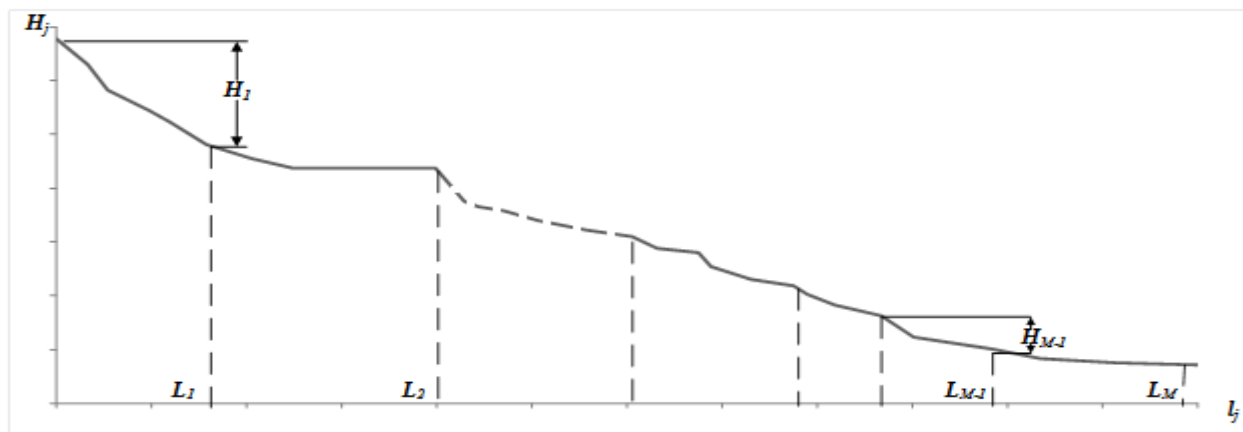


Рис. 2.5 – Позначення координат вертикального профілю річки

Введемо в подальший аналіз кількісні значення критеріїв екологічної цінності території, позначивши їх на j -ій ділянці річки як k_{ej} . Якщо на визначеній ділянці річки можливе будівництво малої ГЕС, то надаємо величині k_{ej} значення 1, а якщо будівництво неможливе – то величина k_{ej} дорівнює 0:

$$\begin{aligned} k_{ej} &= 1 - \text{будівництво ГЕС дозволено,} \\ k_{ej} &= 0 - \text{будівництво ГЕС заборонено.} \end{aligned} \quad (2.8)$$

Аналогічним чином будемо враховувати і заборону будівництва ГЕС на ділянках річки з малим нахилом, щоб убезпечити територію від значних затоплень. Для цього введемо в аналіз також критерій нахилу вертикального профілю j -ої ділянки річки як k_{Hj} , кількісні значення якого визначаються як:

$$\begin{aligned} k_{Hj} &= 1 - \text{будівництво ГЕС дозволено,} \\ k_{Hj} &= 0 - \text{будівництво ГЕС заборонено.} \end{aligned} \quad (2.9)$$

При визначенні технічного потенціалу необхідно врахувати і втрати на перетворення енергії водотоку в електричну енергію, для чого використаємо поняття коефіцієнта корисної дії η_j . Подальший аналіз будемо виконувати за припущення, що значення η_j однакове для всієї протяжності річки, тобто:

$$\eta_j = \eta = \text{const.} \quad (2.10)$$

Середнє значення витрат стоку на ділянці (Q_j) визначимо шляхом інтегрування змінної величини витрат вздовж протяжності ділянки наступним чином:

$$Q_j = \frac{1}{L_j} \int_{l_{jn}}^{l_{jk}} Q'_j dl_j, \quad (2.11)$$

де l_{jn}, l_{jk} - значення координати початку та кінця j -ої ділянки річки.

Для урахування екологічних обмежень на використання витрат води для виробництва електроенергії використаємо функцію диференційної щільності імовірнісного розподілу стоку річки. Застосування імовірнісного розподілу надає можливість урахування витрат санітарного попуску, безперервної дії рибоходів та пропуску води в повеневий період наступним чином:

$$Q_{CPj} = \int_{Q_{jmin}}^{Q_{jmax}} Q'_j f(Q'_j) dQ'_j, \quad Q_{jmax} > Q'_j > Q_{jmin}, \quad (2.12)$$

де Q_{jmin}, Q_{jmax} - мінімальне та максимальне значення витрат води для виробництва електроенергії, Q'_j - витрати води за результатами строкових спостережень на j -ій ділянці річки; $f(Q'_j)$ - диференційна щільність річного імовірнісного розподілу витрат води.

Тепер, ґрунтуючись на вихідному теоретичному положенні визначення потужності водотоку та введених вище положень, можна записати потужність ділянки річки з урахуванням обмежень на використання стоку води наступним чином:

$$N_j = gH_j \int_{Q_{jmin}}^{Q_{jmax}} \left[\frac{1}{L_j} \int_{l_{jn}}^{l_{jk}} Q'_j dl_j \right] f(Q'_j) dQ'_j. \quad (2.13)$$

Визначення технічного потенціалу гідроенергетичного ресурсу всієї річки, з урахуванням критеріїв екологічної цінності території кожної ділянки та обмежень на використання води, запишемо як суму складових впродовж течії:

$$E_T = gT\eta \sum_{j=1}^M \left[k_{ej} \cdot k_{Hj} \cdot H_j \int_{Q_{jmin}}^{Q_{jmax}} \left(\frac{1}{L_j} \int_{l_{jn}}^{l_{jk}} Q'_j dl_j \right) f(Q'_j) dQ'_j \right] \quad (2.14)$$

$$\text{за } Q_{jmax} > Q'_j > Q_{jmin}; k_{ej} = 1 \text{ або } 0; k_{Hj} = 1 \text{ або } 0, \quad (2.15)$$

Отримана математична модель може бути застосована для визначення природного потенціалу стоку за умов: $\eta = 1,0$; $k_{ej} = 1$; $k_{Hj} = 1$; $p = 1,0$.

Якщо позначити технічний потенціал річки як E_T , а природний як $E_{ПР}$, то можна визначити коефіцієнт використання гідроенергетичного ресурсу річки для виробництва електроенергії $k_{евр}$ за формулою:

$$k_{евр} = E_T / E_{ПР}. \quad (2.16)$$

Кількісні значення $k_{евр}$ для деяких малих річок на території України наведені в табл.2.1. Визначено, що обсяг технічно досяжного потенціалу гідроенергетичних ресурсів для основних малих річок знаходиться у межах 3-15% його загального природного потенціалу.

Таблиця 2.1. Значення коефіцієнту використання гідроенергетичного ресурсу малих річок

Річка	Гідрологічна зона	Перепад висоти вертикального профілю, м	Природний потенціал, млн. кВт·год/рік	$k_{евр}$
Тетерів	Поліська	180	207,1	0,035
Західний Буг	Західна	77	88,5	0,03
Південний Буг	Правобережна-Дніпровська	316	647,7	0,15
Псел	Лівобережно-Дніпровська	73	108,48	0,11
Оскіл	Сіверськодонецько-Приазовська	101	178,7	0,062
Тересва	Українські Карпати	321	722,9	0,1
Стрий	Українські Карпати	480	1065,42	0,055

2.2. Імовірнісні параметри та характеристики розподілів витрат води стоку річки

Теоретично-прикладні питання з визначання кількості води для господарського призначення та будівництва гідроелектростанцій ґрунтуються на використанні розподілів стоку річки, що отримуються застосуванням непрямих методів досліджень, основаних на узагальненні наявних матеріалів спостережень.

До непрямих методів дослідження закономірностей річного стоку відносяться географічні та статистичні методи. Географічними методами дослідження є відомий метод інтерполяції на картах розподілу характеристик стоку і метод гідрологічної аналогії. Проте досвід використання даних методів, зокрема застосування карт стоку, засвідчив, що водоносність річок може бути встановлена за ними тільки для великих річкових басейнів, де стік визначається переважно фізико-географічними та кліматичними факторами, що змінюються у відповідності з законом географічної зональності. Тоді як на характер зміни і величину стоку басейнів малих річок значно впливають місцеві не кліматичні фактори. Місцеві особливості малих басейнів, для яких немає гідрометричних спостережень, неможливо врахувати при таких побудовах. Тому ці карти ілюструють лише загальну зміну характеристик по території і визначення норми стоку для малих річок може характеризуватися значними похибками.

Методи теорії статистики надають можливість для вивчення інтегрального впливу місцевих факторів. Коливання річного стоку є результат зміни багатьох факторів, а саме річних опадів, опадів весняно-літнього періоду року, температури повітря тощо. Кожен з них в свою чергу залежить від умов теплообміну з атмосферою, циркуляцією повітряних мас і т.п.

Математичне обґрунтування і узагальнення емпіричної залежності коливань річного стоку здійснюється в кожному конкретному випадку з використанням методів математичної статистики і імовірнісних розподілів Гумбеля, Пирсона, Джонсона та інших. На території країн СНД в задачах гідроенергетики найбільшого поширення набув імовірнісний трипараметричний гамма-розподіл у формі Крицького-Менкеля. Параметрами даного розподілу слугують середнє значення витрат та коефіцієнти варіації і асиметрії.

Вичерпною оцінкою випадкової величини є її інтегральна або диференціальна функції розподілу. Проте традиційно в гідроенергетичних розрахунках застосовується виключно інтегральна функція розподілу, яка надає можливості для визначення параметрів гідрологічного режиму через оцінку імовірності за рівнем забезпеченості витрат води стоку з метою наступного обґрунтування проектних рішень. Зокрема, гідротехнічні споруди з регулювання стоку річки розраховуються саме по водності року певної заданої забезпеченості, що гарантує надійність та очікувану безвідмовність роботи споруд. Для визначення гарантованої та встановленої потужностей ГЕС традиційної реалізації з акумулюванням водотоку у водосховищі також достатньо використання інтегральної характеристики функції розподілу, або забезпеченості, як основи гідроенергетичних розрахунків. Тому в спеціалізованих виданнях наведені табульовані значення ординат кривих забезпеченостей відповідних розподілів за фіксованих значень коефіцієнтів варіації та асиметрії.

Сучасні положення щодо будівництва та наступної експлуатації малих ГЕС із дотриманням природоохоронних критеріїв функціонування диктують потребу встановлення нових підходів у проведенні гідроенергетичних розрахунків, що враховуватимуть обмеження на використання води для виробництва електроенергії: обмеження на використання води у межень, повені та паводки; санітарний попуск; оперативні заходи з регулювання водного потоку через гідроспоруди; безперервне функціонування рибоходів; регулювання потужності по водотоку. За даних умов, спрямованих на збереження первісного стану русла водотоку, визначальним фактором оцінки проектних параметрів малої ГЕС є значення витрат води стоку, або, іншими словами, надходження води до створу станції. Тому адекватна методика аналізу гідроенергетичних показників експлуатації «зелених» малих ГЕС повинна ґрунтуватись на застосуванні функції диференційної щільності імовірнісного розподілу витрат стоку річки.

В загальному випадку, функція диференційної щільності імовірнісного розподілу дає змогу визначити імовірність F попадання випадкової величини X у будь-яку задану область, наприклад обмежену інтервалом $[a_1, a_2]$:

$$F \{a_1 < X \leq a_2\} = \int_{a_1}^{a_2} p(x) dx, \quad (2.17)$$

де $p(x)$ – функція диференційної щільності імовірнісного розподілу.

При цьому обчислення ординат кривих забезпеченості розподілу виконується шляхом визначення інтеграла від функції диференційної щільності:

$$P\{x > x_p\} = 1 - \int_0^{x_p} p(x; \gamma, b) dx, \quad (2.18)$$

де P – ймовірність перевищення (забезпеченість) значення шуканої ординати x_p ; $p(x; \gamma, b)$ – диференційна щільність ймовірностей за параметрів розподілу x, γ, b .

Варто зазначити, що відсутні узагальнені результати з визначення функції диференційної щільності трипараметричного гамма-розподілу у вигляді, необхідному для подальших практичних застосувань, аналогічно інтегральним показникам розподілу. Розглянемо один із можливих варіантів визначення функції диференційної щільності трипараметричного гамма-розподілу за довільних значень коефіцієнтів варіації та асиметрії.

Рівняння диференційної щільності трипараметричного гамма-розподілу у функції витрат води має наступний вид:

$$p\{Q; Q_{cp}; \gamma, b\} = \left[\frac{\Gamma(\gamma + b)}{\Gamma(\gamma)} \right]^{\gamma/b} \frac{1}{\Gamma(\gamma) |b| Q_{cp}} \left(\frac{Q}{Q_{cp}} \right)^{\gamma/b - 1} \exp \left\{ - \left[\frac{Q}{Q_{cp}} \cdot \frac{\Gamma(\gamma + b)}{\Gamma(\gamma)} \right]^{\gamma/b} \right\}, \quad Q > 0, \quad (2.19)$$

де Q – випадкова величина витрат води, m^3/c ; Q_{cp} – середня багаторічна витрата води, m^3/c ; $Q/Q_{cp} = K_p$ – модульний коефіцієнт витрат води; γ, b – параметри, яким відповідають певні значення коефіцієнта варіації C_V та асиметрії C_S витрат води стоку річки.

Параметри розподілу γ і b можуть бути визначені з системи рівнянь, що встановлює зв'язок між параметрами γ і b та стандартними гідрологічними параметрами стоку витрат води C_V і C_S :

$$\begin{cases} C_V = \left[\frac{\Gamma(\gamma)\Gamma(\gamma + 2b)}{\Gamma^2(\gamma + b)} - 1 \right]^{1/2}, \\ C_S = \frac{\frac{\Gamma^2(\gamma)\Gamma(\gamma + 3b)}{\Gamma^3(\gamma + b)} - \frac{3\Gamma(\gamma)\Gamma(\gamma + 2b)}{\Gamma^2(\gamma + b)} + 2}{\left[\frac{\Gamma(\gamma)\Gamma(\gamma + 2b)}{\Gamma^2(\gamma + b)} - 1 \right]^{3/2}}, \end{cases} \quad (2.20)$$

де $\Gamma(\gamma), \Gamma(\gamma + 2b)$ та ін. – гамма-функції відповідних аргументів.

Після перетворень система (2,29) представляється у вигляді:

$$\begin{cases} \frac{\Gamma(\gamma)\Gamma(\gamma+2b)}{\Gamma^2(\gamma+b)} = K_1, \\ \frac{\Gamma(\gamma+b)\Gamma(\gamma+3b)}{\Gamma^2(\gamma+2b)} = K_2, \end{cases} \quad (2.21)$$

де $K_1 = 1 + C_V^2$, $K_2 = [C_S C_V^3 + 3(1 + C_V^2) - 2] / (1 + C_V^2)^2$ – відомі для заданих значень C_V і C_S .

В логарифмічній формі рівняння набувають остаточного виду, прийнятеного для виконання практичних розрахунків:

$$\begin{cases} f_1 = \ln \Gamma(\gamma) + \ln \Gamma(\gamma + 2b) - 2 \ln \Gamma(\gamma + b) - \ln K_1 = 0, \\ f_2 = \ln \Gamma(\gamma + b) + \ln \Gamma(\gamma + 3b) - 2 \ln \Gamma(\gamma + 2b) - \ln K_2 = 0. \end{cases} \quad (2.22)$$

Сучасні програмні продукти надають можливість отримати числове вирішення системи трансцендентних рівнянь (2.31) шляхом ітераційного пошуку параметрів γ і b , кожній комбінації яких відповідають задані значення коефіцієнта варіації C_V та асиметрії C_S . Відомо, що в околі полюсів гамма-функції ($C_V = 0,30; C_S = 3C_V$), ($C_V = 0,70; C_S = 3,5C_V$) і ($C_V = 1,00; C_S = 4C_V$) параметр γ необмежено зростає, що зумовлює значне зниження точності обчислень і тим самим унеможливує отримання достовірних результатів у цих областях. На рис.2.6 графічно зображено результат визначення параметра γ за довільних значень коефіцієнтів варіації та асиметрії.

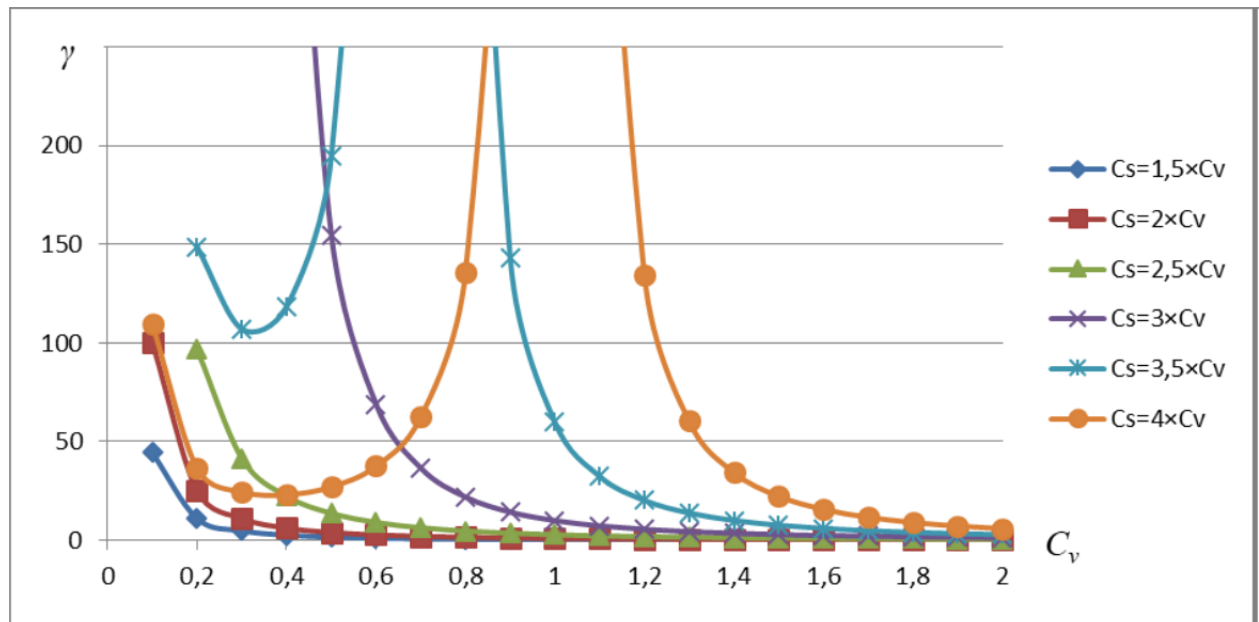


Рис. 2.6 – Залежність параметра γ від C_V та C_V/C_S

З метою дослідження впливу зазначеної особливості гамма-функції на результат визначення функції диференційної щільності виконано відповідний

розрахунок для одного з характерних випадків $C_S/C_V = 4$. На рис.2.7 графічно представлено одержаний результат, а саме, множину значень функції диференційної щільності при $C_S/C_V = 4$. Встановлено, що за параметрів $C_V = 0,9 \div 1,1$ функція $p(x)$ невизначена.

Для розв'язання задачі визначення функції диференційної щільності у всьому діапазоні довільних значень її аргументів, у тому числі в околі полюсів гамма-функції, була застосована інтерполяційна процедура з використанням кубічних сплайн-функцій двох змінних з неперервними похідними до другого порядку включно в точках інтерполяції.

З метою уникнення можливих спотворень в областях максимуму, де перша похідна досліджуваної функції змінює свій знак, апроксимація в околі максимуму виконувалась сплайном 1-го ступеня. Для апроксимації решти областей застосовано інтерполяцію кубічними сплайнами.

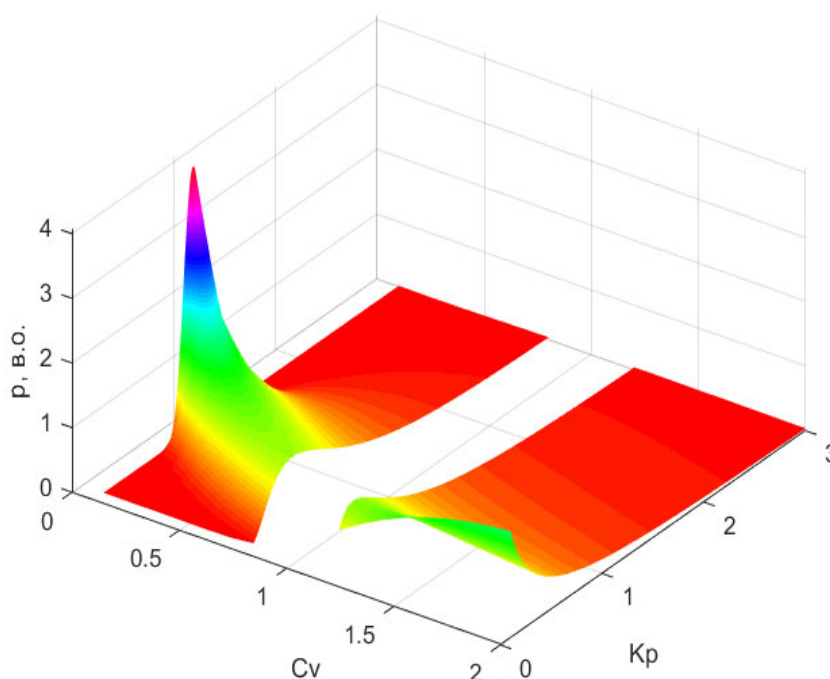


Рис. 2.7 – Множина значень диференційної функції трипараметричного гамма-розподілу витрат води у модульних коефіцієнтах K_P при $C_S/C_V = 4$

За результатом програмної реалізації процесу інтерполяції одержано множину значень диференційної функції імовірнісного розподілу витрат води, заданих у модульних коефіцієнтах K_P , відносно зміни коефіцієнта варіації C_V та заданого значення $C_S/C_V = 4$. Дана множина значень досліджуваної функції візуалізована неперервною поверхнею на рис.2.8 як результат сплайнової

інтерполяції. В таблиці 2.2 окремо представлені числові значення функції диференційної щільності в області її невизначеності, одержані завдяки застосуванню інтерполяції кубічними сплайнами в околі полюсів гамма-функції.

Вищевикладені результати відповідають дослідженню функції диференційної щільності імовірнісного трипараметричного гамма-розподілу витрат води у випадку необмеженого зростання параметра γ в околі полюса гамма-функції при $C_V = 1,0$; $C_S = 4 \cdot C_V$. Аналогічно було досліджено диференційну щільність в передбачуваних областях невизначеності функції, а саме в околі полюсів гамма-функції за комбінацій: $(C_V = 0,3; C_S = 3 \cdot C_V)$, $(C_V = 0,7; C_S = 3,5 \cdot C_V)$. У кінцевому результаті, з використанням засобів інженерної геометрії може бути програмно реалізовано визначення функції диференційної щільності імовірнісного гамма-розподілу витрат води, заданих модульними коефіцієнтами K_P у повному діапазоні зміни коефіцієнта варіації C_V та співвідношення C_S/C_V .

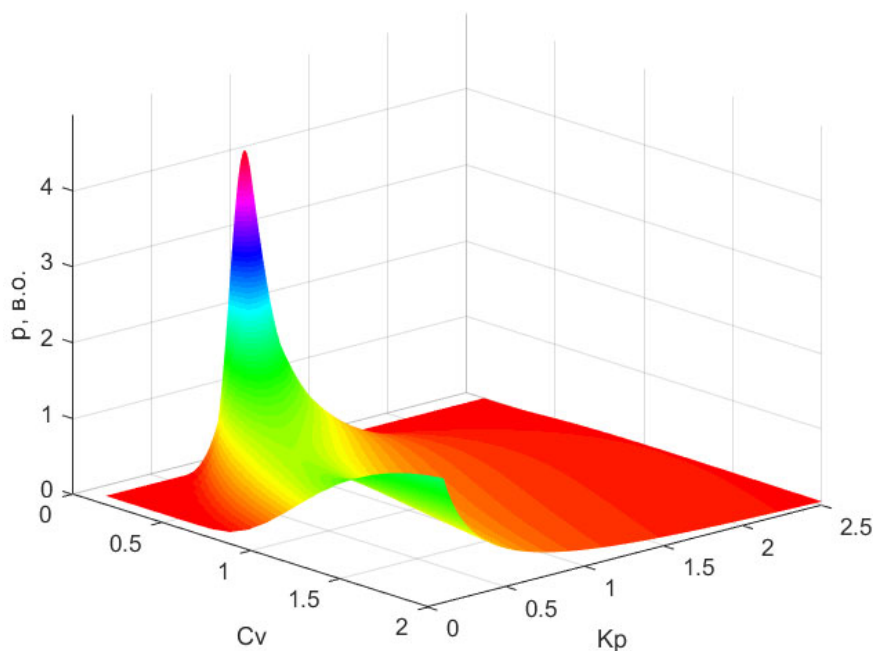


Рис. 2.8 – Ординати диференційної функції імовірнісного розподілу витрат води у модульних коефіцієнтах K_P при $C_S/C_V = 4$

Таблиця 2.2. Кількісні результати сплайнової інтерполяції функції диференційної щільності імовірного трипараметричного гамма-розподілу при $C_s/C_v = 4$.

К _p , в.о.	Коефіцієнт варіації, C _v				
	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2
1	2	3	4	5	6
0,1	0,0446	0,1489	0,3108	0,5088	0,7215
0,2	0,3736	0,5680	0,7450	0,8951	1,0084
0,3	0,7282	0,8590	0,9402	0,9827	0,9975
0,4	0,9169	0,9519	0,9530	0,9314	0,8989
0,5	0,9590	0,9265	0,8826	0,8330	0,7836

Продовження табл. 2.2

1	2	3	4	5	6
0,6	0,9144	0,8476	0,7847	0,7267	0,6747
0,7	0,8291	0,7508	0,6842	0,6275	0,5788
0,75	0,7803	0,7018	0,6366	0,5823	0,5361
0,8	0,7304	0,6540	0,5915	0,5401	0,4968
0,85	0,6809	0,6081	0,5491	0,5010	0,4606
0,9	0,6327	0,5644	0,5095	0,4648	0,4274
0,95	0,5865	0,5233	0,4726	0,4314	0,3970
1	0,5428	0,4849	0,4384	0,4006	0,3690
1,05	0,5016	0,4492	0,4068	0,3723	0,3433
1,1	0,4631	0,4160	0,3777	0,3462	0,3197
1,15	0,4274	0,3853	0,3508	0,3222	0,2980
1,2	0,3942	0,3569	0,3259	0,3001	0,2781
1,3	0,3353	0,3064	0,2819	0,2609	0,2428
1,4	0,2853	0,2635	0,2444	0,2276	0,2128
1,5	0,2431	0,2271	0,2125	0,1992	0,1872
1,6	0,2075	0,1962	0,1853	0,1749	0,1652
1,7	0,1775	0,1700	0,1620	0,1540	0,1463
1,8	0,1522	0,1476	0,1421	0,1360	0,1300
1,9	0,1308	0,1285	0,1249	0,1205	0,1158
2	0,1127	0,1122	0,1101	0,1070	0,1035
2,5	0,0557	0,0590	0,0608	0,0614	0,0612
3	0,0292	0,0328	0,0354	0,0371	0,0382

2.3. Технічні схеми гідроелектричних станцій та основне енергетичне обладнання

Гідроелектрична станція являє собою сукупність споруд і устаткування, призначених для перетворення механічної енергії потоку води в електроенергію. Типова схема греблевої гідроелектростанції наведена на рис. 2.10.

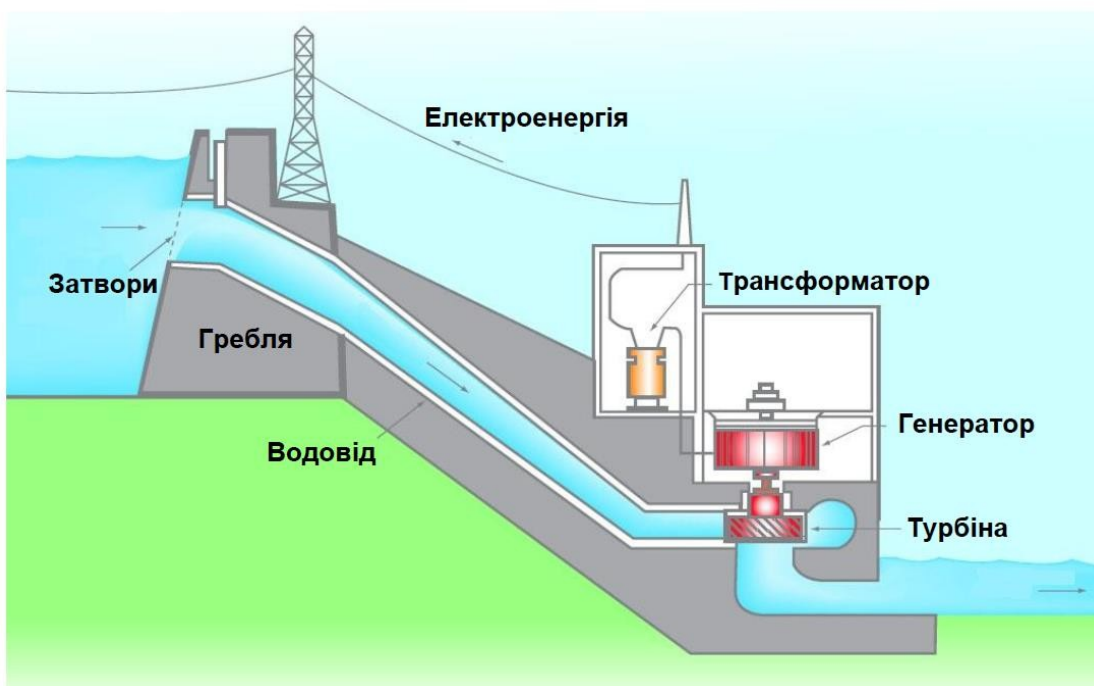


Рис. 2.10 – Типова схема греблевої гідроелектростанції

Традиційний спосіб виробництва електроенергії базується на використанні кінетичної енергії води, що утворюється під час падіння води з висоти і проходить через турбіну, обертаючи її та приводячи в дію електричний генератор. Кількість кінетичної енергії, що надходить до турбіни, визначається напором і витратою води, яка проходить через турбіну. Складові елементи об'єктів малої гідроенергетики є практично однаковими і включають турбіни, генераторні установки, будівлю електростанції, турбінний водовід, водоприймальну/водозабірну споруду, системи контролю і відвідний канал.

Існуючі ГЕС поділяються за потужністю, конструкцією, місцем розташування, тощо.

Будівля електростанції зазвичай представляє собою одно або дворівневу залізобетонну споруду, головним призначенням якої є розміщення

основного (турбін, генераторів, систем контролю) і допоміжного обладнання. В залежності від місця розташування будівлі електростанції, вона може бути спроектована як водонепроникна споруда (при розташуванні на заплавах ділянках) з метою запобігання шкоди, якої вода може заподіяти генератору та іншому електричному обладнанню, що розміщується всередині будівлі. Часто електроенергія спрямовується з електростанції до енергомережі через підвищувальний трансформатор, який може бути розташований як за межами будівлі, так і всередині або на її даху.

Інші вузли і елементи, які зазвичай розміщуються всередині будівлі електростанції (Рис. 2.11), можуть включати затвори водовипусків і відсічні вентиля, які використовуються тоді, коли необхідно відключити турбіну, або коли обсяги стоку перевищують пропускну потужність турбіни. У разі неможливості розміщення цих елементів всередині будівлі електростанції має бути передбачене окреме приміщення для гідротехнічних затворів. З будівлею електростанції також пов'язані такі елементи як відсмокювальна труба і відвідний канал, якими стік з турбіни надходить до приймаючого водного об'єкту. Деякі мікро- і малі ГЕС можуть працювати взагалі без будівлі електростанції, оскільки вони пристосовані до роботи в будь-яких погодних умовах. Трубопровідні конструкції з турбінами є прикладом систем, для яких наявність спеціальної будівлі електростанції не завжди є потрібною.

Турбінний водовід є трубою, якою вода надходить зі впуску водозабірної споруди або дамби до будівлі електростанції. У випадку малих гідроелектростанцій турбінні водоводи розміщуються на поверхні землі, але також можуть прокладатись у підземному тунелі. У разі потреби турбінні водоводи можуть прокладатись у вигляді надземного трубопроводу і можуть включати наступні елементи: упорні підшипники, компенсаційні стики, опори (роликові або фіксовані), витратоміри, затвори і їхні складові. Необхідно передбачити доступ до турбінного водоводу для його огляду і обслуговування.

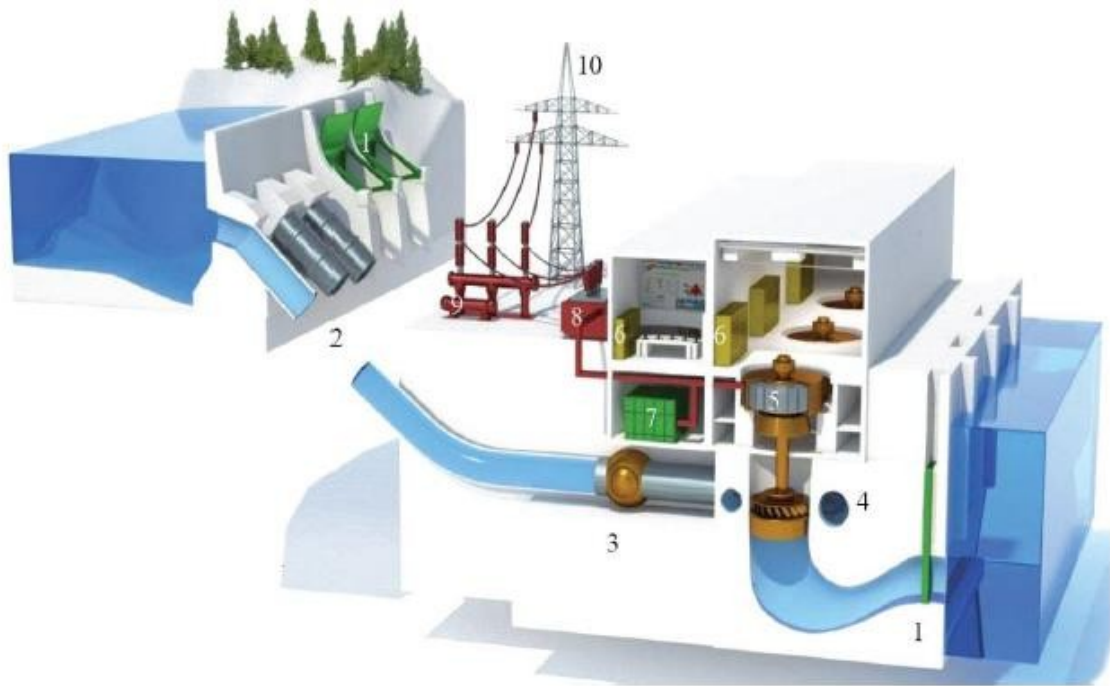


Рис. 2.11 – Будівля типової ГЕС: 1 – випускний гідрозатвор, 2 – напірний (турбінний) водовід, 3 – відсічний клапан, 4 – гідротурбіна, 5 – електрогенератор, 6 – прилади регулювання та контролю, 7 – розподільчий пристрій низької напруги, 8 – трансформатор, 9 – розподільчий пристрій високої напруги, 10 – лінія електропередач

Водоприймач направляє воду до турбінних водоводів. Оскільки водоприймачі є частиною конструкції греблі або водозабірної споруди, вони повинні бути оснащені певними елементами, які є обов'язковими. Наприклад, водоприймач має бути оснащений сталеву решіткою, яка захищатиме турбінний водовід від надходження сторонніх предметів - таких як великі колоди. Також у водоприймачі має бути встановлений відсічний клапан, за допомогою якого може бути припинене надходження стоку до турбінного водоводу з метою проведення технічного огляду і обслуговування останнього, або на випадок аварійного відключення турбінного водоводу.

Відсмоктувальна труба транспортує пропущену через турбіну воду до відповідного каналу і допомагає розсіяти енергію цієї води для того, щоб звести до мінімуму її вплив на приймаючий водний об'єкт. Ця гідравлічна система є настільки важливою, що будь-які недоліки в її конструкції можуть призвести до значного зростання неефективних втрат гідравлічного напору, результатом чого може стати падіння повного напору і загального енергетичного потенціалу.

Відвідний канал є з'єднувальним елементом, який зазвичай має вигляд відкритого каналу, що повертає пропущену через турбіну воду до приймаючого водного об'єкту, забезпечуючи прийнятні рівні витрат стоку. Ці елементи можуть мати різну конструкцію, яка визначається типом турбіни. Будь-які конструктивні недоліки в роботі відвідних каналів також можуть призвести до падіння чистого напору і зростання втрат гідравлічного напору. До складу конструкції відвідних каналів зазвичай входять секторні затвори або шандорні загородження для того, щоб відокремити відвідний канал від відсмоктувальної труби для проведення ремонту і обслуговування турбінного обладнання і відсмоктувальної труби.

Системи регулювання та контролю використовуються для регулювання роботи турбіни і генератора, а також для управління передачею електроенергії з електростанції на підстанцію. Важливою природоохоронною рисою систем контролю використання телеметричних даних про стан навколишнього середовища в якості підґрунтя для прийняття рішень щодо режиму роботи гідроелектростанції. Можливі види даних можуть включати, наприклад, дані щодо рівнів витрат річкового стоку в верхньому і нижньому б'єфах, параметри якості води для підтримання прийняттого стану річкової системи в умовах меженного стоку, забезпечення інтересів рибного господарства, контролю якості води (рівнів забруднення), підтримання рівнів води у водосховищі, планування екологічних та інших необхідних попусків.

Гідроенергетичні об'єкти, що розглядаються в цьому звіті, передбачають використання більшості або всіх згаданих вище елементів. Оскільки вони мають потужність до 10 МВт, вони належать до трьох класів - міні-, мікро- та малі ГЕС. На практиці розміри можуть змінюватись в дуже широких межах залежно від особливостей кожного окремого майданчика.

Вочевидь, крім всього іншого основного та допоміжного обладнання ГЕС, основним обладнанням, особливо у МГЕС, є гідротурбіни, які сприймають та пропускають через себе потік води, створюють механічну енергію, яка передвоюється генератором в електричну. Від конструкції та роботи турбіни залежить ефективність роботи всієї МГЕС, а також оцінюється її вплив на навколишнє середовище.

На поточний час малі ГЕС поширені у багатьох країнах світу. Вони характеризуються великим годинним напрацюванням, значними конструктивними запасами і високою надійністю, не вимагають постійної присутності обслуговуючого персоналу. Екологічні наслідки від будівництва і

експлуатації МГЕС мінімальні. Мала гідроенергетика практично не залежить від погодних умов і здатна забезпечити стабільне виробництво електроенергії. Однак будівництво МГЕС в Україні супроводжується негативними екологічними наслідками, які створюються як під час будівництва МГЕС, такі під час їх експлуатації. Основний вплив на довкілля МГЕС спричиняється гідротехнічними спорудами, зокрема при будівництві та експлуатації гребель, дериваційних каналів, гідротурбін.

Так у Карпатах більшість малих ГЕС проектується у верхів'ях річок. В цих місцях ухил русла найбільший, отже, падаюча вода дає найбільшу енергетичну віддачу. У верхів'ях річки мають невисоку водність, тому для того, щоб виробити якомога більше електроенергії, з річок забирають великі обсяги води - часто з річки забирають практично всю воду, залишаючи замість живого потоку сухе русло, вкрите камінням.

Замість кількох кілометрів річки лишається кілька кілометрів труб. І проблема не тільки в спотворенні природних пейзажів. Забір основної частини води з річки викликає цілу низку екологічних та соціально- економічних проблем: наприклад, річка Чорний Черемош може опинитися в трубі в кількох місцях.

Негативний ефект від будівництва МГЕС також посилюється спотворенням ландшафтів та краєвидів, що має безпосереднє відношення до розвитку туристичної галузі регіону. З огляду на це, є чимало прихильників щодо недоцільності розвитку малої гідроенергетики Карпатського регіону.

Тому вплив МГЕС на екосистему є вкрай важливою задачею, особливо для Карпатського регіону, враховуючі кількість МГЕС, запланованих для будівництва.

Заплавні гідроелектростанції (Рис.2.12) найчастіше будуються на рівнинних річках із невеликим похилом і сповільненою течією води. Гребля гідроелектростанції перетинає течію річки і дозволяє підняти рівень води в ній. При цьому вище греблі за течією утворюється водосховище, в якому накопичуються значні запаси води.

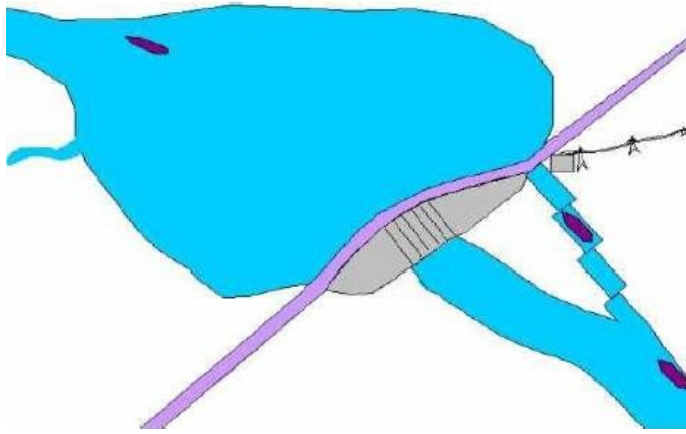


Рис. 2.12 – Заплавна гідроелектростанція з водосховищем

Водосховище можна використовувати для регулювання стоку: в ньому можна накопичувати воду в багатоводні періоди року, під час повені, і використовувати її в маловодні періоди. Таке регулювання є сезонним, і його можна здійснювати при достатньо великих розмірах водосховища. Електричні навантаження протягом доби значно змінюються, а витрати водив річці практично залишаються постійними. Тому для кращого використання енергії води застосовують добове регулювання стоку: накопичують воду у водосховищі в період невеликих електричних навантажень, а використовують у часи максимальних навантажень. Залежно від умов може бути багаторічне, місячне і тижневе регулювання стоку.

За призначенням водосховища поділяють на запасні, затримуючі (протиаводкові) і комплексні.

Основне завдання запасних водосховищ полягає в підвищенні витрат води в маловодні періоди за рахунок спрацювання запасів води, створених в наслідок тимчасового затримання надлишків стоку над споживанням в багатоводні сезони або роки.

Затримуючі (протиаводкові) водосховища призначені в основному для боротьби з повенями і селевими потоками.

За рахунок тимчасового затримання частини стоку в періоди багатоводдя (паводка або повені) знижуються максимальні витрати води, що надходять в нижній б'єф водосховища, і запобігає небезпека повені.

Зазвичай затримуючі водосховища будуть каскадом у гірських районах з великою ймовірністю паводків або повеней. При цьому такі водосховища в міжсезоння мають мінімальну кількість води, на рівні мертвого об'єму (РМО), нижче рівня якого водосховище не може підтримувати нормальних умов

експлуатації. В цьому випадку будівництво та використання таких протипаводкових водосховищ має максимальний ефект, що пояснюється їх спроможністю прийняти максимальну кількість води.

У випадку використання водосховища пригреблевої ГЕС в якості протипаводкового, або будівництва ГЕС на затримуючому водосховищі, ефект затримання паводкових вод значно погіршується. Це пояснюється тим, що водосховище, яке має нормальний підпірний рівень (НПР), необхідний для роботи гідровузла, може прийняти обсяги води тільки до форсованого підпірного рівня (ФПР), тримання якого допускається тимчасово і можливе в аварійних умовах та надзвичайних ситуаціях (при умові, якщо не відбувається руйнування споруд гідровузла і не затоплюються важливі об'єкти). При досягненні ФПР збільшується ймовірність зворотного ефекту, коли накопичена частина паводкової води вимушено скидається з водосховища для запобігання надзвичайних ситуацій.

Гребля зазвичай складається з двох складових: водопропускної частини для пропускання надлишку води в періоди повеней та льоду в часи льодоходу і безотворної частини, що закриває частину заплави для підтримання води на заданому рівні.

Розмір водопропускного отвору повинен забезпечувати проходження надлишку води під час весняних та літніх паводків і розраховуватися на пропуск максимальної витрати води. Якщо ширина пойми велика, водопропускний отвір займає тільки частину її ширини, в частині, що залишилася, будується більш дешева безотвірна гребля, через яку вода не повинна переливатися. При дуже вузькій ширині пойми безотвірна частина греблі може бути відсутньою і через всю пойму будується тільки водопропускна частина.

Заплавна ГЕС складається з греблі, завдяки якій створюється напір, зі споруди, в якій встановлюються турбіни та електричне обладнання, з водозабірної споруди, через яке надходить вода до турбін, і з відвідного каналу, по якому відводиться вода до русла річки нижче греблі.

Споруда ГЕС може розташовуватися за греблею і на лінії греблі. Якщо вона розташована за греблею, то буде більш простою і дешевшою, бо не буде витримувати тиск води з водосховища. Якщо напір менше 8-10 м, то споруда ГЕС, у більшості випадків є частиною греблі. Таке будівництво буде більш складним і вартісним.

Недоліком заплавних ГЕС є порівняно висока вартість гідротехнічних споруд, значні площі затоплень, тому при великих напорах і широких долинах такі конструкції малодоцільні.

Перевагами руслової ГЕС порівняно із заплавною є практична відсутність затоплення і відносно менша вартість споруд. До недоліків можна віднести необхідність зупиняти електростанцію на період проходження паводків, а також обмежені можливості регулювання стоку.

Класифікація ГЕС

ГЕС і ГАЕС підрозділяють за встановленою потужністю (для ГАЕС по потужності в генераторному режимі) на:

- потужні – більше 1000 МВт;
- середньої потужності – від 30 до 1000 МВт;
- малої потужності – менше 30 МВт.

Потужність ГЕС безпосередньо залежить від натиску води, а також від ККД використовуваного турбогенератора. Через те, що за природними законами рівень води постійно змінюється, в залежності від сезону, а також ще з низки причин, в якості вираження потужності гідроелектричної станції прийнято брати циклічну потужність. Наприклад, розрізняють річний, місячний, тижневий або добові цикли роботи гідроелектростанції.

Гідроелектростанції також поділяються залежно від максимального використання напору води:

- високонапірні - понад 60 м;
- середньонапірні - від 25 м;
- низьконапірні - від 3 до 25 м.

Таблиця 2.3. Класифікація ГЕС

Особливість ГЕС	Тип ГЕС	Характеристика ГЕС	Застосування ГЕС
Спосіб створення напору	Руслові ГЕС	Напір води створюється за рахунок побудованої греблі, яка повністю перегороджує річку	Рівнинні та великі гірські ріки
	Пригреблеві ГЕС	Високонапірні станції	Великі рівнинні ріки
	Дериваційні ГЕС	Напір води створюється за рахунок напірної чи безнапірної деривації (відведення води від русла річки по каналу або системі водоводів)	Гірські річки
Величина напору	Низьконапірні до 20 м	Низьконапірний русловий гідровузол передбачає створення ГЕС з напором води в кілька метрів, водосховище якої зазвичай обмежується зоною природного затоплення заплави при сильних паводках.	Невеликі за водністю рівнинні та невеликі гірські ріки
	Середньонапірні від 20 до 70 м;	Середня величина напору води створюється за рахунок греблі.	Великі рівнинні та невеликі гірські ріки
	Високонапірні від 70 до 200 м і вище;	Високий напір створюється завдяки природному перепаду або завдяки будівництву греблі чи каналу.	Великі гірські ріки (водойми)

Встановлена потужність	Потужні ГЕС від 25 МВт і більше	Потужні гідроелектростанції мають, як правило, дуже великі розміри, і виробляють більше 25 МВт (50 МВт) потужності. Створення напору здійснюється за рахунок будівництва великих гребель.	Великі гірські ріки
	Середні ГЕС до 25 МВт	Середні по потужності ГЕС виробляють від 10 до 25 МВт (50 МВт) енергії.	Великі рівнинні та невеликі гірські ріки
	Малі ГЕС до 10 МВт	Малі ГЕС розрізняють за потужністю. Згідно з сучасною міжнародною класифікацією за нормативом ООН, до МГЕС відносять гідроелектростанції потужністю від 1 до 10 МВт (30 МВт*), до міні-ГЕС — від 100 до 1000 кВт, до мікроГЕС — не більше 100 кВт.	Невеликі рівнинні ріки з малим уклоном та малі гірські ріки

* в деяких країнах світу до 30 МВт

Залежно від напору води, в ГЕС застосовуються різні види турбін. Для високонапірних - ковшові і радіально-осьові турбіни з металевими спіральними камерами. На середньонапірних ГЕС встановлюються поворотлопатні і радіально-осьові турбіни, на низьконапірних - поворотлопатні турбіни в залізобетонних камерах. Принцип роботи всіх видів турбін схожий: вода, що знаходиться під тиском (напір води), надходить на лопаті турбіни, які починають обертатися. Механічна енергія обертання турбіни передається на поєднаний з нею електрогенератор, який виробляє електроенергію. Турбіни розрізняються за деякими технічними характеристиками, а також камерами - залізними або залізобетонними, і розраховані на різний натиск води.

ГЕС також розділяються в залежності від принципу використання природних ресурсів, і, відповідно, концентрації води, що утворюється. Тут

можна виділити наступні види ГЕС: руслові, пригреблеві, дериваційні, а також гідроакумуючі.

Руслові ГЕС (Рис.2.13-2.14) – це зазвичай низьконапірні станції, де напір води створюється безпосередньо за рахунок побудованої греблі, яка повністю перегороджує річку і піднімає воду на потрібний рівень. Будівля ГЕС входить до складу греблі і безпосередньо приймає напір води. Інколи це єдина споруда, що здатна пропускати воду, оскільки в греблі не передбачені інші спеціальні водоспускні отвори чи шлюзи (Рис. 2.15-2.16). Такі гідро-об'єкти будують на повноводних рівнинних річках та гірських річках, у місцях де є вузьке русло з високими берегами.

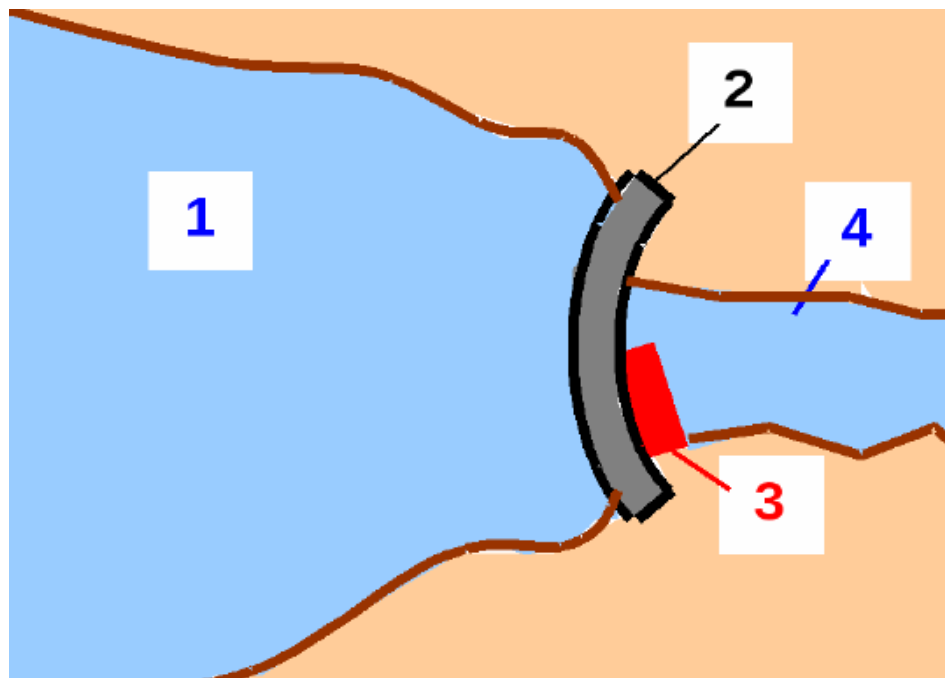


Рис. 2.13 – Руслова ГЕС на рівнинній річці: 1 – водосховище (верхній б'єф), 2 – бетонна гребля, 3 – будівля ГЕС(машинний зал), 4 – водоскид

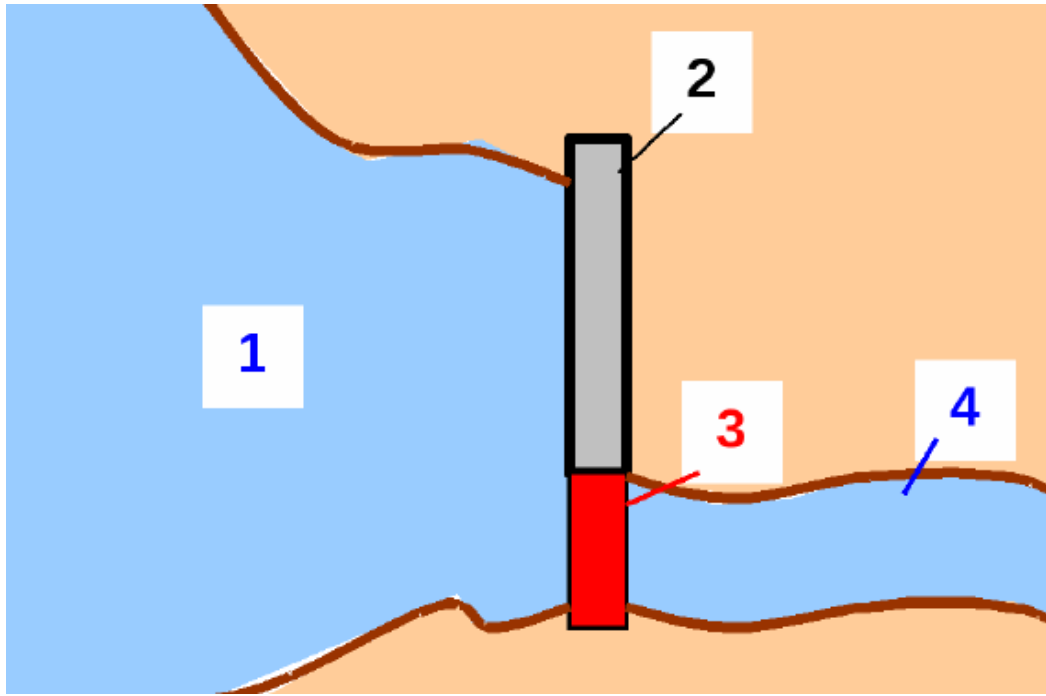


Рис. 2.14 – Руслова ГЕС на гірській річці: 1 – водосховище, 2 – земляна (насипна або намивна) гребля, 3 – бетонна (водозливна) гребля і будівля ГЕС, 4 – водоскид

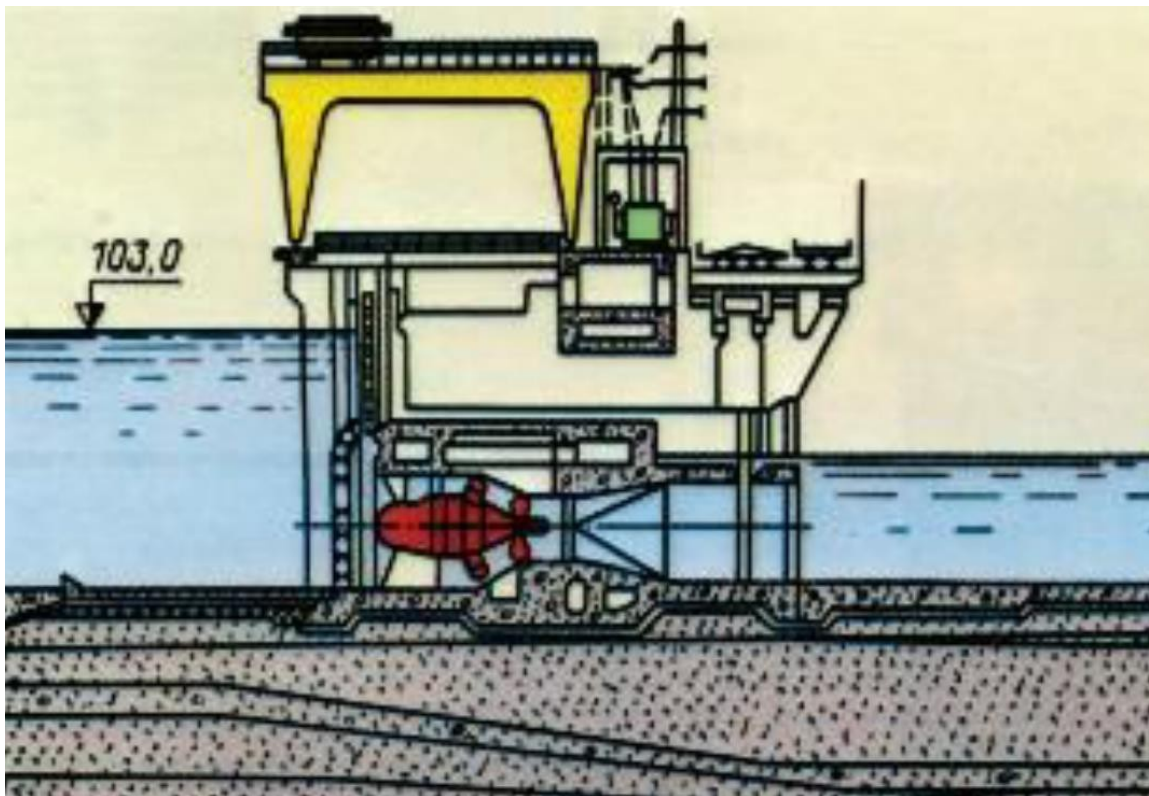


Рис. 2.15 – Конструкція руслової ГЕС



Рис. 2.16 – Руслова гідроелектростанція(Яворська мала ГЕС, Львівська обл., р. Стрий потужність 450 кВт)

Пригреблеві ГЕС (Рис. 2.17-2.18) – високонапірні станції, в яких будівля ГЕС розташована за греблею, в її нижній частині. Вода до турбін станції подається через спеціальні напірні лотки чи тунелі, а не безпосередньо як в руслових. Висота греблі в цьому випадку значно вища, ніж у руслових ГЕС, інколи це може бути і дві греблі.

Обмежувальним чинником висоти греблі і водночас потужності таких ГЕС є площа затоплення і підтоплення навколишніх земель (не тільки прилеглих).

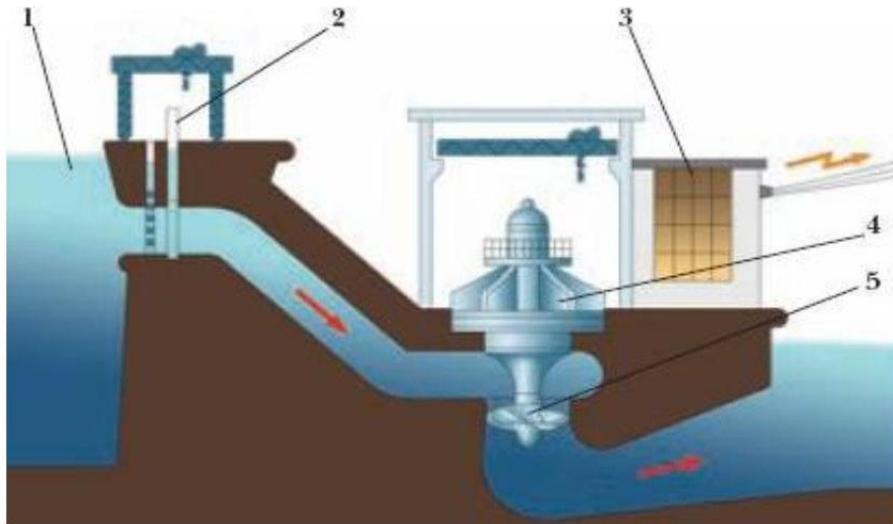


Рис. 2.17 – Конструкція пригреблевої ГЕС: 1 – водосховище; 2 – затвор; 3 – трансформаторна підстанція з розподільним пристроєм; 4 – гідрогенератор; 5 – гідравлічна турбіна

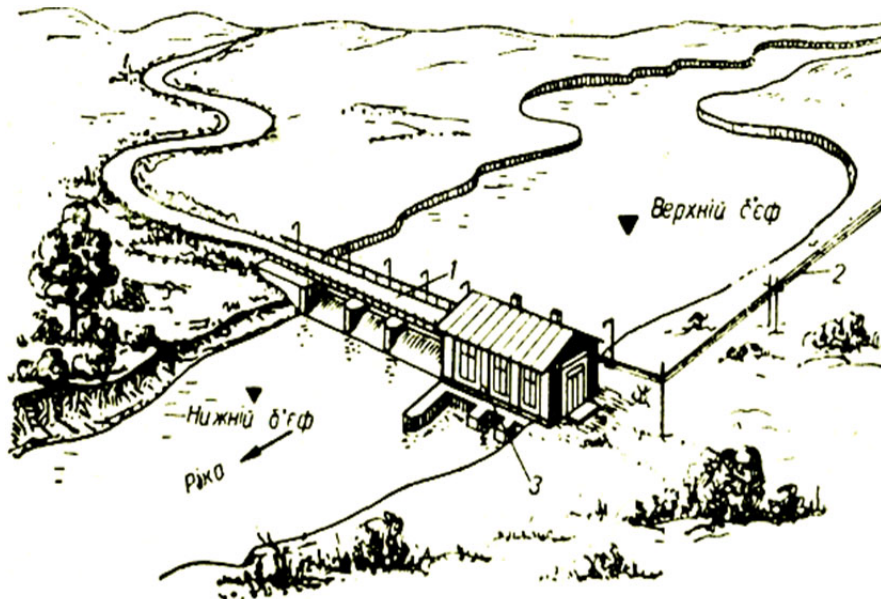


Рис. 2.18 – Схема пригребельно-руслової ГЕС: 1 – гребля; 2 – лінія електропередачі; 3 – будівля ГЕС

Дериваційні ГЕС (Рис. 2.19) – станції, напір води для яких створюється за рахунок напірної чи безнапірної деривації. Під деривацією у гідротехніці розуміють сукупність гідротехнічних споруд, що відводять воду з річки, водосховища або іншої водойми і підводять її до відповідних гідротехнічних споруд. Розрізняють такі типи дериваційних споруд – безнапірні (канал, тунель, лоток) і напірні (трубопровід, напірний тунель).

Напірний тип застосовується в тому разі, якщо є істотні (більше кількох метрів) сезонні або тимчасові коливання рівня води в місці її забору. Воду трубою, каналом чи лотком відводять з русла на певну відстань до споруди ГЕС, яка розташована нижче за течією. Такі станції доцільно будувати у тих місцях (переважно гірських), де великий похил річки. У випадку напірної деривації водовід прокладається під великим похилом, або ж будується гребля, яка створює водосховище — змішана деривація, бо використовує два способи створення необхідної концентрації води.

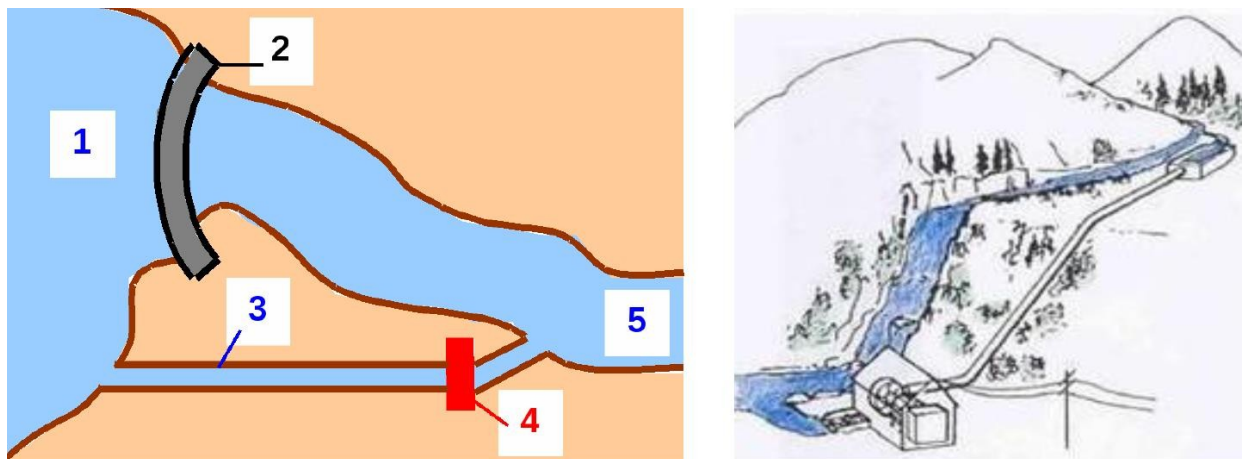


Рис. 2.19 – Дериваційна напірна ГЕС: 1 – водосховище, 2 – гребля, 3 – дериваційний канал, 4 – будівля ГЕС, 5 – водоскид

Дериваційні ГЕС застосовуються при широкому діапазоні напорів, починаючи від декількох метрів на малих ГЕС і до 2000 м (ГЕС Райссек в Австрії має напір 1767 м), і будуються звичайно в передгірних і гірських районах.

Будівництво греблі, особливо при значних напорах, є одним із дороговартісних способів отримання напору. Створити напір більш дешевим способом можливо за допомогою дериваційних споруд, до яких належать: канали, штольні, тунелі і трубопроводи. В усі ці споруди вода потрапляє з річки через водозабірні пристрої і транспортується вздовж річки на деяку відстань. При цьому поверхня води в цих спорудах дається менший уклін, ніж має поверхня води в річці, і тому в кінці споруди утворюється суттєвий напір, який і використовується для турбін. На рис. 2.20-2.21 наведено схему створення напору для дериваційних ГЕС.

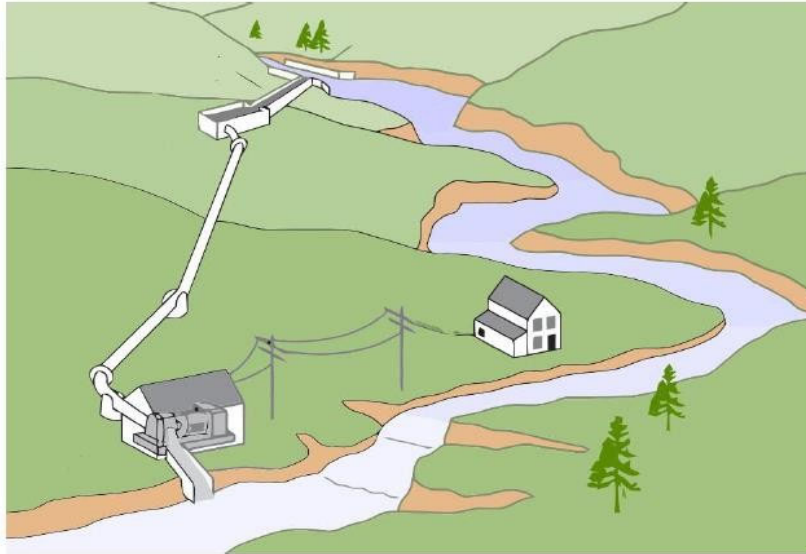


Рис. 2.20 – Дериваційна гідроелектростанція

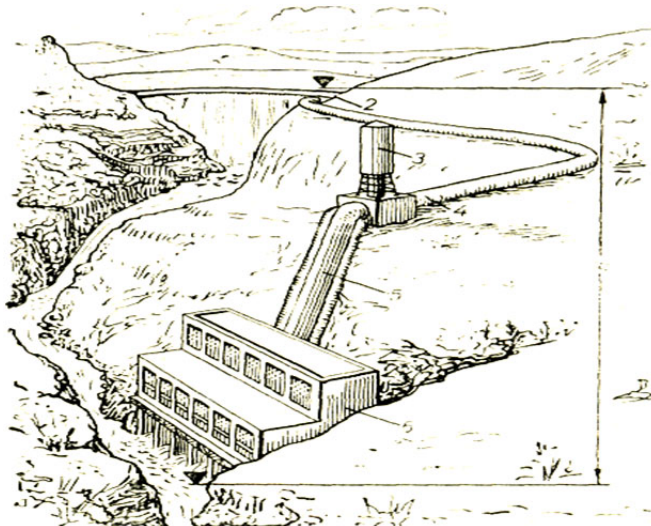


Рис. 2.21 – Схема ГЕС з напірною деривацією: 1 – гребля; 2 – гребінь греблі; 3 – зрівняльний резервуар; 4 – дериваційний напірний водовід; 5 – турбінний трубопровід; 6 – будівля ГЕС

Дериваційна схема тим доцільніша, чим більше поздовжній схил річки. Дериваційні споруди повинні мати розміри, достатні для пропускання такої кількості води, якої необхідно для роботи турбіни, тобто їх розміри є порівняно невеликими. Дериваційні гідроелектростанції зовсім не мають греблі або мають на початку дериваційних споруд невелику греблю, яка має призначення для направлення води в канал чи тунель. Відсутність греблі, а значить, і створюваного греблею водосховища роблять практично неможливим регулювання стоку дериваційними ГЕС. В деяких випадках

будують спеціальні басейни регулювання, які розташовують уздовж схилу долини.

Перевагами дериваційної схеми, порівняно з пригреблевою є повна відсутність затоплення та менша вартість будівництва.

Для об'єднання переваг пригреблевих і дериваційних гідроелектростанцій будують змішані (пригреблево-дериваційні) станції. В змішаній ГЕС напір створюється як греблею, так і дериваційними спорудами, що розташовуються нижче греблі (Рис.2.22). Використання водосховищ у верхів'ях річок або на притоках забезпечить регулювання стоку води.

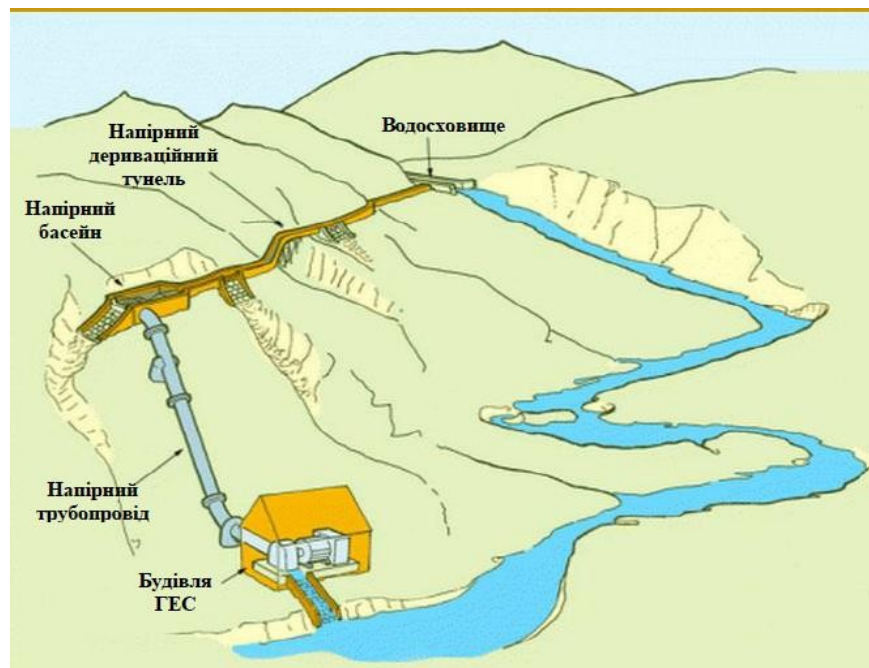


Рис. 2.22 – Пригреблево-дериваційна МГЕС

В руслі річки зі значним перепадом висот за течією розташовується занурена в річку труба великого діаметру. Вода, що витікає з труби, падає на турбіну з подальшою генерацією електричної енергії.

Таким чином, основною відмінністю ГЕС, зокрема МГЕС, які будуються на рівнинних та гірських річках є спосіб створення напору.

На рівнинних ріках (багатоводних) напір здебільшого створюється за допомогою будівництва греблі, яка повністю перетинає русло річки та створення заплави (водосховища). За наявності греблі створюється необхідний перепад рівнів та напір води, а за допомогою водосховища забезпечується необхідна її витрата.

На гірських ріках, завдяки природному перепаду, створюється природний напір води, необхідний для роботи малої ГЕС.

Якщо гірська річка має достатню витрату води протягом року, на такій річці доцільно будівництво руслової ГЕС. Для забезпечення стабільної витрати води, а також створення додаткового напору, зазвичай будується гребля та створюється заплава.

На невеликих гірських річках із значним уклоном та великим напором здебільшого будують МГЕС дериваційного, або пригреблево-дериваційного типу (якщо уклін річки не великий). У цих типах ГЕС вода річки подається в труби, транспортується трубою на певну відстань (до кількох кілометрів), а потім від труби подають на турбіну для виробництва електроенергії, після чого вода повертається в річку нижче місця забору. Такі ГЕС в цілому вважаються менш шкідливими для навколишнього середовища, ніж гідроелектростанції пригреблевого типу, адже безпосередньо потік не перекривається.

Гідроакмулювальні електростанції традиційно використовуються для балансування процесів виробництва та споживання електроенергії і є важливою складовою промислових електроенергетичних систем великої потужності в різних країнах світу. Конструктивна схема ГАЕС аналогічна дериваційній, з тою лише відмінністю, що рух води здійснюється як з верхнього водосховища в нижнє, так і в зворотному напрямку за допомогою насосів. Вода перекачується насосами з нижньої водойми у верхню, нагромаджуючи (акумулюючи) її там, а потім за необхідності спускається у нижню водойму через турбіни. Широко застосовуються реверсивні (оборотні) гідроагрегати, що можуть у разі зміни напрямку обертання діяти як насоси; при цьому гідрогенератори, з'єднані з гідротурбінами, діють як двигуни. За мінімального споживання електроенергії в електросистемі ГАЕС працює в насосному режимі, створюючи запас води; якщо ж попит на енергію стає максимальним, накопичена насосами вода рухає гідротурбіни і ГАЕС працює в генераторному режимі. Перша ГАЕС була побудована в 1882 році в Леттене (Швейцарія). В Україні першою була Київська ГАЕС (1970 р.) потужністю 225 тис. кВт. Список і параметри найпотужніших станцій світу наведені в табл.2.4

Таблиця 2.4. Найпотужніші ГАЕС світу

Назва ГАЕС	Країна	Встановлена потужність (МВт)	Рік введення в експлуатацію
Bath County	США	3003	1985
Kanagawa	Японія	2820	2006
Guangzhou	Китай	2448	2011
Guangdong	Китай	2400	2000
Okutataragi	Японія	1932	1974
Ludington	США	1872	1973
Tianhuangping	Китай	1836	200
Tianhuangping	Китай	1836	2000
Grand Maison Dam	Франція	1820	1985
Baishan Dam	Китай	1800	1984
Dinorwig	Великобританія	1728	1984
Raccoon Mountain	США	1652	1978
Okukiyotsu	Японія	1660	1997
Kazunogawa	Японія	1600	2001
Mingtai	Тайвань	1600	1994

В Україні, станом на 2020 рік, знаходяться в експлуатації Київська ГАЕС потужністю 235 МВт (Рис.2.23), чотири агрегати Дністровської ГАЕС загальною потужністю 1296 МВт (Рис.2.24) та два агрегати Ташлицької ГАЕС загальною потужністю 302 МВт (Рис.2.25). Виконуються проектні роботи на будівництво Канівської ГАЕС потужністю 1000 МВт.



Рис. 2.23 – Київська ГАЕС



Рис.2.24 – Дністровська ГАЕС



Рис.2.25 – Ташлицька ГАЕС

Припливна гідроелектрична станція (ПЕС) перетворює енергію морських припливів в електроенергію. Їх споруджують на берегах морів, перегороджуючи греблями природні затоки, або штучно створювані басейни. Під час припливів та відпливів між рівнями води у морі і в басейні виникає перепад висот, створюється необхідний напір, під дією якого обертаються робочі колеса гідротурбін і ротори гідрогенераторів, виробляючи електроенергію. ПЕС можна використовувати і як пікову електростанцію. Перша в світі ПЕС стала до ладу у 1966 році у Франції (гирло річки Ранс).

Вільнопотоківі гідроелектричні агрегати являють собою комплекс споруд та обладнання на основі секційних напівзанурених, або занурених гідротурбін різної конструкції, з різними способами їх кріплення (фіксації) у водному потоці, які дозволяють перетворювати кінетичну енергію водного потоку в електроенергію. Такі гідротурбіни встановлюються в частині русла і використовують енергію води лише частини русла і не перешкоджають вільному стоку води.

До основного гідроенергетичного обладнання ГЕС відносяться гідротурбіни та гідрогенератори з їх системами регулювання (для малих ГЕС також мультиплікатори), трансформаторні електростанції (ТП). Гідроагрегати розташовуються в будівлі станції, а ТП – в переважній більшості поза межами будівлі (винятки існують для малих ГЕС). Деякі варіанти конструктивної реалізації розташування гідроенергетичного обладнання наведені на рис.2.26-2.27.



Рис. 2.26 – Машинна зала ГЕС потужністю 120 кВт



Рис. 2.27 – Машинна зала ГЕС потужністю 1500 кВт

Регулювання потужності турбіни здійснюється механізмами повороту лопаток напрямного апарату для пропелерних і радіально-осьових конструкцій, повороту лопаток робочого колеса для поворотно-лопатевих конструкцій, позиціонуванням голки подачі води для активних турбін.

Допоміжне обладнання гідротурбін складається з масло- та пневмостанцій для приводу в дію механізмів регулювання їх потужності, а також автоматичних пристроїв, що повинні забезпечити:

- дистанційний або автоматичний пуск агрегату;
- синхронізацію генератора та під'єднання його до мережі (при потребі);
- завантаження агрегатів (набирання та зміна потужності);
- підтримання встановленого рівня швидкості обертання та напруги;
- контроль роботи основних вузлів агрегату та подача попереджувальних сигналів про порушення роботи вузлів станції;
- дистанційну зупинку гідроагрегатів;
- аварійна зупинка обладнання;
- гальмування агрегатів після від'єднання від мережі в зв'язку з їх зупинкою;
- попередження самовільного запуску агрегатів.

2.4. Параметри та характеристики гідротурбін

Спершу розглянемо основні терміни та визначення понять стосовно гідротурбін.

Гідравлічна турбіна (гідротурбіна) являє собою лопатеву машину для безпосереднього перетворення енергії рухомої води в механічну енергію робочого органа. Гідравлічні турбіни за принципом дії поділяють на активні та реактивні. Активна гідравлічна турбіна використовує кінетичну енергію потоку. До таких турбін належать ківшева та вільно-потокова гідравлічні турбіни. Реактивна гідравлічна турбіна використовує кінетичну та потенційну енергію потоку. До цього класу належать: осьова, прямоточна, капсульна, діагональна, поворотно-лопатева, пропелерна, радіально-осьова, вертикальна, горизонтальна, вільно-потокова, трубна, шнекова, одинарного та подвійного регулювання гідравлічні турбіни (вільно-потокова гідравлічна турбіна перетворює кінетичну енергію водного потоку в його природному стані; трубна гідравлічна турбіна являє собою горизонтальну осьову турбіну, ротор якої розміщено в циліндричній камері; у шнековій реактивній гідравлічній турбіні лопаті якої виконано у формі гвинтової поверхні).

Витрата води через гідравлічну турбіну дорівнює об'єму води, що протікає через неї за одиницю часу.

Експлуатаційна витратна характеристика гідравлічної турбіни являє собою сукупність ізолій, що визначають залежність коефіцієнта корисної дії та допустимої висоти відсмоктування від напору й витрат турбіни.

Конструктивні схеми активних гідротурбін.

На практиці застосовуються два основних типа: ковшові (турбіни Пельтона) та двократні (турбіни Банкі). Ківшева турбіна (рис.2.27-2.28) складається з напрямного апарату, що регулює надходження води в турбіну, робочого колеса, до валу якого приєднаний електрогенератор. Направний апарат являє собою трубопровід з конічною насадкою, в середині якого розташована голка для регулювання сили струменя або припинення його дії. Робоче колесо складається з металевого диска, до якого закріплені ківшоподібні лопатки, що розподілені перетинкою (ножем) на дві рівні частини і мають конфігурацію для плавного руху струменю за поверхнею.

Крім того, щоб струмінь не розпоршувався об стінку лопатки, вона має на вільному кінці виріз.

Двократна турбіна (рис.2.29-2.30) складається з напрямного апарата та робочого колеса. Вода, що проходить через колесо, двічі попадає на лопатки. Робоче колесо являє собою циліндр з торцевими вертикальними дисками, в які закріплені горизонтальні лопатки з поверхнею певної кривизни. Напрямний апарат виконаний у вигляді трубопроводу з шиберною заслінкою. Недоліком двократних турбін є вплив на їх роботу коливання нижнього б'єфу. При застосуванні відсмоктувальних труб вплив вищевказаного фактору зменшується.

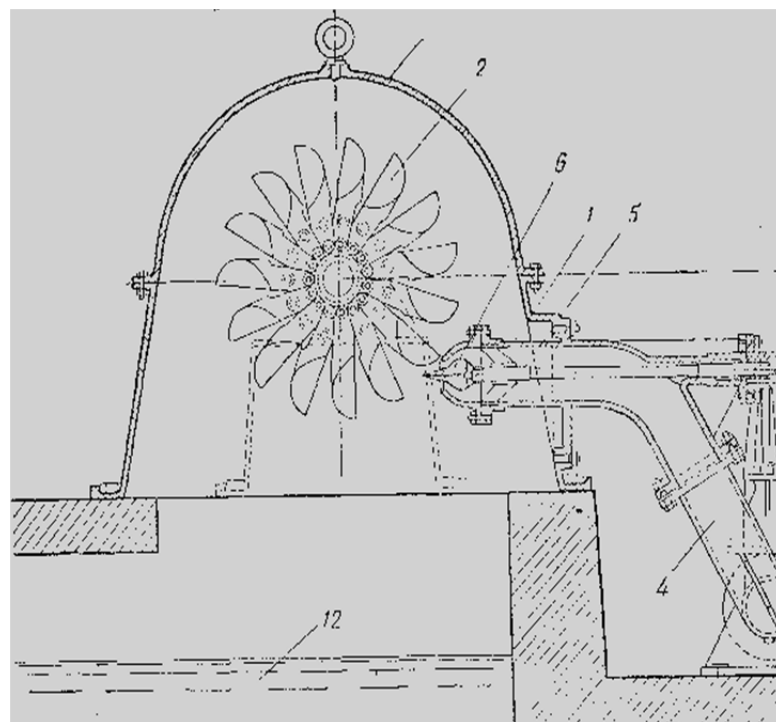


Рис. 2.27 – Конструктивна схема ківшевої турбіни: 1 – напрямний апарат; 2 – робоче колесо; 3 – вал; 4 – патрубок напірного трубопроводу; 5 – регулююча голка; 6 – конус; 7 – механізм керування; 11 – засувка трубопроводу; 12 – водовідвідний лоток



Рис. 2.28 – Робоче колесо ківшевої турбіни

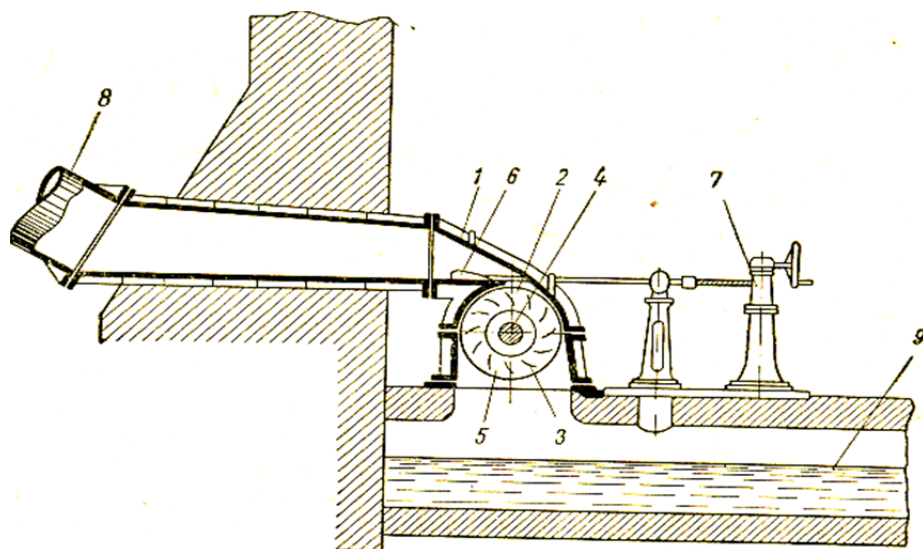


Рис. 2.29 – Конструктивна схема двократної турбіни: 1 – напрямний апарат; 2 – робоче колесо; 3 – робочі лопатки; 4 – вал турбіни; 5 – торцеві диски; 6 – заслінка; 7 – механізм ручного керування; 8 – напірний трубопровід; 9 – водовідвідний лоток

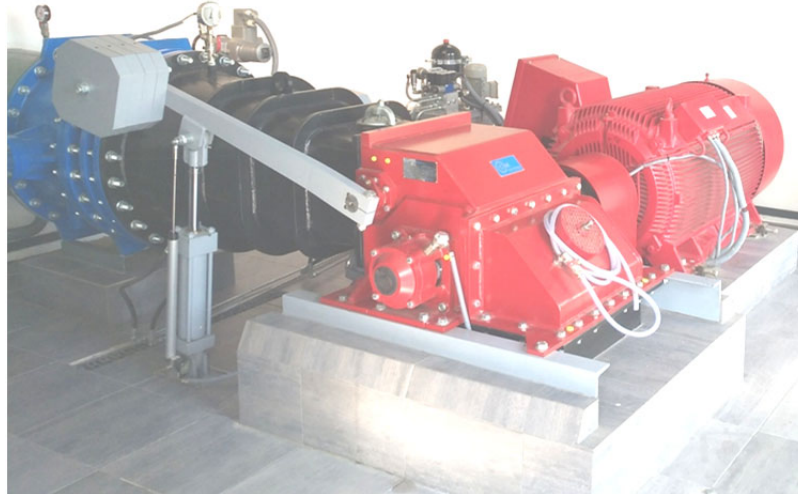


Рис. 2.30 – Гідроагрегат з двократною турбіною потужністю 200 кВт
Конструктивні схеми реактивних гідротурбін.

Реактивні турбіни поділяються за положенням валу на вертикальні і горизонтальні, та за способом підводу води - на відкриті (турбіна розташовується у відкритій камері) та закриті (турбіна розташовується в металевому кожусі). В конструкцію реактивних турбін входять три основні частини: напрямний апарат, робоче колесо, відсмоктувальна труба.

Напрямний апарат призначений для регулювання подачі води на робоче колесо турбіни і складається з двох кілець, між якими розташовані поворотні лопатки. Робочі колеса реактивних турбін мають різні конструкції (рис.2.31), але у всіх випадках водяний потік, обтікаючи лопаті, діє на них і обертає вал, до якого вони кріпляться. Фото робочих коліс декількох турбін наведені на рис.2.32 - 2.35.

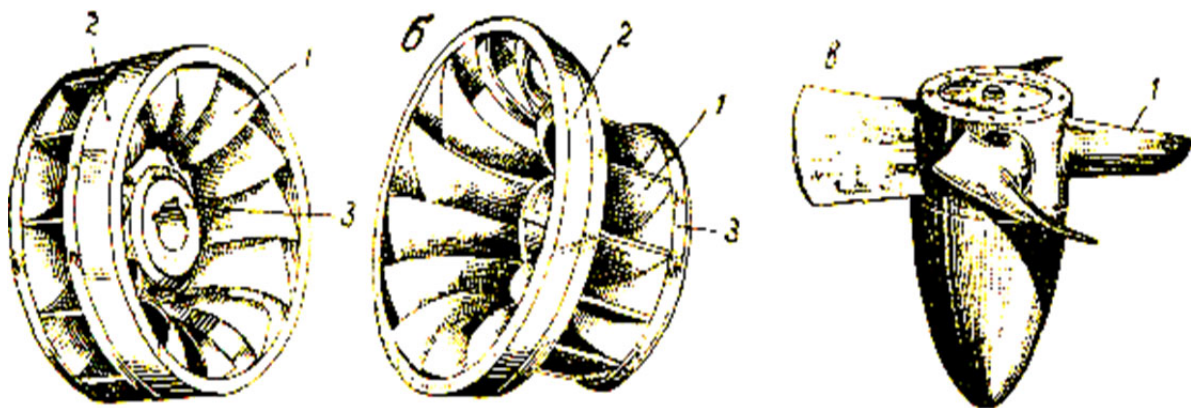


Рис. 2.31 – Типи робочих коліс реактивних турбін а – колесо тихохідної радіально-осьової турбіни; б – колесо швидкохідної радіально-осьової турбіни; в- колесо пропелерної турбіни: 1 – лопать; 2 – зовнішній обід; 3 – внутрішній обід (втулка)

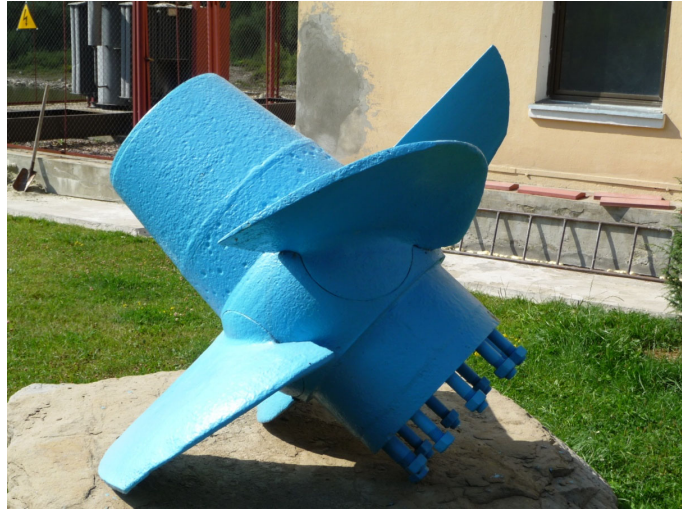


Рис. 2.32 – Робоче колесо низьконапірної пропелерної поворотно-лопатевої турбіни потужністю 450 кВт



Рис. 2.33 – Робоче колесо низьконапірної пропелерної поворотно-лопатевої турбіни потужністю 60 МВт



Рис. 2.34 – Робоче колесо низьконапірної радіально-осьової турбіни потужністю 150 кВт



Рис. 2.35 – Робоче колесо високонапірної радіально-осьової турбіни потужністю 40 МВт

За малих напорів реактивні турбіни розташовують у відкритих камерах (рис.2.36), а за великих напорів - у закритих (рис.2.37).

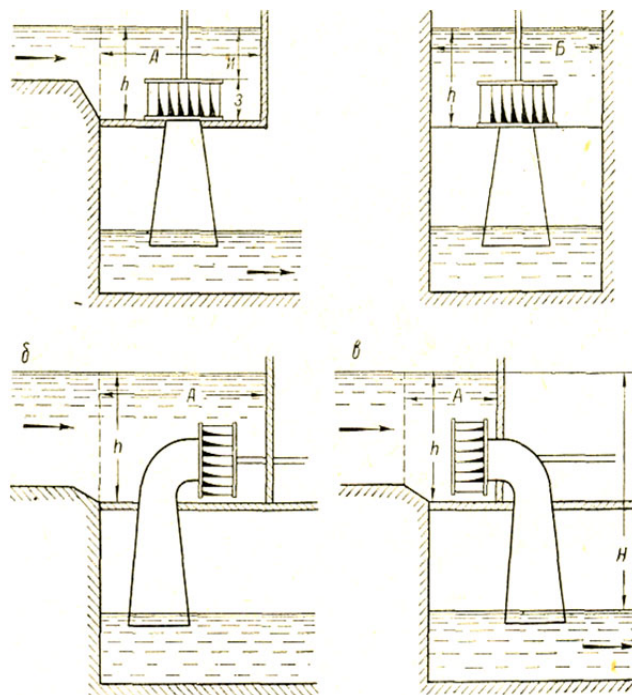


Рис. 2.36 – Відкриті прямокутні турбінні камери з вертикальними та горизонтальними турбінами та відсмоктувальними трубами

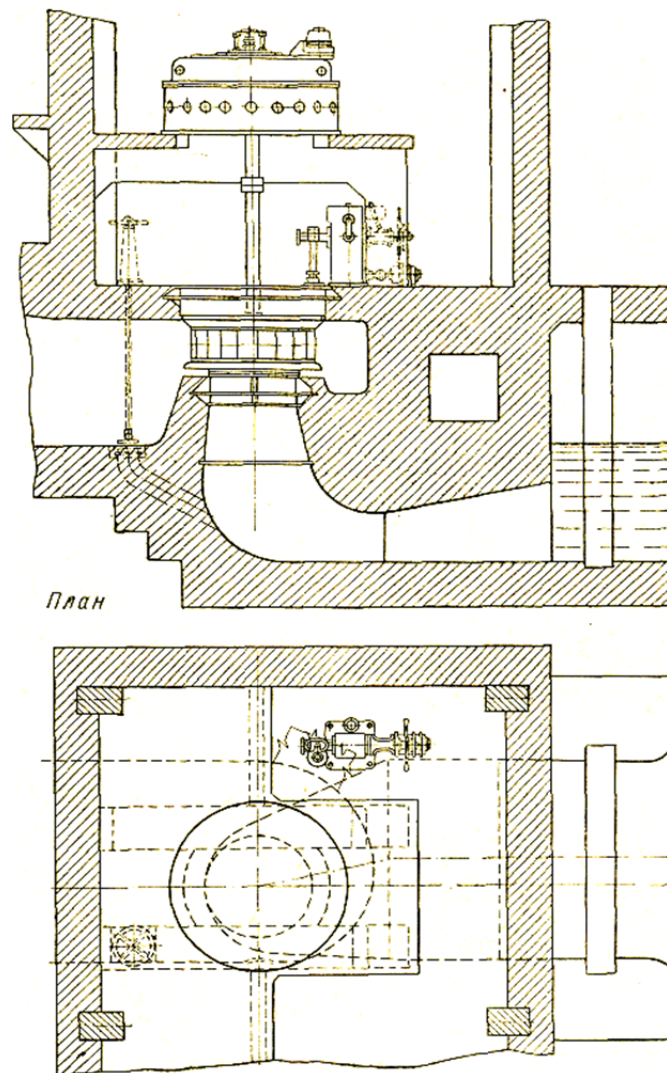


Рис. 2.37 – Закрита турбінна камера з вертикальною турбіною та відсмоктувальною трубою

Відсмоктувальні труби призначені для пониження тиску за робочим колесом з метою підвищення ККД. Можливі форми виготовлення труб показані на рис.2.38.

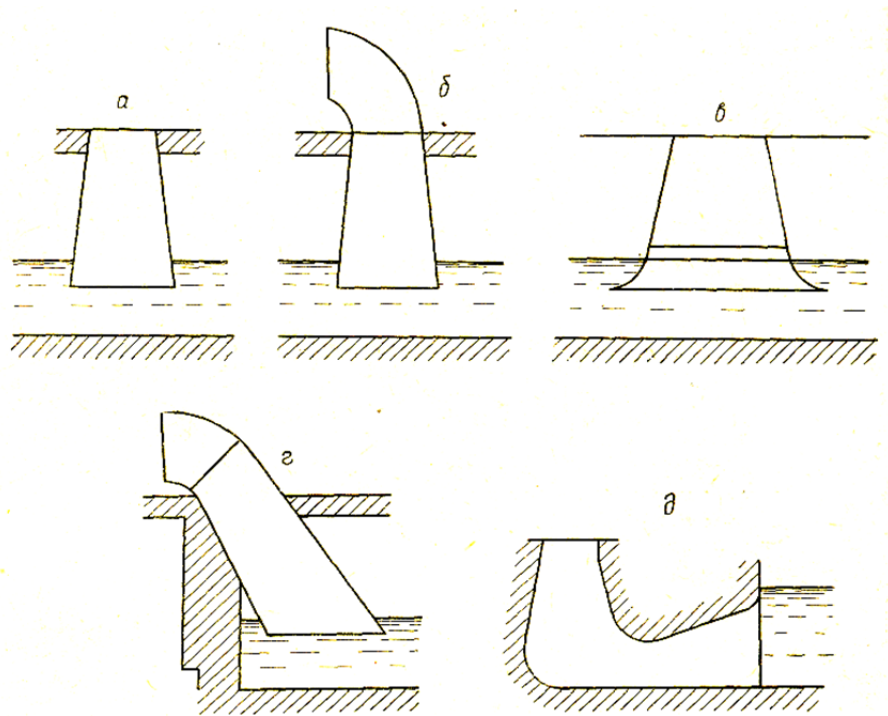


Рис. 2.38 – Конструктивні схеми відсмоктувальних труб: а – пряма конічна, б – колінчата, в – раструбна, г – похила колінчата, д – вигнута

В процесі експлуатації ГЕС напір станції може змінюватись у визначених проектом межах. У низьконапірних станціях зменшення напору спостерігається в періоди повеней в результаті підняття нижнього б'єфу, або за необхідності зменшення верхнього б'єфу задля зменшення площі затоплення. Для станцій з довгою деривацією таке явище спостерігається за значних навантажень. Тому важливе значення мають експлуатаційні характеристики, що показують залежність витрат та потужності (інколи також ККД) у функції напору:

$$Q_2 = Q_1 \cdot \sqrt{\frac{H_2}{H_1}}; \quad (2.23)$$

$$N_2 = N_1 \cdot \frac{H_2 \sqrt{H_2}}{H_1 \sqrt{H_1}}, \quad (2.22)$$

де: H , Q , N – відповідно напір, витрати води, потужність турбіни; індекси 1,2 – характеризують різні значення напорів.

Подібність турбін з різними конструктивними параметрами та параметрів режимів їх роботи визначаються за допомогою критеріїв подібності наступним чином:

$$n_2 = n_1 \cdot \frac{D_1}{D_2} \sqrt{\frac{H_2}{H_1}}, \quad (2.25)$$

$$Q_2 = Q_1 \cdot \left(\frac{D_2}{D_1}\right)^2 \sqrt{\frac{H_2}{H_1}}, \quad (2.26)$$

$$N_2 = N_1 \cdot \left(\frac{D_2}{D_1}\right)^2 \frac{H_2 \sqrt{H_2}}{H_1 \sqrt{H_1}}, \quad (2.27)$$

де: n, D, H, Q, N – відповідно частота обертання, діаметр, напір, витрати води, потужність турбіни; індекси $1, 2$ – характеризують першу та другу турбіни.

Кавітаційні властивості турбіни також можуть бути оцінені за її гідравлічними параметрами шляхом визначення коефіцієнта швидкохідності n_s :

$$n_s = 3,65 \frac{n \sqrt{Q}}{H^{3/4}}, \quad (2.28)$$

де: n – частота обертання турбіни, об / хв.

В табл.2.5 наведені встановлені дослідним шляхом граничні значення-коефіцієнта швидкохідності в залежності від використовуваного напору, що забезпечують позитивну висоту відсмоктування без виникнення кавітації.

Таблиця 2.5. Граничні значення-коефіцієнта швидкохідності

Турбіна		n_s	$H, \text{ м}$
Клас	Тип		
Реактивні	Осьові пропелерні	1100/350	2/25
	Радіально-осьові швидкохідні	450/250	25/100
	Радіально-осьові середньої швидкохідності	250/150	100/250
	Радіально-осьові тихохідні	150/60	250/600
Активні	Двократні	300/30	20/200
	Ківшеві багатоструйні	70/30	100/400
	Ківшеві одноструйні	30/10	400/1800

Примітка: 1. Максимальний коефіцієнт швидкохідності n_s відповідає мінімальному напору і навпаки.

2. В чисельнику наведено максимальне значення, в знаменнику- мінімальне.

Визначення експлуатаційних показників наявної турбіни за конкретних значень діаметру і напору може бути реалізовано за відомими показниками турбіни-аналога, отриманими зокрема на гідродинамічному стенді. Цей підхід набув широкого застосування у міжнародній практиці для приведення результатів випробовувань моделей гідротурбін різних діаметрів на різних гідродинамічних стендах до діаметру 1 м і напору також 1 м. Отримані таким чином результати набули терміну "приведені" (зведені).

При виборі типу гідротурбін керуються діаграмою, наведеною на рис. 2.39.

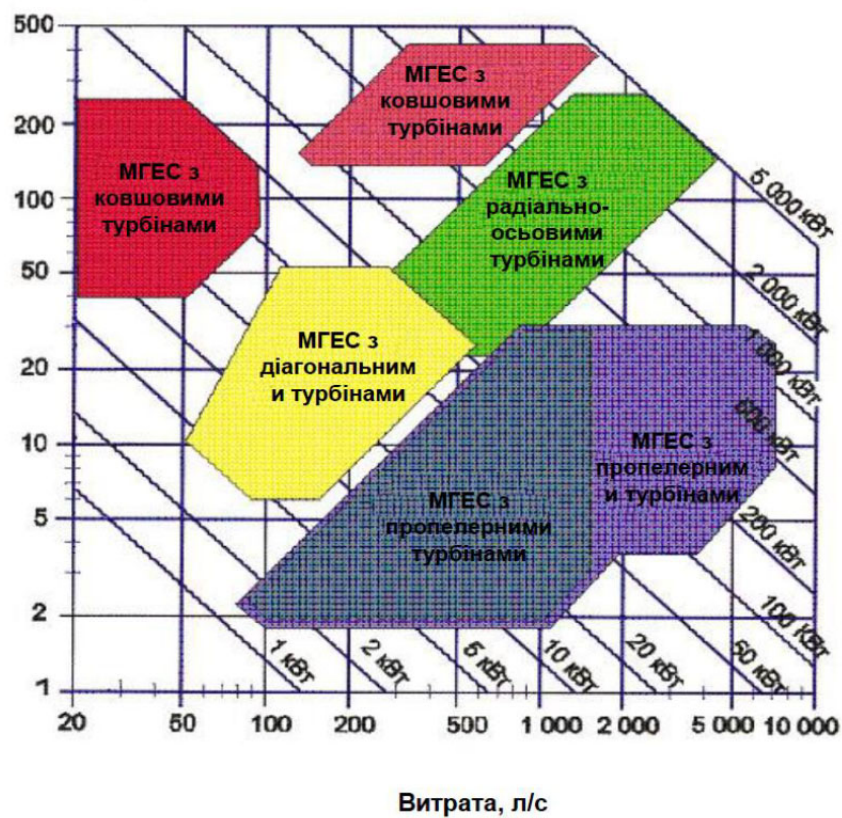




Рис.2.39 – Діаграма вибору типу гідротурбін для МГЕС

Основні типи турбін для МГЕС, а також їх застосування наведено в таблиці 2.6

Таблиця 2.6. Гідротурбіни МГЕС

№ п/п	Тип гідротурбіни	Зовнішній вигляд	Основні показники	Характеристика
1	Томсон (пропелерна)		Напір: 6 ... 150 м Вихідна потужність: 15 кВт ... 4 МВт Виконання турбіни горизонтальне	Турбіна має найвищу швидкохідність серед всіх типів турбін. Це дозволяє при малих швидкостях потоку отримувати більш високу швидкість обертання. Високі обороти турбіни в свою чергу дозволяють застосовувати більш швидкохідні, а значить, більш легкі і дешеві електрогенератори або зменшувати витрати на передавальні пристрої (редуктори або ремінні системи передач). Турбіни застосовують при найнижчих напорах, коли швидкості потоку невеликі.
2	Капкан (поворотно-лопатевий)		Напір: 7 ... 40 м Вихідна потужність: 600 кВт ... 2 МВт Виконання турбіни вертикальне	Лопаті в турбіні можуть виготовлятися, як фіксованими, так і поворотними. У першому випадку лопаті нерухомо закріплені під обраним кутом, відповідним робочим тискам і оптимальним навантаженням генератора. Поворотні лопаті виправдано застосовувати у великих турбінах при значних коливаннях напору і роботі генератора в умовах зі змінним навантаженням. За допомогою поворотних лопатей можна підтримувати незмінну частоту обертання робочого колеса і частоту вироблення напруги в генераторах.
3	Френсіс (радіально-осьова)		Напір: 30 ... 200 м Вихідна потужність: 250 кВт ... 2.5 МВт Виготовляються в вертикальному і горизонтальному виконаннях	Вода на робоче колесо радіально-осьової турбіни надходить із зовнішнього боку колеса і рухається по радіусу до центру турбіни. Пройшовши між лопатями складної просторової зігнутої форми, вода віддає енергію ротору, примушуючи його обертатися.
4	Пельтон (ковшова)		Напір: 40 ... 700 м Вихідна потужність: 30 кВт ... 4 МВт Виготовляються в вертикальному і горизонтальному виконаннях	Цей тип турбін застосовують при великих напорах. Напірний трубопровід заходить до будівлі гідроелектростанції і закінчується соплом, що направляють струмінь на робоче колесо турбіни. Струмінь води, що вилітає з сопла, прокочується по увігнутій поверхні ковша і змінює напрямок свого руху на протилежне.
5	Тюрго (похило-струменева)		Напір: 35 ... 130 м Вихідна потужність: 30 кВт ... 2 МВт Виготовляються в вертикальному і горизонтальному виконаннях	Це активна турбіна, відома як турбіна Банкі-Мічелла (Banki-Michell), застосовується в більш широкому діапазоні напорів, ніж у турбін Каплана, Френсіса і Пельтона. Вода в турбіну підводиться до робочого колеса голчастим соплом. Робоче колесо має велике число лопатей, що змінюють напрямок руху струменів, що на них натікають, і викидаються з сопла під кутом до осі обертання колеса.
6	Банкі (дворазова)		Напір: 6 ... 15 м Вихідна потужність: 1 кВт ... 15 кВт Виконання турбіни горизонтальне	Активна турбіна поперечно-струменевої течії. Особливість: подвійне перетворення енергії, яке відбувається під час «попадання» води на лопаті на вході і виході з полого ротора. Використання двох робочих фаз не забезпечує ніякої переваги за винятком того, що це дуже ефективний і простий спосіб відведення води з ротора.

2.5 Допоміжне обладнання і системи гідроагрегатів

Для забезпечення нормальної й надійної роботи гідроагрегатів застосовується ряд допоміжних механізмів, систем і пристроїв, розташованих звичайно в блоці гідроагрегата або поблизу нього:

- відкачка води з кришки турбіни;
- лекажні агрегати;
- системи примусового змащення підшипників та охолодження масла;
- клапани зриву вакууму і холості випуски для захисту турбіни від гідроудару;
- затвори перед турбінами;

Відкачка води з кришки турбіни

Видалення води, яка протекла крізь нещільності (лабірінтні ущільнення, втулки лопаток напрямного апарата та ін.) у водозбірник на кришці турбіни, по можливості здійснюється природним стоком - через спеціальні дренажні труби в нижній б'єф або через порожні колони статора турбіни в дренажний канал (у мокру потерну) гідроелектростанції.

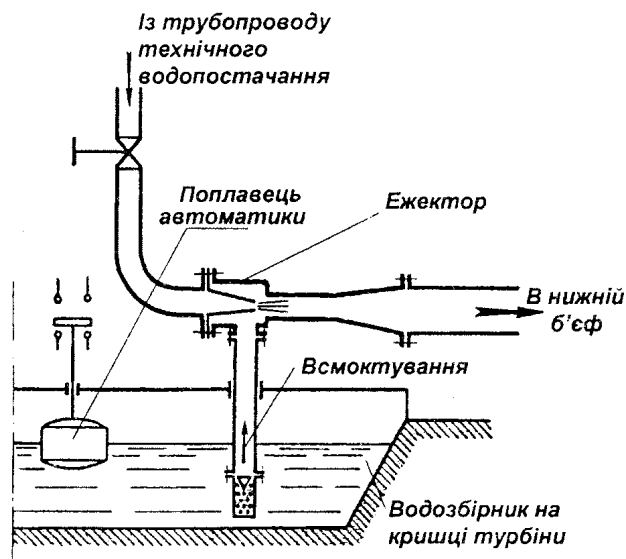


Рис 2.39 Відкачування води з кришки турбіни ежекторним насосом

Але найчастіше рівень кришки турбіни розташовується значно нижче рівня нижнього б'єфа, і тоді застосовують примусову відкачку води. Основним засобом відкачки води є відцентровий насос із самовсосом, який не потребує заливання при пуску. Він автоматично вмикається при досягненні граничного рівня води на кришці і автоматично вимикається. Часто для цього

застосовують водяний ежектор (водоструминний насос), як більш при надмірному підвищенні рівня води на кришці турбіни.

На рис. 2,39 показана схема установки ежекторного насоса на кришці турбіни. Вода під напором із системи технічного водопостачання (іноді - зі спіральної камери) надходить у сопло ежектора і, виходячи з нього струменем з великою швидкістю, захоплює з собою повітря або воду із корпусу, приєднаного до фланця труби „всмоктування“. Завдяки цьому в трубі утвориться розрідження (вакуум), і вода з кришки турбіни під дією атмосферного тиску з одного боку і вакууму - з другого, піднімається до ежектора, потрапляє в порожнину корпусу, далі, змішавшись зі струменем ежектора, по трубопроводу витікає в нижній б'єф.

Лежачий агрегат

Для збору всіх протікань масла з гідравлічної системи регулювання і керування турбіною та перекачування його назад у зливальний бак маслонапорної установки (МНУ) служить так званий лекажний агрегат (рис. 2.40). Його встановлюють звичайно трохи нижче тієї щонайнижчої точки механізмів і систем гідроагрегата, з якої можливі протікання масла. Для відкачки масла користуються гвинтовим насосом невеликої продуктивності з безпосереднім приводом від короткозамкненого електродвигуна.

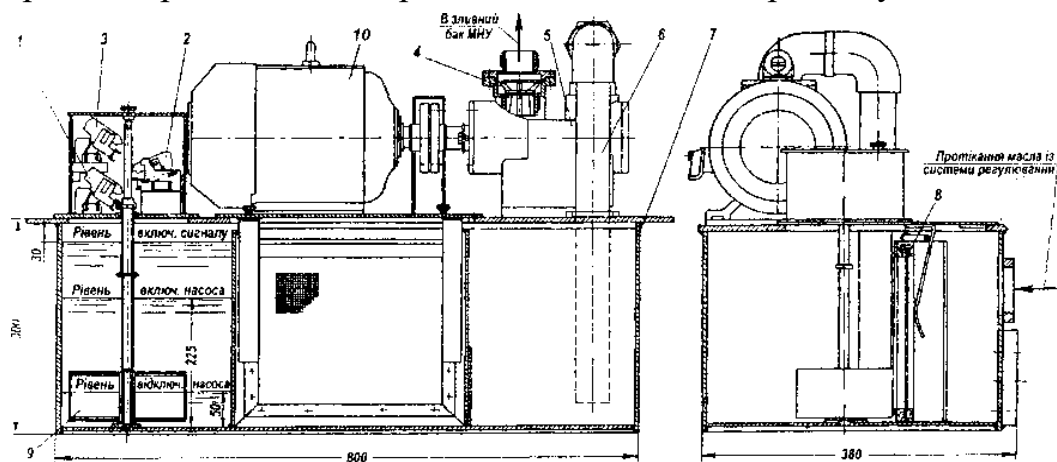


Рис.2.40 Лежачий агрегат

Основою лежачого агрегата є збірний бак 7. На кришці цього бака встановлений насос 5 з електродвигуном 10, а усередині бака змонтований поплавець 9 із штоком, який взаємодіє з трьома контактними пристроями 1, 2 і 3. Масло надходить в бак крізь фільтр 8, і коли його рівень підвищується до

певної позначки, поплавець замикає контакти 2, які вмикають електродвигун, і насос через всмоктувальну трубу 6 і зворотний клапан 4 перекачує масло з бака лежачого агрегата в зливальний бак МНУ. Якщо рівень масла опускається нижче певної позначки, то опускається і поплавець 9, розмикаючи контакти 1, і насос зупиняється.

У випадку, якщо насос або не встигає відкачувати масло, або вийшов із ладу, у зв'язку із чим рівень масла в бакові лежачого агрегата продовжує підвищуватися, то замикаються контакти 3, що подає відповідний сигнал оперативному персоналу на щит гідроагрегата і на центральний пульт керування гідроелектростанції. У бак лежачого агрегата іноді може потрапляти недостатньо чисте масло, тому на вході у бак встановлено сітчастий фільтр 8, що складається з рамки й натягнутої на неї металевої сітки із дрібними вічками.

Лежачий агрегат використовують і для спорожнювання сервомоторів механізмів системи регулювання та керування турбіною перед їхнім ремонтом або ревізією. При цьому у бак лежачого агрегата випускають все масло із відповідної системи і перекачують його до зливого баку МНУ. Для такої можливості бак лежачого агрегата з'єднаний зливальними трубопроводами з відповідними механізмами і системами (корпуси сервомоторів напрямного апарата, масляні ванни підшипників та ін.).

Клапани зриву вакууму

Скидання навантаження з працюючого гідроагрегата і швидке закриття при цьому напрямного апарата приводить до підвищення тиску в напорному трубопроводі, а в проточній частині турбіни за робочим колесом виникає вакуум тому, що вода за інерцією продовжує йти в нижній б'єф. Потім, внаслідок створеного під робочим колесом вакууму і під дією тиску нижнього б'єфа, вода зворотною хвилею прямує до робочого колеса, наносячи по його лопатям гідравлічний удар, сила якого може виявитися досить значною, здатною підкинути ротор агрегата вгору і привести до серйозних руйнувань робочого колеса і вузлів генератора. Особливо це розрідження велике в гідротурбінних установках з відносно довгою відсмоктувальною трубою і відносно малою довжиною напорного трубопроводу.

Основним заходом, що попереджає виникнення зворотного гідравлічного удару в турбіні, є правильний вибір швидкості (часу) закриття

напряжного апарата й висотного положення турбіни щодо нижнього б'єфа. У високо-напірних турбін напрямний апарат закривається за відповідним графіком. Запобігання такого гідроудару також забезпечується розривом потоку за напрямним апаратом при його закриванні. Для цього застосовують особливі клапани зриву вакууму, встановлювані на кришці турбіни. При роботі гідроагрегата в режимі синхронного компенсатора і при позитивних висотах відсмоктування через клапани зриву вакууму також подається повітря в камеру робочого колеса для відтискування води нижче рівня лопатей робочого колеса.

При різкому й швидкому русі напрямного апарата на закриття у випадку скидання навантаження клапани зриву вакууму автоматично відкриваються і впускають у камеру робочого колеса атмосферне повітря. Вакуум під робочим колесом зривається, розривається потік води у відсмоктувальній трубі, а деякий обсяг стисненого повітря під робочим колесом амортизує удар по лопатях від зворотної хвилі, що виникає внаслідок руху води з боку нижнього б'єфа.

На рис.2,41 показано встановлений на кришці турбіни клапан зриву вакууму, який приводиться в дію примусово від напрямного апарата. При швидкому русі сервомоторів на закриття напрямного апарата клин регулюючого кільця, натискаючи на ролик 1, переміщає вниз поршень 2; під дією тиску масла в циліндрі катаракта шток 3 клапана 4 переміщується вниз. Якщо цей момент у зоні робочого колеса утворився вакуум, то під його дією клапан 4 автоматично відкривається і впускає атмосферне повітря через металеву сітку 5, зриваючи тим самим цей вакуум, клапана пружини внаслідок катаракта, через маленький (дросельний) отвір у кільці 7.

Час закриття клапана залежить від величини дросельного отвору і в'язкості масла. Діаметр цього отвору підбирається дослідницьким шляхом під час заводських випробувань клапана. При повільній зміні навантаження і повільному переміщенні напрямного апарата на закривання масло встигає перетікати через дросельний отвір, і клапан у цьому випадку не відкривається.

Кільце 7 у катаракті є одночасно зворотним клапаном, який в момент руху напрямного апарата на відкриття відкривається, не перешкоджаючи вільному перетіканню масла із однієї порожнини катаракта в другу, завдяки чому клапан зриву вакууму залишається закритим.

Зворотне повернення закриття під відбувається гідравлічного якому масло
Впливом повільно опору перетікає

Металева сітка 5 служить фільтром, що перешкоджає засміченню клапана, а отже, і порушенню щільності його закриття. Для наповнення циліндра ката-²ракта маслом призначений сапун 8. У цього сапуна є й інше призначення - через його наскрізні отвори верхня порожнина катаракта сполучається з атмосферою.

На рис.2.42 представлений клапан зриву вакууму вільної дії, що автоматично відкривається з появою вакууму в зоні робочого колеса турбіни. Момент відкривання клапана 1 при певній величині вакууму встановлюється натягом пружини 2. Натяг пружини регулюється гайкою 3 і фіксується контргайкою 4. Щільність клапана в закритому положенні забезпечується гумовим кільцем 6, притиснутим до неіржавіючого кільця 5 на корпусі клапана.

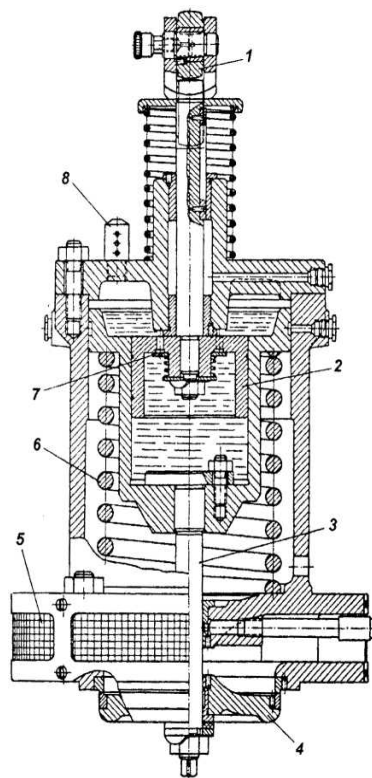


Рис. 2.41 Клапан зриву вакууму із примусовим приводом від прямого апарата

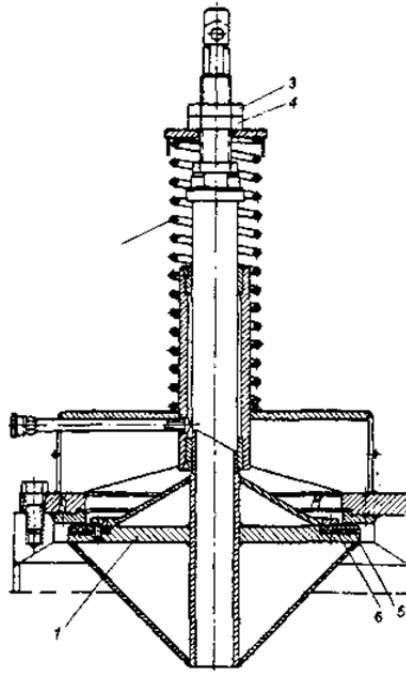


Рис. 2,42 Пружинний клапан зриву вакууму

У більшості випадків на турбіні встановлюють по два, зрідка - по чотири таких клапани. До установки чотирьох клапанів вдаються тоді, коли є необхідність поліпшити розміщення допоміжного обладнання на кришці турбіни. В такому випадку клапани приймають відповідно меншого діаметра.

Холості випуски

Як уже вказувалося, швидке закриття напрямного апарата високонапірної гідротурбіни може привести до виникнення в її спіральній камері або в трубопроводі гідравлічного удару. Запобігти гідравлічному удару можна за допомогою холостого випуску - особливого клапана, що, відкриваючись, відводить зі спіральної камери повз турбіну таку кількість води, на яку в цей момент зменшилася її витрата через турбіну. У результаті цього в підводному трубопроводі витрата води залишається приблизно такою ж, якою вона була до закриття напрямного апарата, а тому гідравлічний удар не виникає, або ж він значно послаблюється. Холості випуски встановлюють при співвідношенні $L-v/H > (10-12)$, де L - довжина водоводу, а v - швидкість води у водоводі.

Холостий випуск розраховують так, щоб швидкість його відкриття приблизно рівнялася швидкості закриття напрямного апарата турбіни. З метою економії води необхідно, щоб після закінчення процесу регулювання холостий

випуск знову закрився. Швидкість його закривання вибирають такою, щоб у підводному трубопроводі майже не спостерігалось зміни тиску. Звичайно швидкість закривання холостого випуску в кілька разів менша швидкості його відкриття. Необхідне співвідношення швидкостей відкриття й закриття холостого випуску встановлюють за допомогою масляного катаракта, що дозволяє збільшувати або зменшувати швидкість закриття за бажанням, незалежно від швидкості відкривання.

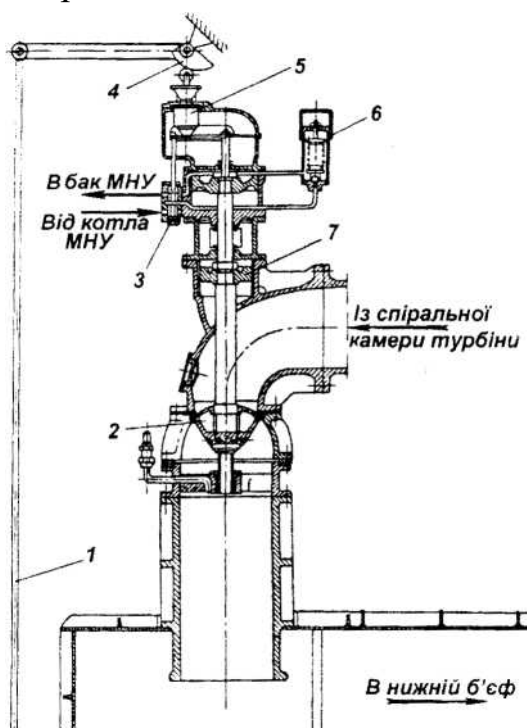


Рис. 2,43 Установа холостого випуску

На рис. 2,43 показана установка типового холостого випуску із приводом 1 від регулювального органу і відповідними пристроями. Холостий випуск оснащений програмним керуванням, що забезпечує таке відкривання клапана 2, при якому підвищення тиску в напірному трубопроводі виявляється найменшим. У передачу згаданого приводу 1 входить програмний кулачок 4, профільна поверхня якого виконує задану програму, тобто забезпечує потрібну швидкість відкривання клапана 2 при швидкому закритті напрямного апарата турбіни.

Клапан 2 відкривається не за допомогою масляного сервомотора, а під дією гідравлічного тиску води із спіральної камери. Але зворотне закриття клапана в цьому випадку виконується за допомогою сервомотора. Необхідне для керування холостим випуском масло під тиском подається до золотника

від маслонапірної установки регулюючої системи турбіни. Робота, яку доводиться виконувати сервомотору, полегшена тим, що холостий випуск оснащений розвантажувальним поршнем 7. Тиск води, що впливає на нижню поверхню цього поршня, частково врівноважує гідравлічне зусилля на клапані 2, спрямоване зверху вниз.

Конструкція холостого випуску передбачає запобіжні дії при можливих різного роду неполадках: порушення зв'язку з регулювальним органом турбіни, заїдання золотника або поршня катаракта 5, витоку масла з катаракта та інших розладів керування клапаном. У цьому випадку спеціальний запобіжний клапан 6 забезпечує автоматичне відкриття клапана 2 холостого випуску при підвищенні тиску в спіральній камері понад певну величину. Відвідна камера холостого випуску має жолобчасту поверхню 5, що виконує функцію гасителя енергії води, яка виходить із клапана 2 у канал 9.

Затвори перед турбіною

Затвори, які встановлюють на напірних трубопроводах перед турбінами (перед входом в спіральну камеру турбіни), найчастіше виконують роль аварійних затворів, покликаних захистити гідроагрегат від перевантаження при виході на режим розгінної швидкості обертання. Тому аварійний затвор доводиться закривати для термінового припинення доступу води до турбіни за умов повного потоку у напірному водоводі. Така необхідність найчастіше виникає при виході з ладу напрямного апарата або регулюючої системи. Саме на таке аварійне закриття й повинні бути розраховані як сам затвор, так і всі його приводні механізми. Друге призначення аварійного затвора - це зменшення втрат води через напрямний апарат турбіни при її зупинках, оглядах і дрібних ремонтах, які виконують без звільнення напірного трубопроводу від води.

Оскільки аварійні затвори встановлюють безпосередньо перед турбіною, і поставляються вони турбінними заводами у комплекті з турбіною, їх також називають турбінними затворами. Особливості умов нормальної експлуатації таких затворів полягають у тому, що при роботі турбіни вони повністю відкриті, а у аварійній ситуації повністю закриті, тобто ніколи не використовуються для регулювання витрати води.

Але маневрування турбінними затворами пов'язане із певними ускладненнями: закриваються вони, як сказано вище, під напором

(перекривають потік у напірному водоводі), а відкриватися повинні у безнапірному стані. З метою виконання згаданих умов проточний тракт за затвором перед його відкриванням заповнюється водою під тиском верхнього б'єфа. Для цього передбачають спеціальні перепускні пристрої на самому затворі або в обхід затвора (байпаси), прохідна площа перетину яких не перевищує 1-2% від площі перетину затвора. Само собою зрозуміло, що для зрівнювання тиску з двох сторін затвора напрямний апарат попередньо повинен бути закритий.

Оперативність процесу аварійного закриття турбінних затворів визначається припустимою тривалістю роботи генератора при розгінній швидкості обертання у момент аварії, а також припустимим підвищенням тиску в підводному трубопроводі через можливість утворення гідравлічного удару. На практиці час нормального закриття турбінних затворів звичайно становить від 30с до 5 хв, в залежності від параметрів напірного водоводу і затвора.

Турбінні затвори повинні відповідати таким вимогам:

- надійність при виконанні основних функцій:
- малі гідравлічні втрати при повному відкритті затвора:
- стійкість окремих деталей і всієї конструкції затвора проти кавітаційної ерозії і динамічних навантажень.

Для встановлення на напірних водоводах турбін з великими витратами води найбільше поширення, як турбінні, одержали дискові й кульові затвори. Та при дуже високих напорах іноді застосовуються голчасті. Дискові затвори раціонально використовувати для напорів приблизно до 150 м; для напорів у межах 150-400 м (при більш високих швидкостях потоку) застосовуються кульові затвори, при напорах вище 400 м більш обґрунтованим є використання голчастих затворів, завдяки кращим їхнім гідродинамічним властивостям.

Дискові затвори найбільш прості за конструкцією серед названих вище трьох типів. Вони вигідно відрізняється від інших відносною простотою конструкції, малою вагою, невеликими габаритами і простотою експлуатації. Дискові затвори здатні пропускати досить великі витрати води - адже у світовій практиці використовуються затвори діаметром до 8 м.

Основні складові частини дискового затвора:

- корпус (затворна камера), до якого по торцях болтами приєднані

відповідні фланці для вварювання затвора у напірний трубопровід;

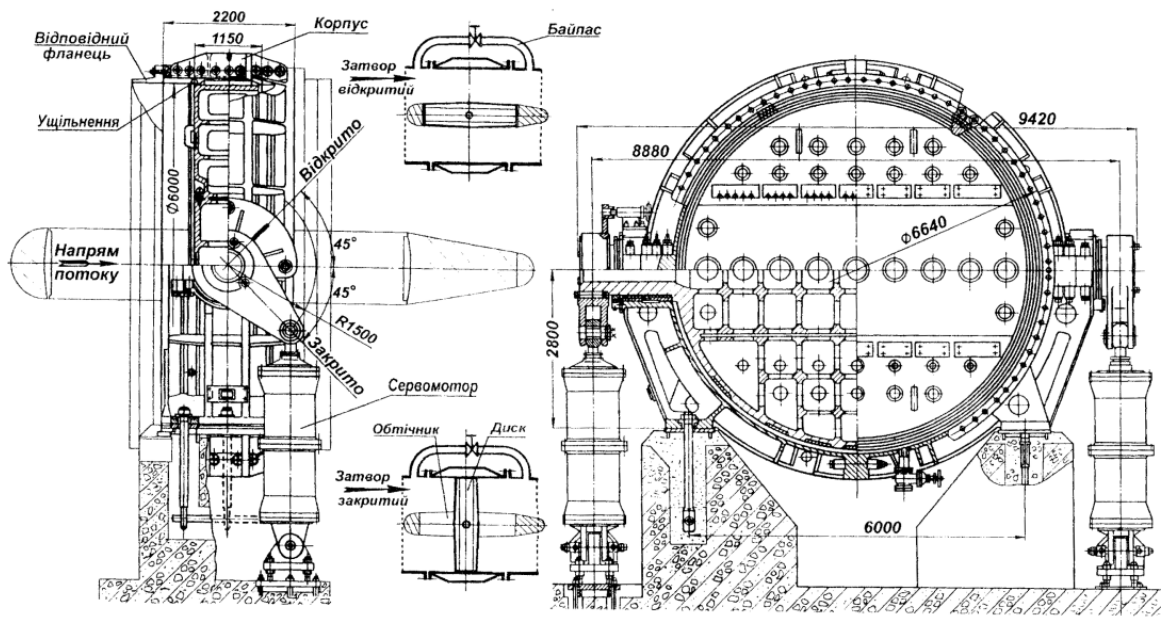


Рис.2,44 Дисківий затвор діаметром 6 м із обтічником

- запорний диск усередині затворної камери повертається на валу з горизонтальним розташуванням осі повороту (при цьому краще компонується привод затвора), але іноді вісь ставлять вертикально;
- ущільнення диска деформативні гумові та поліетиленові або керовані стисненим повітрям - гумові;
- привод повороту диска - це, найчастіше, гідропривод у вигляді сервомоторів, які, повертаючи вал диска через важелі, качаються на шарнірних опорах;
- маслонапорна установка (МНУ), призначена для привода затворів, але іноді вона відсутня, а гідропривод діє тиском масла, що надходить із МНУ системи регулювання турбіни.

При маневруванні затвором між положеннями „закрито”¹¹ - „відкрито”¹¹ диск повертається на кут близько 90°. У відкритому стані запорний диск знаходиться у потоці, створюючи певний гідравлічний опір для потоку. Для зменшення гідравлічних втрат диск виконують із приданням йому обтічної (лінзовидної) форми, що приводить до значного ускладнення технології виготовлення диска.

З метою спрощення технології виготовлення дисків великих діаметрів їм іноді надають конструктивну необтічну форму, а натомість у затворній камері

вздовж осі трубопроводу встановлюють спеціальний обтічник. Тоді у відкритому стані диск такого затвора розташовується у обтічнику, утворюючи разом з ним єдину обтічну конструкцію. Вісь повороту диска при такому рішенні часто розташовується вертикально.

На рис.2.44 із достатніми подробицями показана конструкція, установка і схема роботи досить великого дискового затвора діаметром 6.0 м із обтічником, з горизонтальною віссю повороту диска і з приводом від двох гідравлічних сервомоторів.

Кульові затвори мають досить важливу перевагу у порівнянні з іншими запорними аварійними пристроями, яка полягає в тому, що при повністю відкритому положенні гідравлічні втрати в них практично дорівнюють нулю. Це пояснюється тим, що діаметр їхнього отвору дорівнює діаметру трубопроводу, завдяки чому потік води, проходячи через затвор, не зазнає ніяких гідродинамічних змін. Але конструкція кульового затвора значно складніша від дискового, а габарити і вага приблизно удвічі більші, ніж дискового з аналогічною пропускною спроможністю. Попри вказані фактори кульові затвори набули досить широкого застосування для високих напорів, а в діаметрі досягають 4 м. Умови маневрування кульовим затвором не відрізняються від маневрування дисковим.

На рис. 2,45 представлені конструктивна схема і принцип дії кульового затвора. Корпус 1 затвора складається із двох півкуль, з'єднаних болтами. Усередині корпусу на валу повертається кульовий ротор 2, прорізаний циліндричним отвором із діаметром, рівним діаметру напорного трубопроводу. Ротор має два крайніх положення: відкрите, коли його отвір співпадає з отвором трубопроводу, або закрите, коли вісь його отвору стає перпендикулярно до осі напорного трубопроводу. Ущільнюючий диск 5 розташований паралельно площині, яка проходить через перетин осі отвору ротора і осі його повороту. Затвор обладнаний обвідним трубопроводом (байпасом) 4 і розвантажувальним трубопроводом 8. Запорні клапани 3 і 7 на трубопроводах керуються дистанційно.

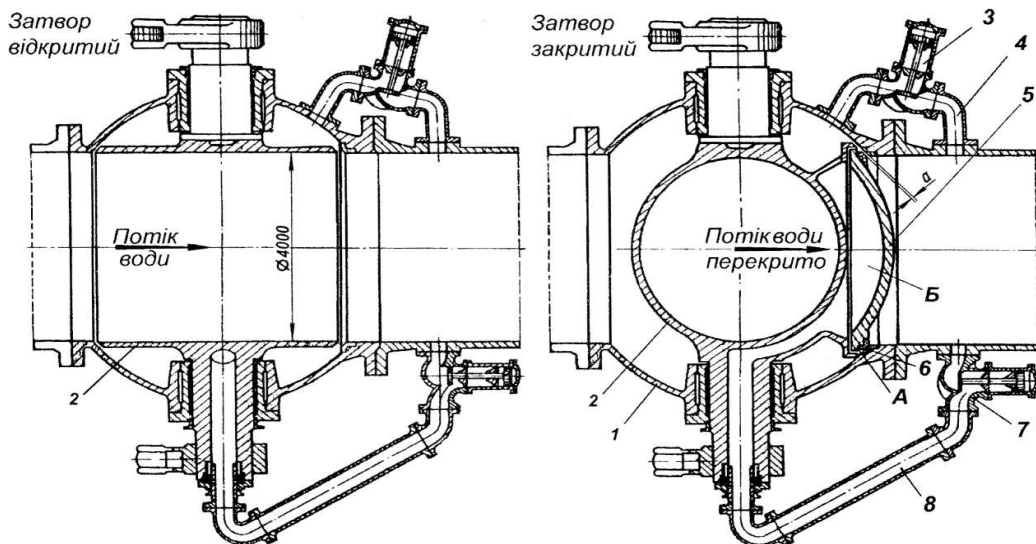


Рис.2,45 Кульовий затвор діаметром 4.0 м, призначений для високих параметрів напорного воловода

Приєднання затвора до трубопроводу за допомогою відповідних фланців і установка його на фундаменті аналогічні до дискового затвора (рис.2,44).

Маневрування затвором здійснюють двома сервомоторами (на рисунку не показані), що повертають ротор на 90° . У відкритому положенні отвір ротора і напорний трубопровід утворюють суцільну циліндричну поверхню і не чинять ніякого опору потокові води. При повороті ротора порожнина *Б* за ущільнюючим диском сполучається із зниженим (атмосферним) тиском, і диск *5*, наближаючись до ротора, відходить від корпусу на величину зазора *а*. Завдяки цьому при повороті ротора ущільнення не треться об поверхню корпусу.

У закритому положенні вісь отвору ротора стає перпендикулярно до осі напірного трубопроводу, а диск *5* постає проти ущільнювального кільця *б*, запресованого в корпус на виході затвора. Надалі у порожнину *Б* із напірного трубопроводу підводиться вода під тиском верхнього б'єфа і притискує диск *5* до ущільнювального кільця *б*, забезпечує надійне ущільнення затвора.

Щоб відкрити затвор, треба зрівняти тиск перед затвором і за ним, заповнивши трубопровід за затвором через байпас *4* за допомогою клапана *3*. Далі порожнину *Б* між ущільнюючим диском і ротором необхідно з'єднати за допомогою клапана *7* через розвантажувальний трубопровід *8* із атмосферним

тиском. Тоді вода із напорного трубопроводу, натискаючи на диск, відводить буртик *A* від ущільнювального кільця *б* корпусу. Між буртиком *A* і корпусом утворюється зазор *a*, який дозволяє ротору з диском *5* вільно без додаткового тертя повертатися на відкривання, і сервомотори відкривають затвор.

Голчасті затвори за характеристикою і конструктивною схемою значно відрізняються від двох попередніх типів. Дисківі й кульові затвори працюють нормально лише при повних відкриттях. У проміжних положеннях в процесі перекривання потоку, який рухається з великою швидкістю, вони утворюють жорстку, з точки зору гідравліки, необтічну споруду і викликають неабиякі негативні гідродинамічні явища, вібрацію, кавітацію і т. ін.

Основною позитивною відмінністю голчастих затворів є те, що вони на всьому протязі маневрування, від повністю відкритого положення і аж до повністю закритого, зберігають достатньо обтічну форму, як це видно на рис. 4,10. Ця властивість дозволяє застосовувати їх на найвищих напорах і при надвисоких швидкостях потоку не тільки, як аварійні затвори, але і як затвори-регулятори.

Для маневрування затворами частіше використовується гідропривод, який краще компонується в конструкції такого затвора. Але іноді затвор маневрується за допомогою механічного зубчасто-рейкового приводу, або без приводу з використанням тиску води верхнього б'єфа (вододіючий затвор). При будь-якому із наведених засобів маневрування затвор керується легко і надійно.

Але слід відзначити, що на перевагу всім позитивним властивостям голчасті затвори відрізняються від інших типів конструктивною складністю, великими габаритами і вагою, а також високою вартістю. Крім того, у відкритому стані вони створюють деяку перешкоду потокові води.

На рис. 4.10 показано голчастий затвор, основою якого є корпус *7*, зібраний із окремих складових частин на болтах. Усередині корпусу розташований і розкріплений концентрично до осі затвора обтічник *2*, вздовж напрямних якого пересувається голка *3*. Маневрування даним затвором здійснюється за допомогою механічного зубчасто-рейкового приводу *4*, встановленого у обтічнику. При осьовому переміщенні голки у бік вихідного отвору його вільний перетин поступово зменшується і закривається зовсім, а відкривається затвор зворотним ходом.

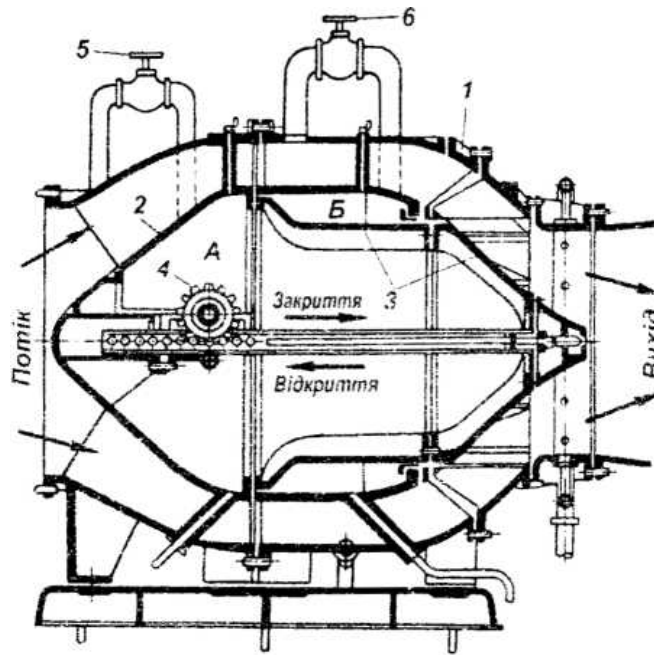


Рис.2,46 Конструктивна схема голчастого затвора з механічним приводом

При маневруванні затвором за допомогою тиску води для закривання необхідно порожнину *Б* сполучити з атмосферою, а у порожнину *А* через засувку 5 подати воду під тиском верхнього б'єфа. Для відкривання затвора - навпаки, порожнину *А* сполучити з атмосферою, а у порожнину *Б* через засувку 6 подати воду під тиском верхнього б'єфа.

2.6 Параметри та характеристики електричних генераторів гідроелектричних станцій

Електрообладнання гідроагрегата складається з генератора, підвищувального трансформатора, блока автоматичного керування та захисту, блока комутації та вимірювання, блока сигналізації.

За конструктивною схемою (видом розташування вала) генератори поділяються на вертикальні та горизонтальні. Всі вертикальні генератори встановлюються в сухому приміщенні і механічно з'єднані з гідротурбіною за допомогою валу. Горизонтальні генератори можуть агрегуватись з вертикальними турбінами за допомогою відповідної трансмісії. Вони застосовуються в діапазоні потужностей гідроагрегату до 1 МВт, а вертикальні - без обмежень на значення потужності.

Гідрогенератори класифікуються за принципом дії на синхронні та асинхронні. Переважно в гідроагрегатах застосовуються синхронні генератори, що можуть працювати як на автономне навантаження, так і паралельно з електричною системою. За потужності до декількох МВт застосовуються серійні машини, а за необхідності досягнення більшої потужності виконується індивідуальне проектування і виготовлення генератора з конкретними номінальними та конструктивними параметрами. Для прикладу, в табл. 2.7 наведені технічні дані синхронного гідрогенератора потужністю 60 МВт. Фото ротора генератора наведено на 2.45.

Асинхронні генератори застосовуються в гідрогенераторах потужністю до 1 МВт переважно за паралельної роботи з електричною системою. В наслідок експлуатації асинхронних генераторів, як заміників синхронних, було виявлено ряд суттєвих переваг. Так, в якості АГ для малої ГЕС можна використовувати серійні асинхронні двигуни без будь-яких доробок, що знижує загальну вартість електричної частини станції. Крім того, асинхронний генератор не має колектора та ковзних контактів, що підвищує його надійність. Імовірність безвідмовної роботи для типових асинхронних двигунів які можуть використовуватися в якості генераторів, складає 0,95 протягом 10 тис. год., або 0,9 – у межах 20 тис. год. експлуатації без капітального ремонту. За рахунок цього зменшуються витрати часу та щорічні відрахування на ремонт і обслуговування електрообладнання малої ГЕС.

Таблиця 2.7 - Технічні дані гідрогенератора потужністю 60 МВт

Найменування параметру	Величина
Номінальна потужність, $\frac{\text{кВ} \cdot \text{А}}{\text{кВт}}$	$\frac{75000}{60000}$
Номінальна напруга, В	13800
Номінальний коефіцієнт потужності	0,8
Номінальна частота обертання, об/хв	62,5
Частота електричного струму, Гц	50
Розгінна частота обертання при збереженні комбінаторної залежності, об/хв	135
Розгінна частота обертання при порушенні комбінаторної залежності, об/хв	175
Номінальний струм статора, А	3138
Струм збудження при неробочому ході, А	513
Номінальний струм збудження, А	995
Напруга на кільцях ротора при номінальних значеннях потужності, напруги і температури обмотки плюс 130 °С, при номінальному коефіцієнті потужності, В	289
Опір обмотки збудження при постійному струмі і при температурі плюс 15 °С, Ом	0,1978
Опір фази обмотки статора при постійному струмі і при температурі плюс 15 °С, Ом	0,01097
Індуктивні опору (ненасичені),%	
синхронне за поздовжньою віссю, x_d	114,23
синхронне за поперечною віссю, x_q	74,82
перехідне за поздовжньою віссю, x'_d	43,61
надперехідне за поздовжньою віссю, x''_d	28,66
надперехідне за поперечною віссю, x''_q	29,53
зворотної послідовності, x_2	29,09
нульової послідовності, x_0	9,43
Стала часу обмотки збудження при розімкненій обмотці статора, T_{do} , с	5,857
Стала часу аперіодичної складової струму статора, T_a , с	0,1624
Ємність фази обмотки статора відносно корпусу гідрогенератора, мкФ	1,398
Підвищення напруги гідрогенератора при скиданні номінального навантаження при збереженні номінальних значень частоти обертання і струму збудження, %	40
Кратність усталеного струму короткого замикання (однофазне) в обмотці статора при номінальному струмі збудження, в.о.	4,07
Маховий момент ротора гідрогенератора, т·м ²	49700
Діаметр розточки статора, мм	12970
Довжина активної сталі статора, мм	1500
Витрата охолоджуючої води через повітроохолоджувачі, м ³ /год	500
Максимальна температура охолоджуючої води, °С	28
Односторонній повітряний зазор під серединою полюса δ , мм	15

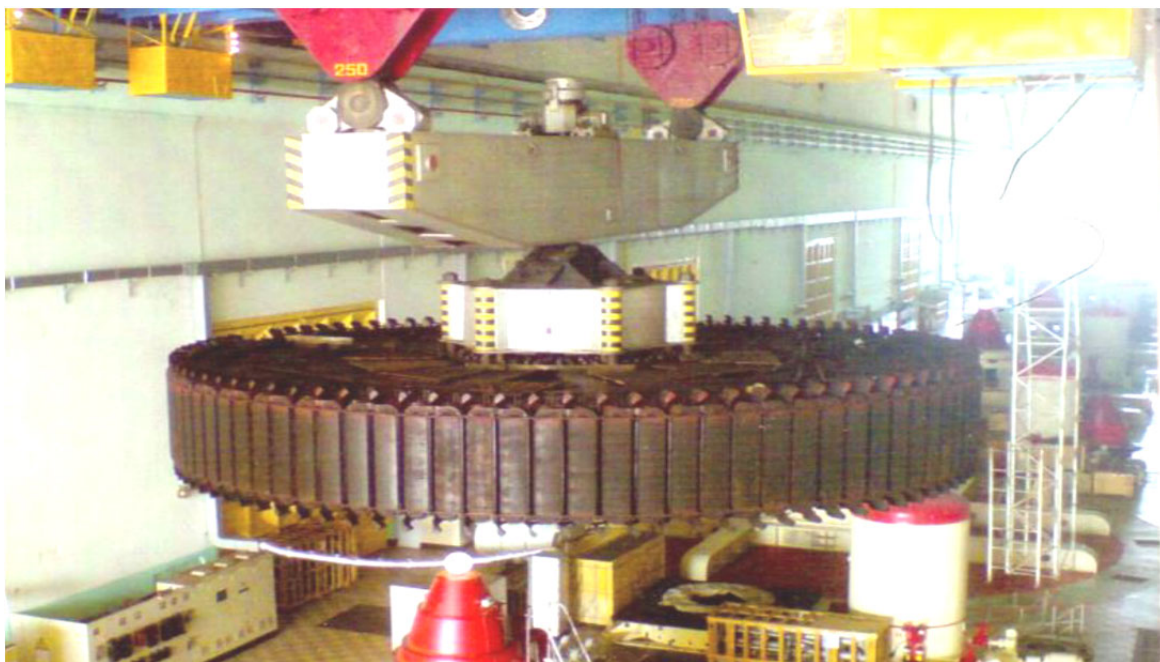


Рис. 2.45 – Фото ротора потужного гідрогенератора

Для асинхронного генератора, що працює безпосередньо на автономне навантаження, характерним є ряд недоліків, ліквідація яких вимагає додаткових капітальних затрат. Так, наявність джерел реактивної потужності (статичних конденсаторів, або синхронних машин), що необхідні для самозбудження АГ здорожує електричну частину ГЕС. Напряга на затискачах генератора з конденсаторним збудженням суттєво залежить від навантаження та швидкості обертання ротора, що вимагає застосування систем автоматичного регулювання потужності конденсаторних батарей і підвищує вартість проекту. У випадку значної індуктивної складової навантаження ($\cos\varphi < 0,8$) ємність конденсаторних батарей, що необхідна для самозбудження АГ значно зростає, виходячи з чого застосування таких генераторів є ефективним у випадку роботи на навантаження з високим коефіцієнтом потужності ($\cos\varphi = 0,9-0,98$).

За паралельної роботи з електросистемою до переваг застосування АГ також можна віднести відсутність потреби у засобах регулювання швидкості обертання гідротурбіни, що працює на приєднаний до енергосистеми асинхронний генератор. У даному випадку, на відміну від автономної роботи АГ, швидкість обертання його ротора практично не впливає на швидкість обертання магнітного поля статора, а отже і на частоту струму та напряги на затискачах генератора. З іншого боку, відсутність автоматичних засобів

регулювання швидкості на малих ГЕС з АГ, зумовлена тим, що зміни навантаження енергосистеми фактично не впливають на режим роботи асинхронного генератора. Керування роботою малої ГЕС спрощується й через те, що немає потреби у регулюванні напруги на затискачах АГ, оскільки остання задається електричною мережею енергосистеми. Асинхронні генератори у випадку паралельної роботи з енергосистемою не вимагають виконання операції синхронізації, що підвищує їх маневреність. У момент увімкнення АГ в систему, з приведеною швидкістю обертання ротора у межах $\pm 5\%$ відносно синхронної, вплив АГ на режим роботи системи є неістотним. Після увімкнення у більшості випадків аперіодично встановлюється нове значення швидкості обертання ротора, що визначається співвідношенням моментів гідротурбіни та електричної машини.

Окремо слід зазначити, що за рахунок простоти та надійності конструкції АГ, відсутності систем збудження (у розумінні синхронного генератора), регулювання напруги та швидкості турбіни, а також процесу синхронізації та електричного гальмування у випадку зупинки, спрощується система автоматизації процесу виробництва електроенергії на малих ГЕС, а також зменшується вартість проекту ГЕС в цілому.

Характеристики та регульовальні властивості синхронних генераторів.

1. Характеристика неробочого ходу (ХНХ) – залежність фазної електрорушійної сили (ЕРС) E_{so} , що наводиться в обмотці статора синхронного генератора (СГ), від струму збудження (I_E) при відсутності струму в обмотці статора I_s (навантаження відключене, тому $I_s=0$) і при номінальній частоті f_{sN} цієї ЕРС. ХНХ є важливою характеристикою СГ тому, що вона визначає величину ЕРС E_{so} , можливості її регулювання, дозволяє судити про ступінь насичення магнітної системи електричної машини. ХНХ подібна кривій намагнічування машини і, як у всіх пристроїв з феромагнітним осердям, має форму вузької петлі (через гістерезис) і тому залежність $E_{so}(I_E)$ становиться неоднозначною (рис.2.46).

2. Характеристика короткого замикання (ХКЗ) – це залежність струму обмотки статора I_{sk} при замкнених накоротко її затискачах від струму збудження $I_{sk}(I_E)$ при його поступовому повільному збільшенні і при частоті $f_s=f_{sN}$. Як видно з рис.2.39, ХКЗ практично лінійна. Це пояснюється ненасиченістю магнітопроводу, оскільки замкнена накоротко обмотка статора

має практично тільки індуктивний опір і тому струм I_{sk} утворює розмагнічувальний магнітний потік реакції якоря. Також за ХНХ і ХКЗ можна визначити синхронний індуктивний опір X_s і побудувати його залежність від струму збудження (рис.2.47).

3. Навантажувальна характеристика $U_s(I_E)$ – це залежність фазної напруги U_s обмотки статора від струму збудження I_E (рис.2.40) при визначених і незмінних фазному струмі статора I_s та характері навантаження СГ, який задається відповідним коефіцієнтом потужності $\cos\varphi$. Частота f_s як і раніше, повинна бути номінальною – f_{sN} . В окремому випадку при $I_s=0$ навантажувальна характеристика зводиться до вже відомої ХНХ. При навантаженні СГ напруга U_s відрізняється від ЕРС E_{s0} на величину внутрішніх падінь напруги в обмотці статора. Особливе практичне значення має навантажувальна характеристика при суто індуктивному навантаженні ($\cos\varphi=0$) та $I_s=I_{sN}$. Вона зветься індукційною навантажувальною характеристикою (ІНХ). Реакція якоря при цьому суто розмагнічувальна, тому ІНХ іде нижче ХНХ (рис.2.48) та інших навантажувальних характеристик. Точка К відповідає режиму КЗ, коли $U_s=0$. По ХНХ та ІНХ можна знайти індуктивний опір розсіювання обмотки статора СГ $X_{\sigma s}$. Для цього з точки А на ІНХ, в якій фазна напруга $U_s=U_{sN}$, проводять паралельно вісі абсцис відрізок АВ= I_{Ek} , де струм збудження I_{Ek} знаходять по ХКЗ при струмі статора $I_{sk}=I_{sN}$. З точки В проводять відрізок ВС паралельно лінійному початку ХНХ до перетину з останньою. Вертикаль CD у вольтах дорівнює падінню напруги $X_{\sigma s} \cdot I_{sN}$ на шуканому індуктивному опорі, звідки він і визначається.

4 Зовнішня характеристика $U_s(I_s)$ – це залежність фазної напруги U_s обмотки статора СГ від струму його навантаження I_s при незмінних струмі збудження I_E і номінальній частоті f_{sN} , та характері навантаження, який задається відповідним коефіцієнтом потужності $\cos\varphi$ (рис 2.49). Зміна напруги пояснюється падінням напруги в обмотці статора, причому найбільше на це впливає реакція якоря.

5. Регульовальна характеристика $I_E(I_s)$ показує, як належить регулювати струм збудження I_E , щоб при зміні струму навантаження I_s та при незмінному характері навантаження напруга обмотки статора U_s залишилась незмінною. Характер навантаження задається відповідним коефіцієнтом потужності $\cos\varphi$, а частота повинна бути номінальною – f_{sN} . Типові регульовальні

характеристики СГ при автономній роботі і при різному характері навантаження надані на рис.2.50. Форма цих характеристик залежить від характеру навантаження, що пояснюється відповідним впливом реакції якоря.

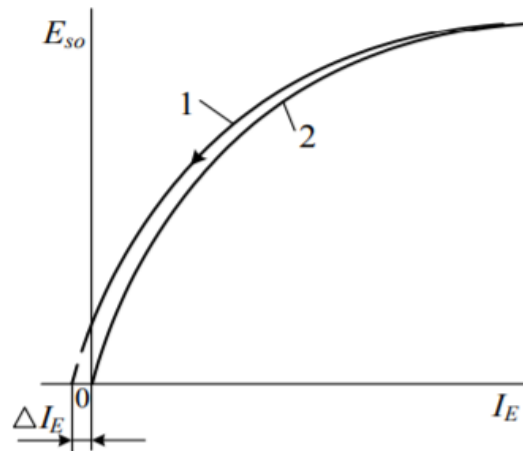


Рис. 2.46 - Характеристика неробочого ходу

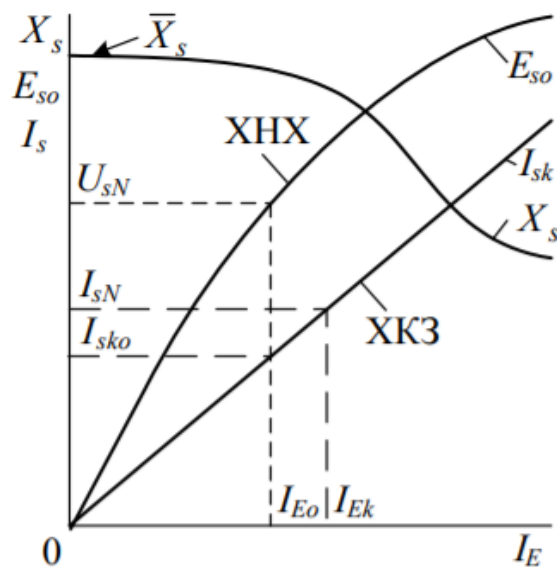


Рис. 2.47 - Характеристика короткого замикання

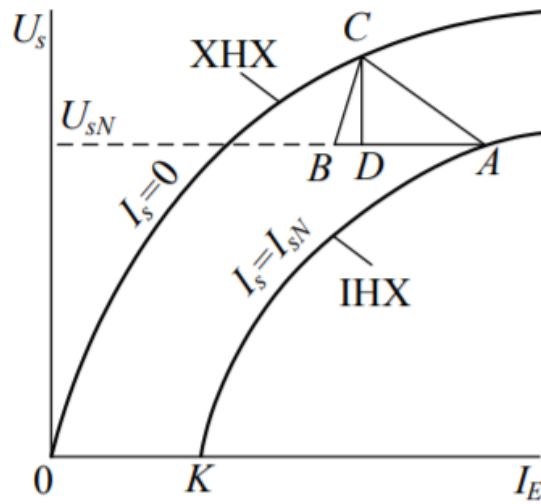


Рис. 2.48/ - Навантажувальна характеристика

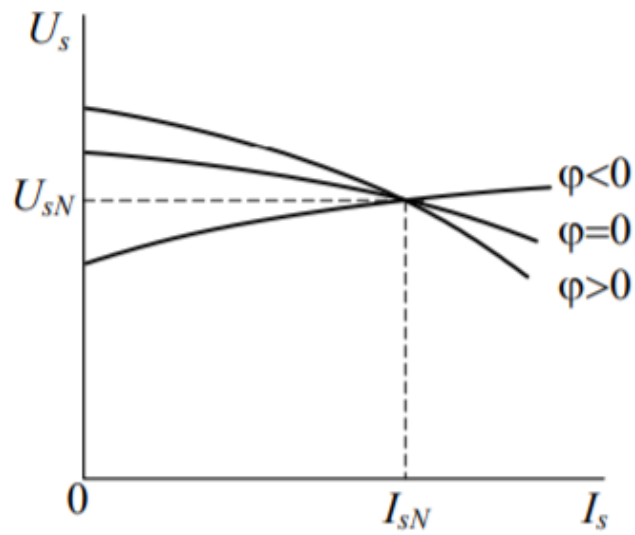


Рис. 2.49 - Зовнішня характеристика

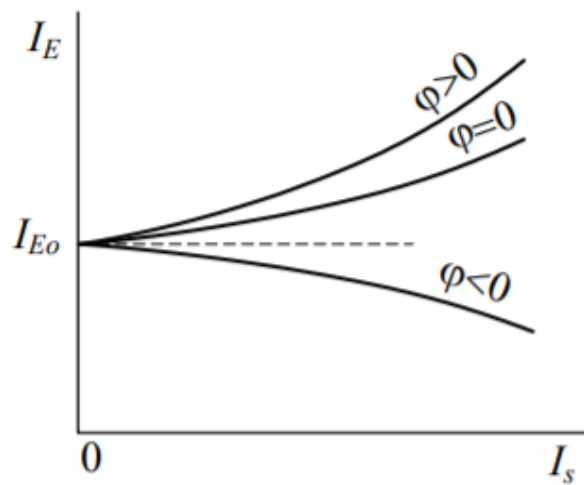


Рис. 2.50 - Регулювальна характеристика

Характеристики та регульовальні властивості асинхронних генераторів розглянемо для найбільш вживаного випадку роботи паралельно з електричною системою, коли напруга генератора задається системою. Разом з тим залишається проблема компенсації реактивної потужності АГ, оскільки отримання реактивної потужності з електричної мережі призводить до підвищення експлуатаційних витрат. Для вирішення цієї проблеми найчастіше використовують батареї статичних конденсаторів (БСК), або допоміжні синхронні генератори. На споживання реактивної потужності асинхронним генератором впливають його конструктивні параметри та режими роботи. Структура споживання реактивної потужності асинхронним генератором може бути визначена на основі його заступної схеми заміщення (рис.2.51).

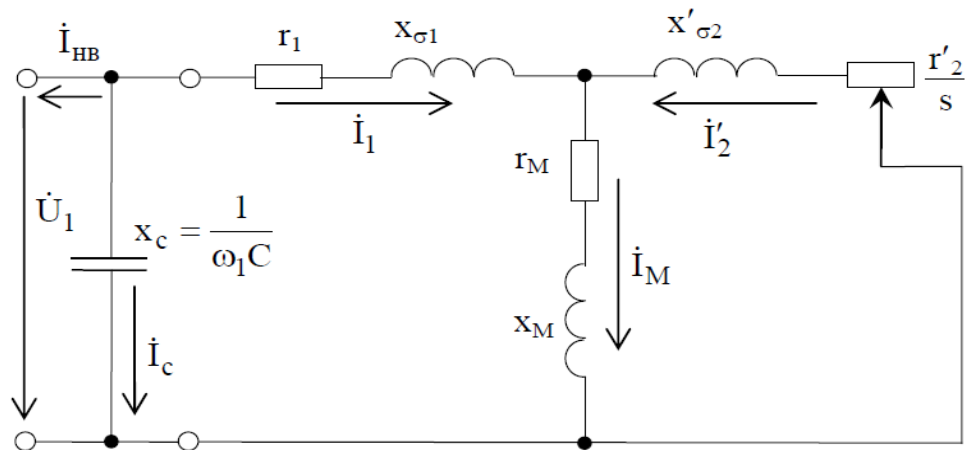


Рис. 2.51 - Заступна схеми споживання реактивної потужності АГ

Найбільша складова реактивної потужності витрачається на створення основного магнітного поля машини

$$Q_M = 3I_M^2 X_M \quad (2.29)$$

Решта потужності витрачається на створення полів розсіяння первинного та вторинного контурів

$$Q_1 = 3I_1^2 X_{\sigma 1}, \quad Q_2 = 3I_2^2 X_{\sigma 2}. \quad (2.30)$$

Сумарна реактивна потужність споживання АГ визначається наступним чином

$$Q = Q_M + Q_1 + Q_2 \quad (2.31)$$

Встановлена потужність БСК має підбиратися так, щоб компенсувати споживання Q генератором, якщо не планується використання надлишкової

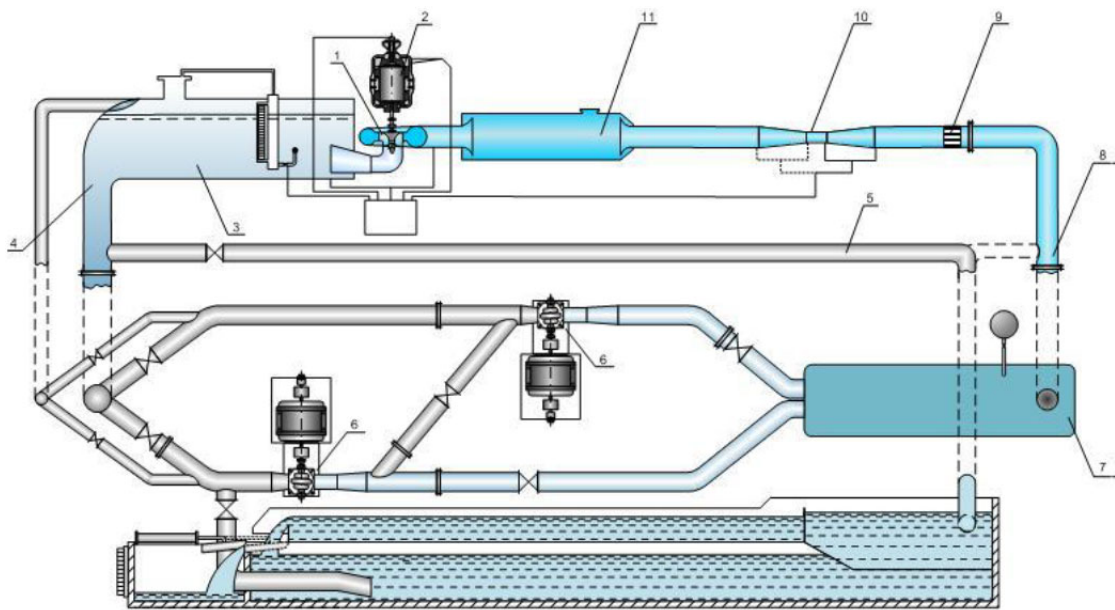
реактивної потужності для забезпечення зовнішніх споживачів на комерційній основі.

Найчастіше малі ГЕС працюють у режимі генерування постійної потужності протягом тривалого періоду часу або в режимі періодичних вмикань на постійну потужність у періоди часу, що відповідають максимальному навантаженню енергосистеми. Виходячи з цього асинхронні генератори мають відносно стабільне споживання реактивної потужності. Отже, встановлення нерегульованої БСК потрібної потужності забезпечує їх роботу протягом усього терміну експлуатації.

2.7 Експериментальні дослідження моделей гідротурбін на гідродинамічних стендах та натурні випробування

Встановлені формули подібності двох турбін з різними діаметрами та напорами надають можливості визначати експлуатаційні показники необхідної турбіни за результатами досліджень її фізичної моделі на гідродинамічних стендах. Виконуються дослідження на моделях діаметром зазвичай від 250 мм до 600 мм при напорах від 4м до 8м.

Схема одного із варіантів експериментального гідродинамічного стенду показана на рис.2.52.



- | | |
|---|-----------------------------------|
| 1. Модельний блок | 6. Відцентровий насос |
| 2. Балансувальна машина | 7. Ресорбер |
| 3. Бак нижнього б'єфу | 8. Напірний трубопровід |
| 4. Відвідний трубопровід | 9. Вирівнювальні сітки та решітки |
| 5. Допоміжний трубопровід для калібрування витратомірів | 10. Витратомір |
| | 11. Бак-розширювач |

Рис. 2.52 – Схема випробувального гідродинамічного стенду

Випробування виконуються для ряду фіксованих значень відкриття напрямного апарату в повному діапазоні зміни частоти обертання. В процесі експерименту вимірюються значення робочого напору води, витрати води, корисної потужності, обертового моменту, кута повороту лопатей та швидкості обертання. Результати досліджень спершу представляються в

табличній формі, а потім у вигляді графіків. Зміна показників гідротурбін від режиму до режиму має гладкий характер, що дозволяє отримати безперервні криві. Різке відхилення одного з отриманих параметрів свідчить про некоректне зняття характеристики та необхідності повторення експерименту. Графіки, які зображують залежність одних робочих параметрів турбіни від інших, називаються характеристиками гідротурбін. Отримані результати перераховуються по формулах подоби на діаметр 1 м і напір 1 м та представляються у формі універсальної характеристики, від якої показано на рис.2.48, взаємний зв'язок між ККД (η), зведеними витратами (Q^1) і зведеними числами обертів (n^1) графічно зображується у вигляді сімейства кривих постійних значень ККД в координатах площини (Q^1, n^1). Також на цій площині наносяться криві постійних значень відкриття лопатей напрямного апарата α_0 , коефіцієнту швидкохідності n_s , криві граничної потужності $N_{гран}$ і 95% $N_{гран}$, а для поворотно-лопатевих турбін, крім того, і криві кутів встановлення лопатей робочого колеса.

Універсальні характеристики слугують основним документом, на підставі якого здійснюється вибір всіх параметрів проєктованих турбін та оцінка їх енергетичних властивостей. Вони визначають залежність коефіцієнта корисної дії, критичного кавітаційного коефіцієнта, відкриття напрямного апарата і кута встановлення лопатей робочого колеса гідравлічної турбіни від зведених витрат і частот обертання гідравлічної турбін.

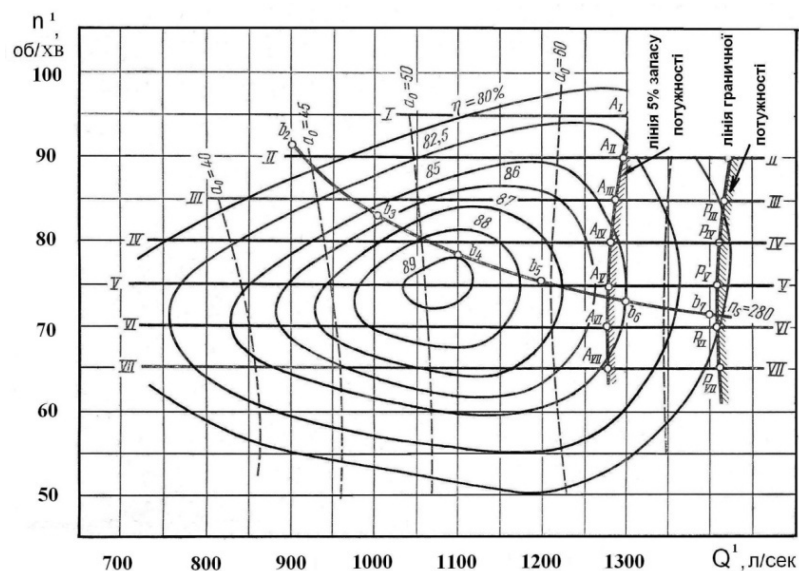
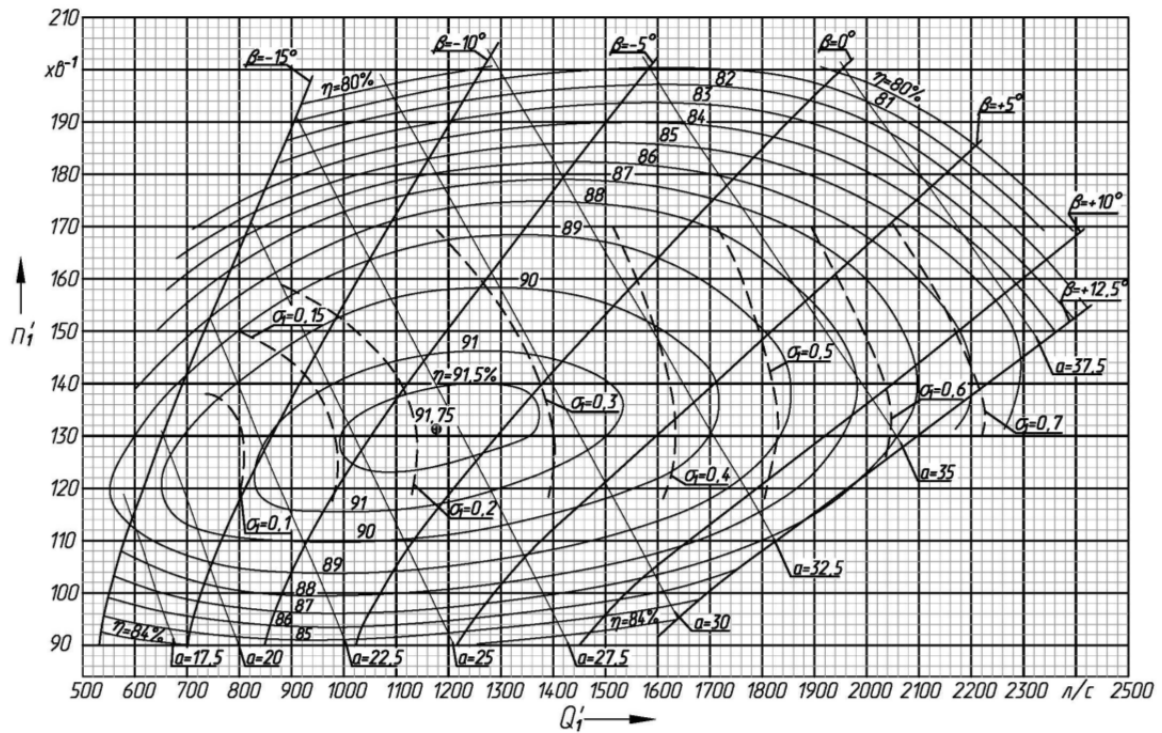


Рис. 2.53 - Зразок графічного зображення універсальної характеристики радіально-осьової гідротурбіни



Випробування проведені при напорі $H=8,0$ м і температурі води $t=23,5^\circ\text{C}$

Рис. 2.54 - Універсальна характеристика поворотно-лопатевої гідротурбіни ПЛ20-В-46

З урахуванням значень універсальної характеристики вихідні формули подоби приводяться до наступного виду:

$$n = \frac{n^I \sqrt{H}}{D}; \quad (2.32)$$

$$Q = Q^I D^2 \sqrt{H}; \quad (2.33)$$

$$N = 9,81 Q_1^I \eta D^2 H \sqrt{H}; \quad (2.34)$$

Універсальні характеристики дозволяють розрахувати:

- діаметр робочого колеса, що забезпечує отримання заданої потужності;
- номінальне число обертів турбіни;
- значення ККД при всіх напорах і потужностях;
- допустимі висоти відсмоктування при всіх напорах і потужностях;
- відкриття напрямного апарату, що відповідає будь-якому навантаженню турбіни, а для поворотно-лопатевої турбін також кут встановлення лопатей робочого колеса.

Натурні випробовування турбін на ГЕС поділяються на пускові та приймально-здавальні. Пускові випробовування проводяться з метою здійснення безаварійного вводу турбіни в експлуатацію. Вони полягають у виконанні пуско-налагоджувальних робіт окремих конструктивних складових: механізмів повороту лопатей, затворів, трубопроводів, системи автоматичного регулювання, сушіння генератора, обкатка на холостому ході, інше. Приймально-здавальні випробовування мають за мету підтвердження технічних умов поставки та основних технічних показників гідроагрегата.

РОЗДІЛ 3. МЕХАНІЧНІ ТА ЕНЕРГЕТИЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ, ДИНАМІЧНІ РЕЖИМИ РОБОТИ ГІДРОЕЛЕКТРИЧНИХ АГРЕГАТІВ

3.1 Визначення характеристик гідротурбін за результатами модельних випробувань

Перерахунок параметрів з моделі на геометрично подібну конструкцію турбіни здійснюється по формулам подоби з урахуванням зміни гідродинамічного к.к.д. (η_{Γ}).

$$\frac{n_1}{n_2} = \frac{D_2}{D_1} \sqrt{\frac{H_1}{H_2}} \sqrt{\frac{\eta_{z,1}}{\eta_{z,2}}} \quad (3.1)$$

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left(\frac{D_1}{D_2}\right)^2 \sqrt{\frac{H_1}{H_2}} \sqrt{\frac{\eta_{z,1}}{\eta_{z,2}}} \quad (3.2)$$

Для кожного типу турбін розроблено, за результатами експериментальних досліджень, наближені залежності зміни гідродинамічного к.к.д від геометричних розмірів та номінальних параметрів. Зі збільшенням останніх відбувається і збільшення значення η_{Γ} .

Універсальна характеристика гідротурбіни (рис.2.48) являє собою сукупність різних двопараметричних залежностей. Лінійні характеристики будуються як однопараметричні залежності на основі універсальної характеристики. Їх побудова може бути реалізована графічним способом, але для проведення багатоваріантних розрахунків цей процес надто затратний.

Розглянемо основні положення автоматизації розрахункового процесу шляхом застосування сплайн-функцій для апроксимації двопараметричних та однопараметричних залежностей.

Значення коефіцієнта корисної дії на універсальній характеристиці представлено сукупністю ізоліній, що визначають залежність ККД від зведених витрат і частот обертання. Кожна ізолінія являє собою двопараметричну функціональну залежність з заданою дискретністю між лініями

$$\eta_i = f_i(Q^1, n^1) = \text{Const}, \quad i = 1, 2, 3, \dots, I. \quad (3.3)$$

Згідно з положеннями методів обчислювальної геометрії сукупність ізоліній може бути апроксимована неперервною поверхнею

$$\eta = f(Q^1, n^1) \quad (3.4)$$

проекція якої на площину (Q^1, n^1) може бути представлена новою сукупністю ізоліній з довільною дискретністю між лініями для подальшого використання

$$\eta_j = f_j(Q^1, n^1) = \text{Const}, \quad j = 1, 2, 3, \dots, J. \quad (3.5)$$

Подальшу побудову алгоритму апроксимації універсальних характеристик $\eta(Q, n)$ виконаємо на прикладі турбіни типу РО45 (рис.3.1) за допомогою кубічного двовимірного сплайну для кожного з прямокутників сітки аргументів $\Omega_{i,j} = [Q_i, Q_{i+1}] \cdot [n_j, n_{j+1}]$

$$S_{3,3}^{i,j}(\eta, Q, n) = \sum_{(m,z)=0}^3 k_{m,z}^{i,j} (Q - Q_i)^m (n - n_j)^z. \quad (3.6)$$

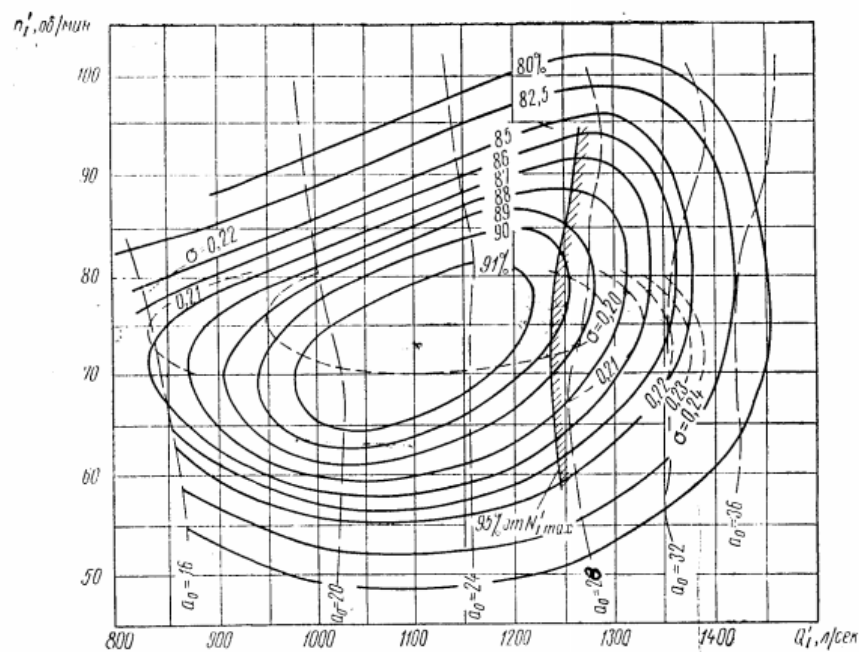


Рис. 3.1 - Універсальна характеристика радіально-осьової турбіни РО45/123

Розрахований двовимірний сплайн універсальної характеристики візуалізований та представлений у вигляді поверхні на рис.3.2.

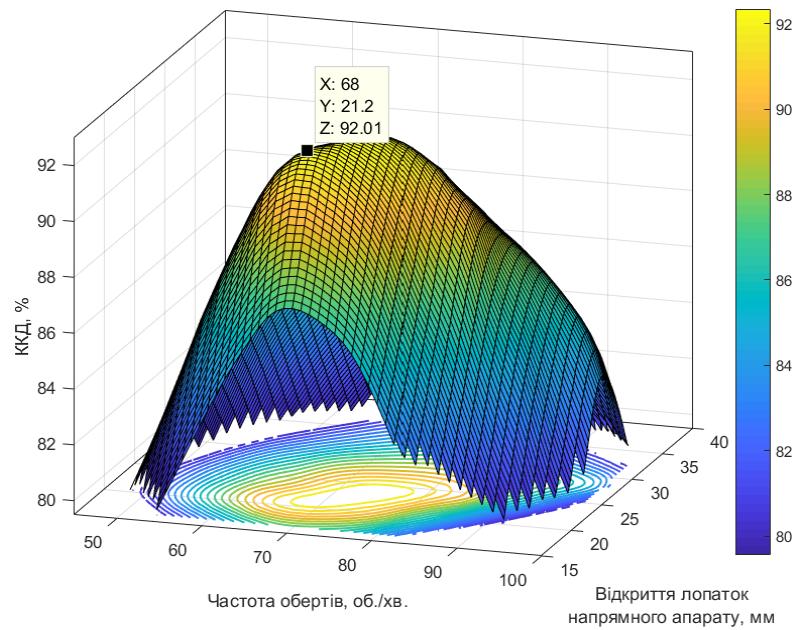


Рис. 3.2 - Представлення універсальної характеристики радіально-осьової турбіни PO45 неперервною поверхнею

Аналогічним чином можуть бути отримані апроксимаційні сплайни інших двопараметричних залежностей, отриманих на основі універсальної характеристики, зокрема $Q^1(n^1, \alpha)$, $P(n^1, \alpha)$ та інші. Візуалізація даних залежностей наведена на рис.3.3, рис.3.4.

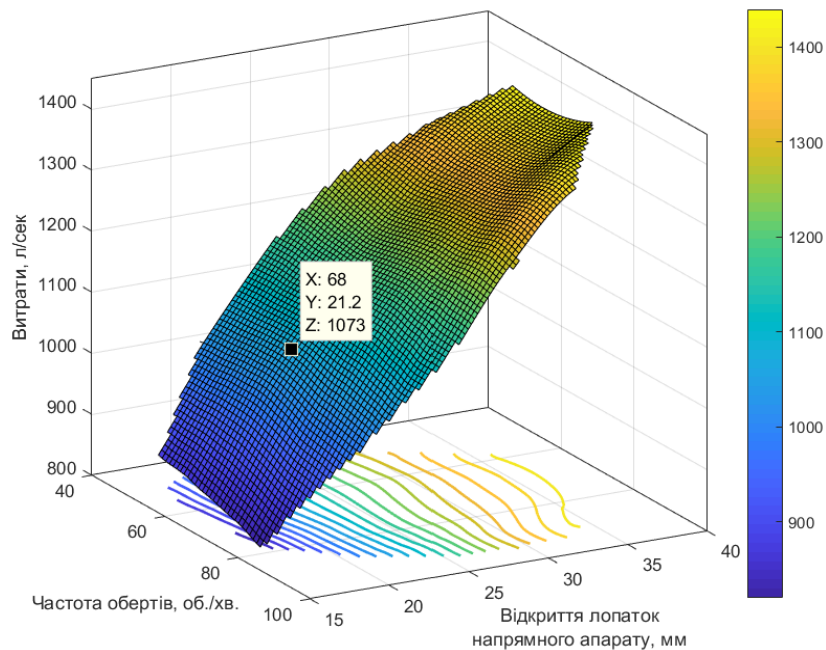


Рис. 3.3 - Сплайн-апроксимація двопараметричної залежності $Q^1(n^1, \alpha)$ гідротурбіни PO45 та її візуалізація неперервною поверхнею

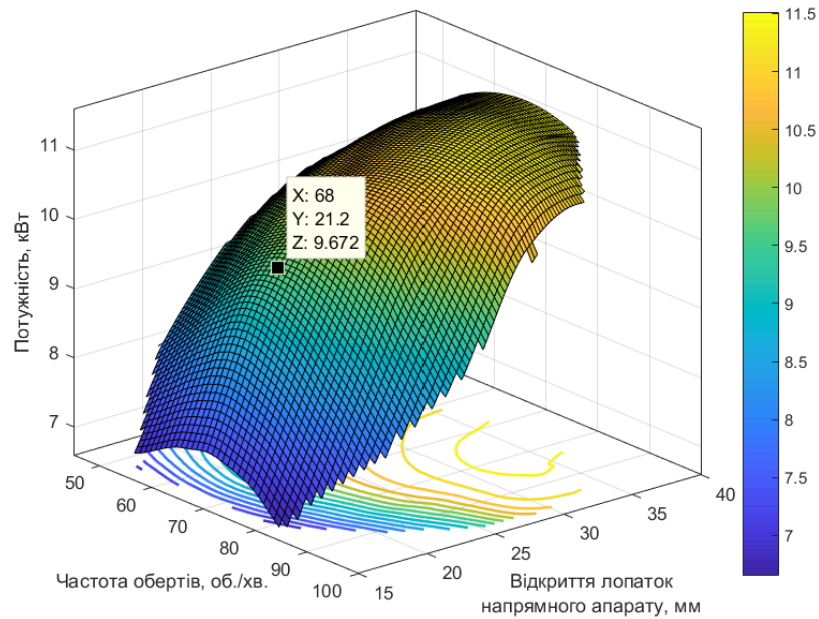


Рис. 3.4 - Сплайн-апроксимація двопараметричної залежності потужності $P(n^1, \alpha)$ гідротурбіни РО45 та її візуалізація неперервною поверхнею

Проведення порівняльного аналізу властивостей різних типів турбін досить часто виконується шляхом представлення їх характеристик у відносних одиницях стосовно номінальних значень ($\eta/\eta_{\text{ном}}$, $Q/Q_{\text{ном}}$, $n/n_{\text{ном}}$, інші). Таким чином може бути представлена і універсальна характеристика (рис.3.5).

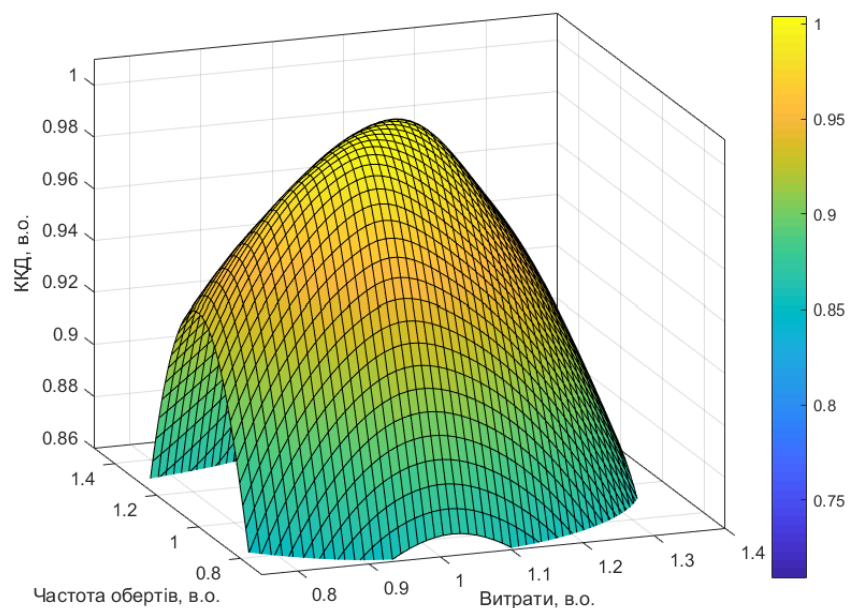


Рис. 3.5 - Сплайн-апроксимація універсальної характеристики радіально-осьової турбіни у відносних одиницях

Для побудови лінійних характеристик на основі універсальної характеристики застосуємо метод просторового перетину поверхонь. За приклад, для поверхні на рис.3.5 залежність

$$\eta = f_i(Q^1, n_i^1) \quad \text{за } n_i^1 = \text{Const}, \quad (3.7)$$

може бути отримана як перетин двох просторових об'єктів, який являє собою рішення системи рівнянь

$$\eta = f(Q^1, n^1) \quad (3.8)$$

$$\eta = f(Q^1, n_i^1) \quad \text{за } n_i^1 = \text{Const}. \quad (3.9)$$

Геометрична інтерпретація системи рівнянь показана на рис.3.6. Залежність, отримана в результаті перетину, показана на рис.3.7.

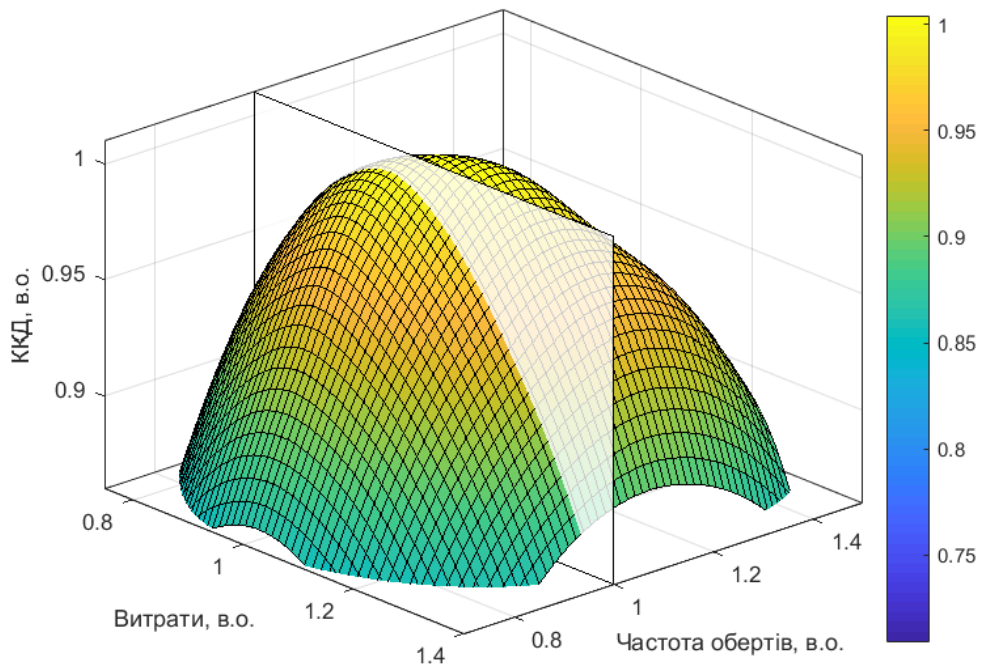


Рис. 3.6 - Геометрична інтерпретація системи рівнянь за умови $n_i^1 = 1$

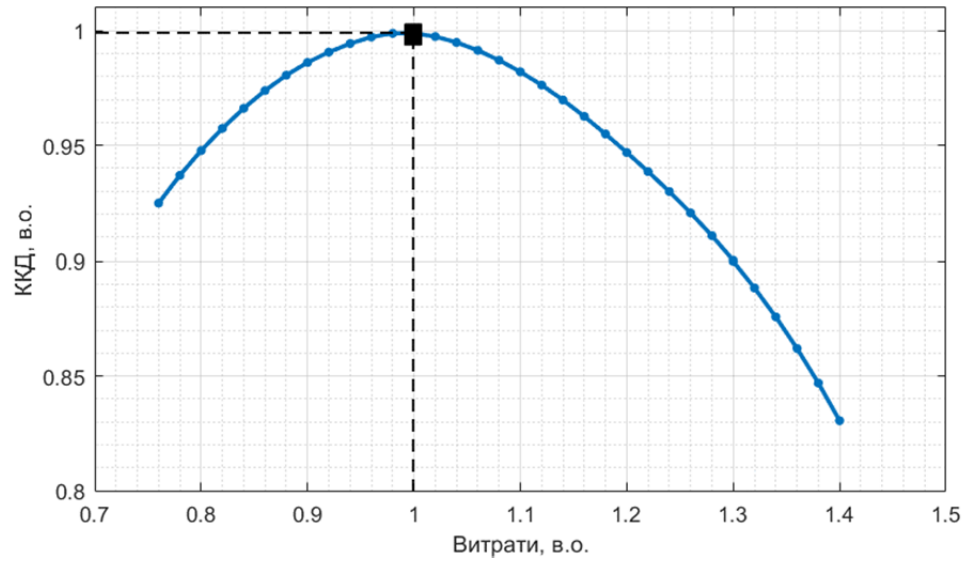


Рис. 3.7 - Перетин двох просторових об'єктів $\eta = f_i(Q^1, n_i^1)$ за $n_i^1 = 1$

Сімейство залежностей $\eta = f_i(Q^1, n_i^1)$ для фіксованих значень n_i^1 в діапазоні зміни значень (0.8 - 1.4) наведено на рис.3.8. Відповідним чином можна отримати і інші однопараметричні залежності для універсальної характеристики (рис.3.9).

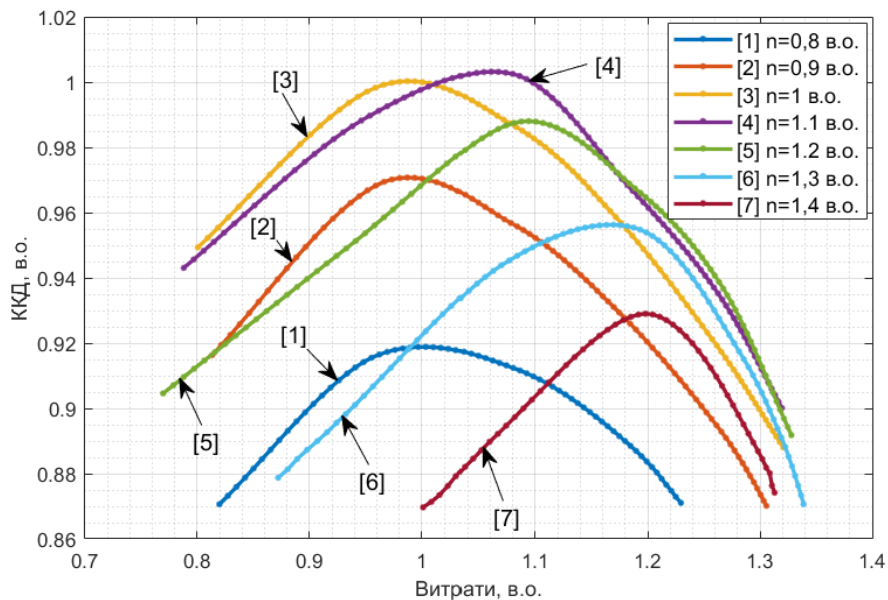


Рис. 3.8 - Сімейство перетинів двох просторових об'єктів $\eta = f_i(Q^1, n_i^1)$ за $n_i^1 = 0.8, 0.9, \dots, 1.4$

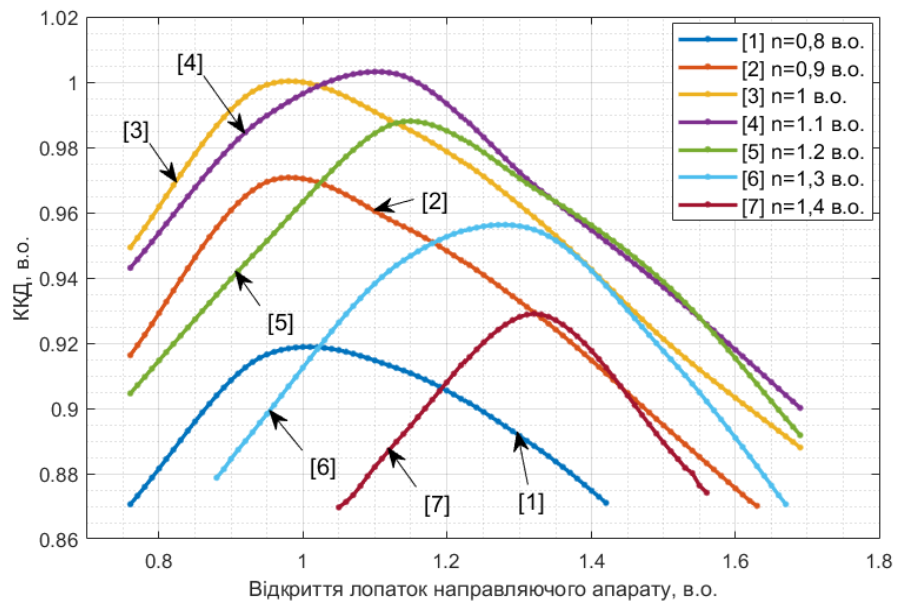


Рис. 3.9 - Сімейство залежностей $\eta = f_i(\alpha, n_i^1)$ за $n_i^1 = 0.8, 0.9, \dots, 1.4$

Порівняння турбін різного типу за їх характеристиками доцільно здійснювати за представлення параметрів у відносних одиницях. За приклад наведемо результати розрахунків енергетичної ефективності трьох різних конструкцій турбін за зміни витрат води (рис.3.10). Розрахункові дослідження виконувались з використанням зведених універсальних характеристик, отриманих експериментальним шляхом для моделей конкретних типів турбін. Зміна діапазону витрат в межах (0.6 - 1,2) в.о. була зумовлена наявністю у відкритому доступі універсальних характеристик. Отримання результатів в більш широкому діапазоні зміни витрат води потребує використання відповідних характеристик, які знаходяться у виробників конкретних типів турбін.

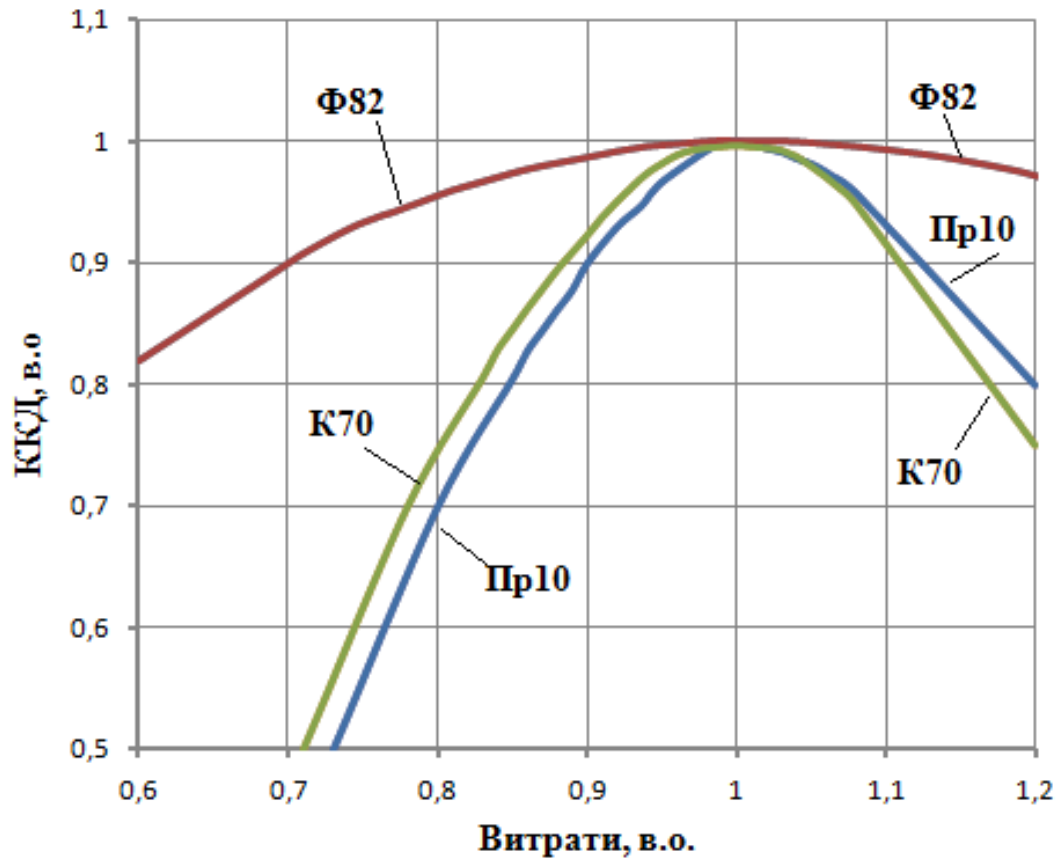


Рис. 3.10 – Енергетична ефективність гідротурбін різних конструктивних типів за зміни витрат води (Ф82 - радіально-осьова, К70 - поворотно-лопатєва за фіксованого кута повороту, Пр - пропелерна)

Порівняльний аналіз функціональних залежностей енергетичної ефективності гідротурбін різних конструктивних типів від витрат води за номінальної частоти обертання засвідчує суттєве зменшення к.к.д. пропелерної турбіни та турбіни Каплана з фіксованим положення лопатей зі зменшенням витрат води через них.

3.2 Побудова механічних та енергетичних характеристик гідротурбін за змінних параметрів водотоку та частоти обертання.

Потужність конкретного типу турбіни за універсальною характеристикою притаманна конструкції з діаметром 1 м та напором води 1 м і розраховується в функції параметрів керування наступним чином:

$$P^1(n^1, \alpha) = 9.8 Q^1(n^1, \alpha) \eta(n^1, \alpha). \quad (3.10)$$

Перерахунок для заданих значень діаметру і напору здійснюється по розглянутим вище формулам подоби. Візуалізація двопараметричної залежності потужності наведена на рис.3.11.

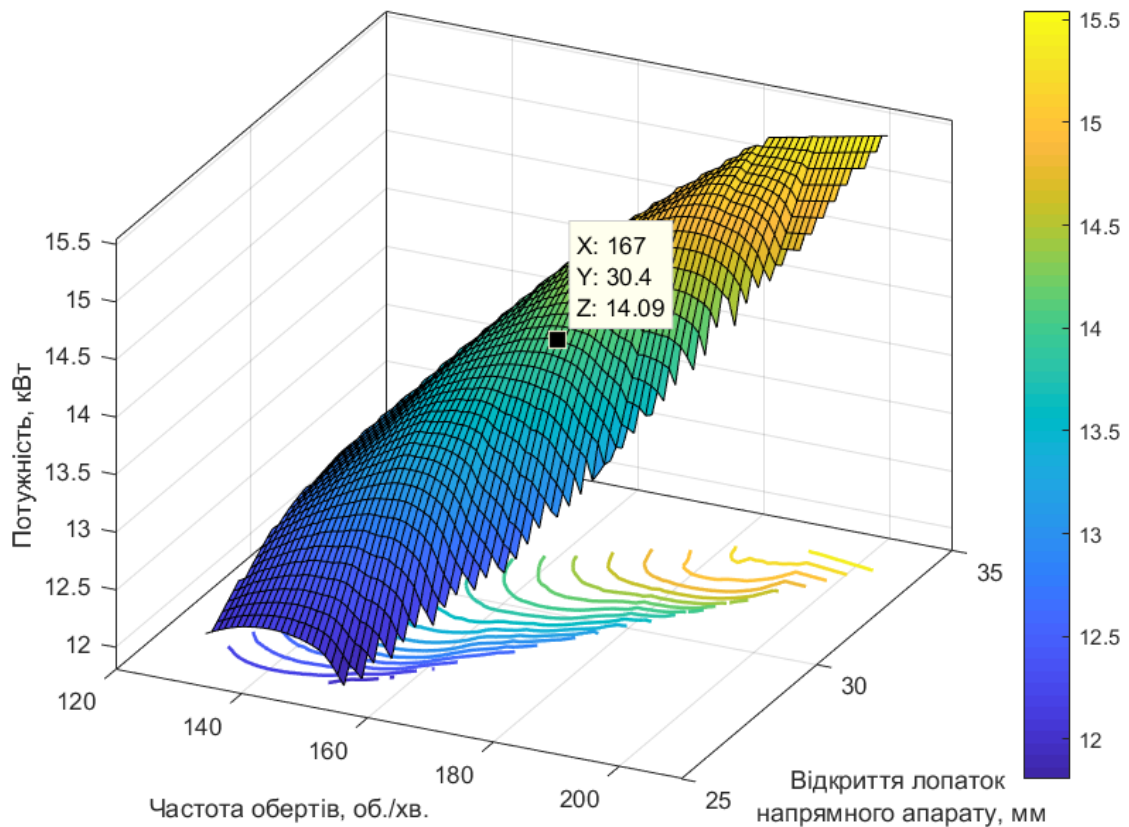


Рис. 3.11 - Двовимірна залежність потужності за універсальною характеристикою

Зміна витрат води через турбіну здійснюється шляхом зміни відкриття напрямного апарату та супроводжується зміною ККД турбіни. Досягнення найбільшої енергетичної ефективності турбіни в цьому випадку може бути

здійснено шляхом відповідної зміни частоти обертання. Залежність $n^1(\alpha)$ повинна забезпечувати досягнення найбільшого значення ККД у всьому діапазоні зміни витрат води. В чинній термінології стосовно турбін гідравлічних відсутня стандартизована назва даної залежності. Тому в подальшому викладенні введемо застосування для її назви терміну комбінаторний закон керування (за аналогією з комбінаторною залежністю):

$$n^1 = \psi(\alpha), \quad \text{за } \eta = \eta_{\max} \quad (3.11)$$

Визначення (3.11) може бути реалізовано шляхом застосування наступної необхідної умови екстремуму для поверхні $\eta=f(n^1, \alpha)$ – повний диференціал в точці максимуму тотожно дорівнює нулю, що рівнозначно системі рівнянь:

$$\frac{d}{dn^1} \eta(n^1, \alpha) = 0, \quad \frac{d}{d\alpha} \eta(n^1, \alpha) = 0, \quad (3.12)$$

Так як кожне окреме рівняння в (3.12) являє собою необхідну умову екстремуму за сталої величини α або n^1 відповідно, то для отримання $\eta_{\max}(n^1, \alpha)$ був розроблений інформаційно-статистичний алгоритм визначення локальних та глобального максимумів методом перебору на основі розв'язку першого рівняння в (3.12) для ряду дискретних значень α :

$$\frac{d}{dn^1} \eta(n^1, \alpha) = 0, \quad \alpha = \alpha_i = \text{const}, \quad 0 \leq \alpha_i \leq \alpha_{\max}, \quad (3.13)$$

Процес розв'язку (3.13) характеризується стійкістю та ефективністю за довільної дискретизації аргументів α та n^1 . Функціональна залежність $\eta_{\max}(n^1, \alpha)$ являє собою максімору поверхні $\eta(n^1, \alpha)$. Результати визначення максімори для поверхні універсальної характеристики наведені на рис.3.12.

Проекція максімори на площину (n^1, α) являє собою комбінаторний закон керування $n^1=\psi(\alpha)$ з оптимальним співвідношенням параметрів керування, які забезпечують максимальну енергетичну ефективність гідротурбіни за зміни витрат води (рис.3.11). В результаті проекції тривимірної максімори поверхні коефіцієнта корисної дії на координатну площину відповідного параметра регулювання отримуємо однопараметричні

закони керування турбіною, як окремі випадки комбінаторного закону (рис.3.12-3.15).

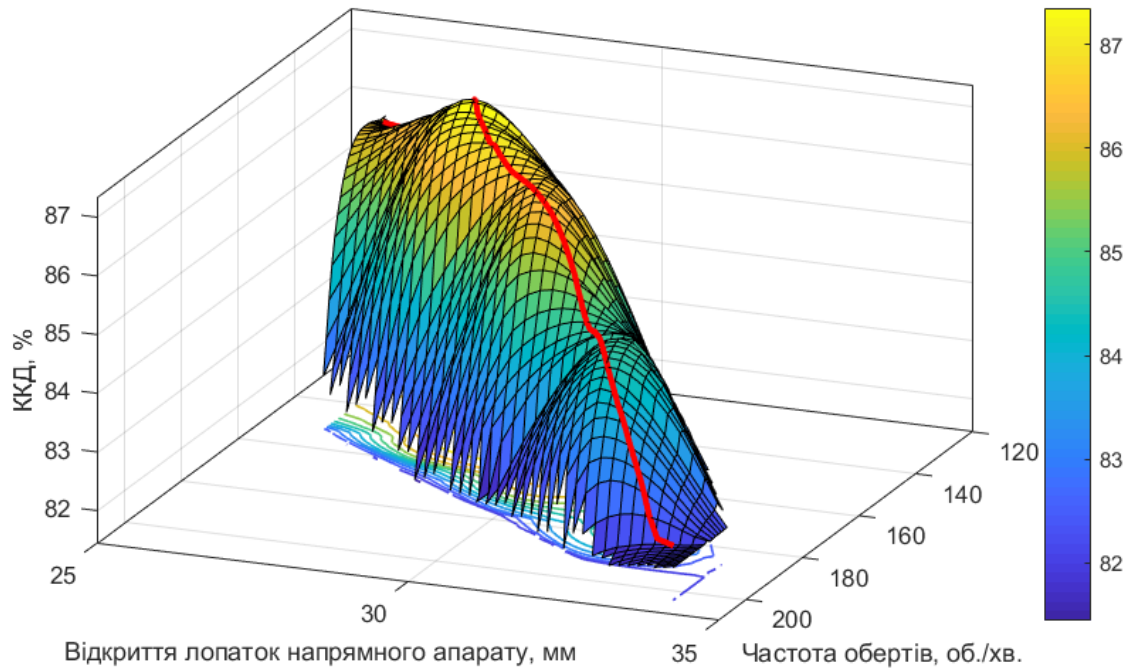


Рис. 3.12 - Двопараметрична залежність $\eta(n^1, \alpha)$ з максіморою $\eta_{\max}(n^1, \alpha)$

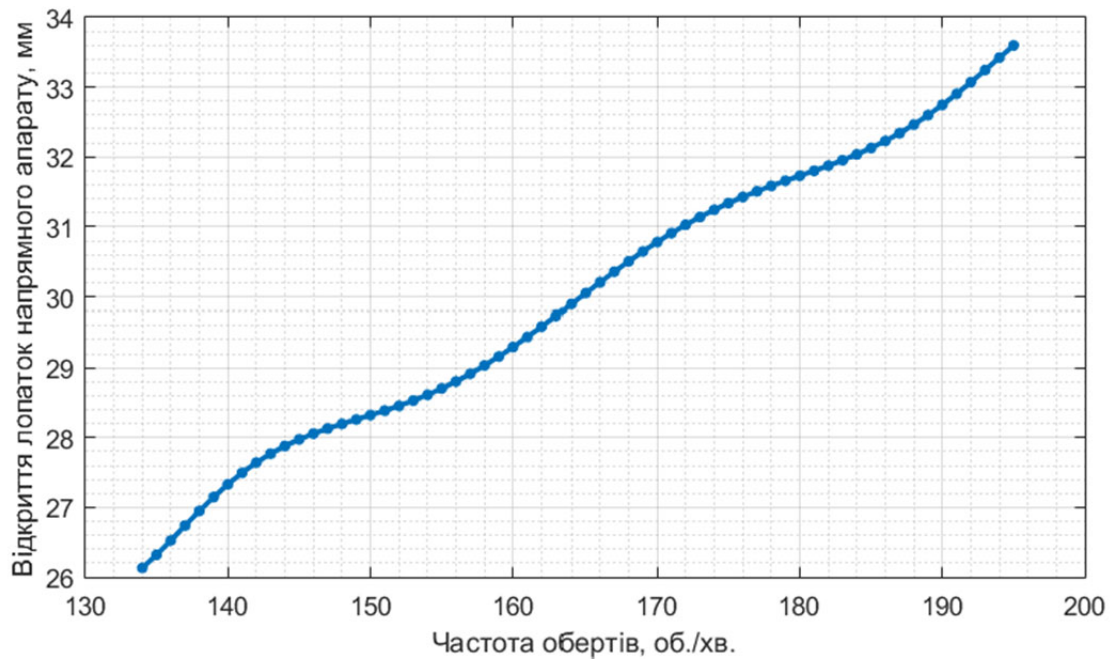


Рис. 3.13 - Комбінаторний закон керування (проекція максімори на площину параметрів керування)

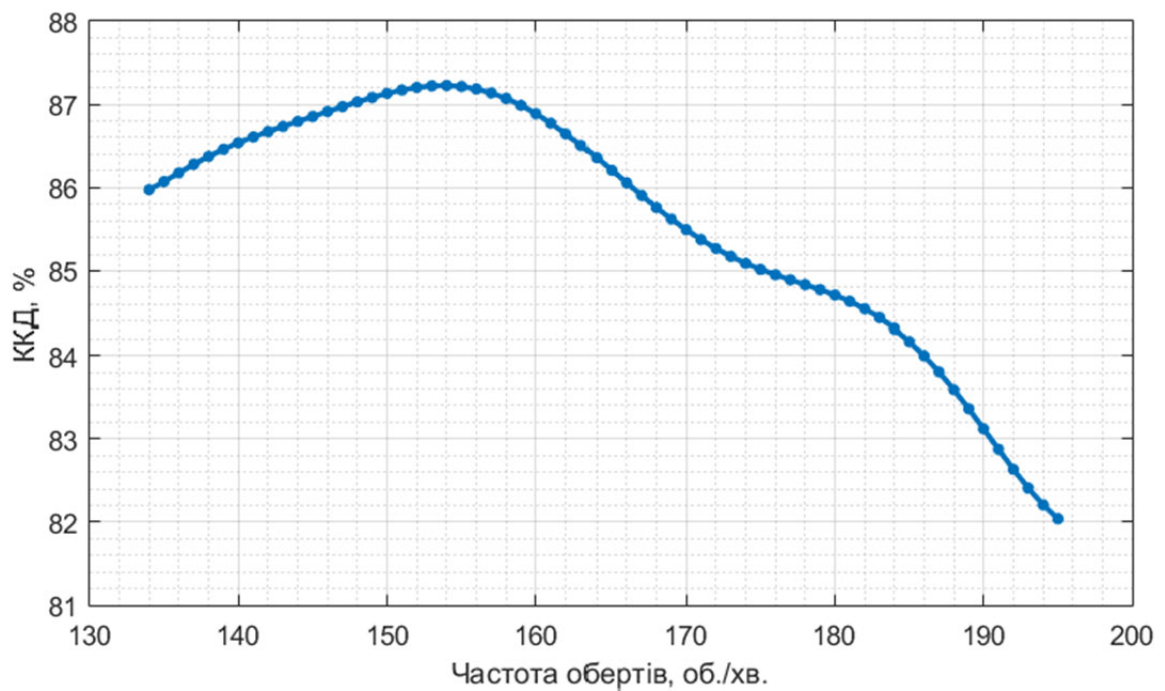


Рис. 3.14 - Окремий випадок комбінаторного закону з параметром регулювання n^1

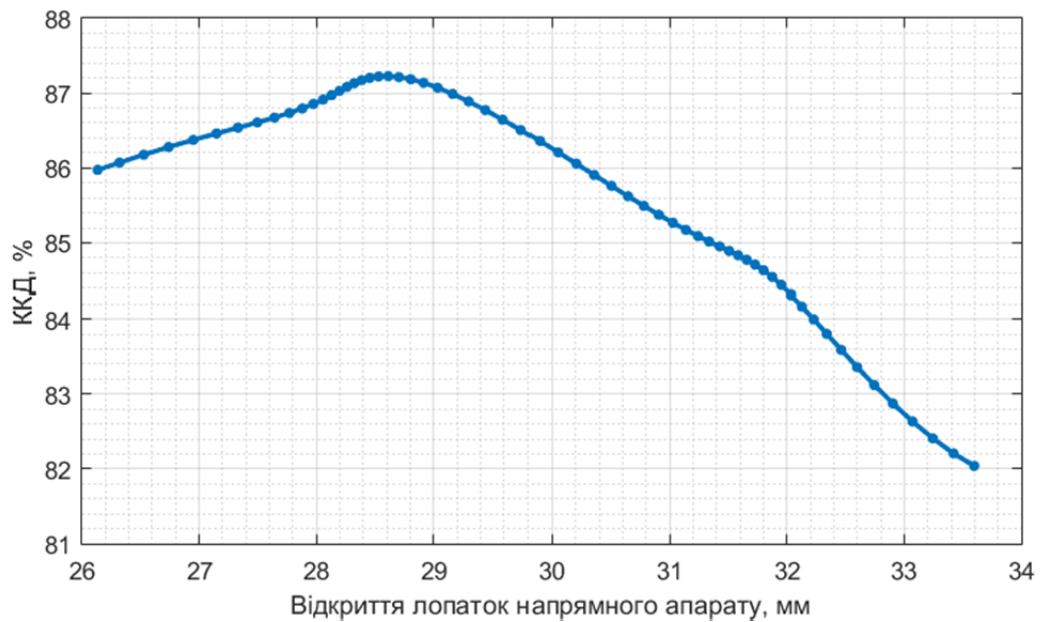


Рис. 3.15 - Окремий випадок комбінаторного закону з параметром регулювання α

Таким чином, визначення енергетичних показників гідротурбін за довільних значень витрат води та частоти обертання може бути ефективно

реалізоване з використанням сплайн-функцій для апроксимації нелінійних гідромеханічних характеристик. Реалізація розроблених алгоритмів апроксимації характеристик та побудови законів керування гідротурбіною для забезпечення її максимальної енергетичної ефективності за змінних витрат води може бути здійснена в пакеті прикладних програм для числового аналізу, зокрема Matlab. Цей пакет дозволяє програмувати роботу з математичними матрицями та алгоритмами, графічними зображеннями, тощо. Вихідна інформація стосовно гідромеханічних характеристик може бути задана у векторному або матричному вигляді, для чого генерується відповідний код програми. За допомогою штатних програмних команд можна будувати тривимірні графіки двопараметричних поверхонь, обертати і змінювати розмір та колір графічних зображень, зробити проекцію кривої максімуму на будь яку площину для визначення відповідного закону керування.

Комбінаторний закон керування являє собою функціональну залежність між частотою обертання та кутом повороту лопатей гідротурбіни за змінних витрат води для досягнення найбільшої енергетичної ефективності процесу перетворення гідроенергетичного потенціалу водотоку в механічну енергію обертового руху турбіни.

3.3 Динамічні режими роботи гідротурбін.

До основних видів динамічних режимів роботи і перехідних процесів гідроагрегатів, що визначаються умовами експлуатації, можна віднести:

- пуск, синхронізація, ввімкнення в електричну систему;
- зміна навантаження ;
- зупинка; розгін гідроагрегата за миттєвого скидання навантаження, зумовленого виникненням коротких замикань в електричній системі, або від'єднанні енергатора від електричної системи;
- перехід в режим синхронного компенсатора із зупинкою потоку води.

Пуск агрегату характеризує процес виведення його зі стану спокою до обертального руху з наступною синхронізацією і ввімкненням генератора до електричної системи. Пуск здійснюється в результаті відкриття напрямного апарату до значення відкриття холостого ходу, що зумовлює збільшення витрат води через турбіну і виникнення обертового моменту. Турбіна почне обертатись і після досягнення номінальних обертів її момент буде дорівнювати моменту механічних втрат в підшипниках та вентиляційних від обертових частин гідроагрегату. Після ввімкнення і синхронізації генератора з електричною системою здійснюється його навантаження подальшою зміною відкриття напрямного апарату.

Зупинка гідроагрегату, запобігання розгону та перехід в режим синхронного компенсатора здійснюється шляхом зменшення відкриття напрямного апарату.

Для поворотно-лопатевої конструкції турбіни необхідно здійснювати зміну як відкриття напрямного апарату, так і кута повороту лопатей робочого колеса. В разі використання ковшової турбіни здійснюється зміна положення регулювальної голки.

Зміна положення зазначених регулювальних елементів різних конструктивних типів турбін здійснюється механізмами керування, що функціонують в складі систем автоматичного регулювання на основі гідроприводу, електрогідроприводу або електромеханічного приводу. Автоматичне керування гідроагрегатом реалізується комплексом технічних засобів без участі обслуговуючого персоналу з дотриманням необхідних значень параметрів відповідно до оптимального ходу технологічного процесу.

Різновидом автоматичного керування є автоматичне регулювання, під яким розуміють процес автоматичної підтримки якого-небудь параметра на заданому рівні або зміну його за визначеним законом. Автоматичне регулювання здійснюється спеціальним пристроєм – автоматичним регулятором. Регулятор вимірює регульовану величину і при її відхиленні від розрахункового значення змінює процес роботи об'єкта керування таким чином, щоб виконувався заданий алгоритм функціонування. Автоматична система, що складається з регулятора й об'єкта керування, називається системою автоматичного регулювання (САР).

Будь-яка функціональна схема САР за відхиленням включає в себе об'єкт керування – ОУ з вихідною регульованою величиною $x(t)$ і збурювальним впливом f ; пристрій керування – ПУ, що забезпечує із заданою точністю стабілізацію вихідної величини x , тобто $x(t)=const$; задавальний пристрій – ЗП, що забезпечує необхідне значення g_0 ; зворотний зв'язок – ЗЗ; порівнювально-підсумовуючий пристрій – ППП (див. рис. 3.31).

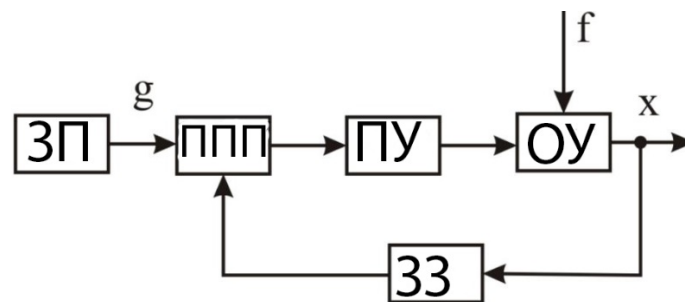


Рис. 3.31 – Узагальнене представлення функціональної схеми САР

У таких системах відбувається безперервне порівняння вхідного сигналу керування і переміщення вихідної ланки. Утворений при цьому сигнал неузгодженості (різниця) в процесі роботи поступово зменшується. Коли ця різниця стає рівною нулю, переміщення вихідної ланки припиняється. При цьому вважається, що привід виконав свою функцію: його вихідна ланка перемістилося у відповідності зі значенням керуючого сигналу.

Для регулювання гідротурбін часто використовуються САР на основі гідроприводу, який характеризується низкою істотних переваг, до яких у першу чергу належать:

- можливість одержання великих сил та обертальних моментів при порівняно малих розмірах та масі гідродвигунів;

- передача великих потужностей при малій масі гідроприводу;
- плавність рухів вихідних ланок;
- можливість безступінчастого регулювання швидкості у широкому діапазоні;
- мала інерційність;
- простота керування та автоматизації;
- висока експлуатаційна надійність та стійкість до перевантажень;
- простота реалізації основних видів рухів: обертального, зворотно-поступального і зворотно-поворотного.

За принципом дії гідроприводи поділяються на об'ємні та гідродинамічні. Функціонування об'ємного гідроприводу засновано на практичній нестисливості рідини та передачі тиску за законом Паскаля. У динамічному гідроприводі крутний момент передається з ведучого вала на ведений за рахунок кінетичної енергії рідини. Для регулювання гідротурбін застосовується в основному об'ємний гідропривод, схема якого наведена на рис.3.32 і містить практично всі основні елементи.

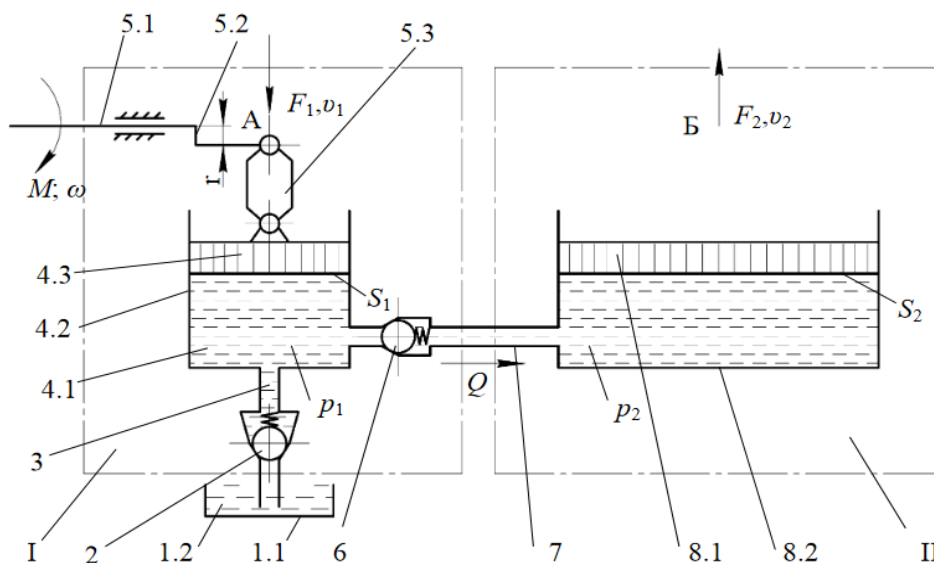


Рис. 3.32 – Схема об'ємного гідроприводу

На вхідному валу приводу 5.1 механічна енергія характеризується моментом M і кутовою швидкістю ω . Перше перетворення енергії здійснюється в даній схемі кривошипно-шатунним механізмом (позиції 5.1, 5.2, 5.3), на виході якого розвивається сила F_1 , прикладена до поршня 4.3, який переміщується зі швидкістю v_1 . Якщо напрям переміщення поршня 4.3

відповідає стрілці, то рідина 4.1, яка знаходиться в циліндрі 4.2, витискується поршнем 4.3 через клапан 6 і трубопровід 7 в циліндр 8.2, примушуючи поршень 8.1 переміщуватися вгору, тобто у напрямку, вказаному стрілкою Б. При цьому механізм, який складається з циліндра 4.2 і поршня 4.3, перетворює механічну енергію (F_1, v_1) на гідравлічну (тиск p_1 , подача Q), а в пристрої, який складається із циліндра 8.2 і поршня 8.1, відбувається перетворення гідравлічної енергії на механічну енергію поступального руху на виході (силу F_2 і швидкість v_2). Наявність, в даному випадку, на вході гідроприводу кривошипно-шатунного механізму не є обов'язковою (на разі застосування насосу шестеренного типу він відсутній - рис.3.33).

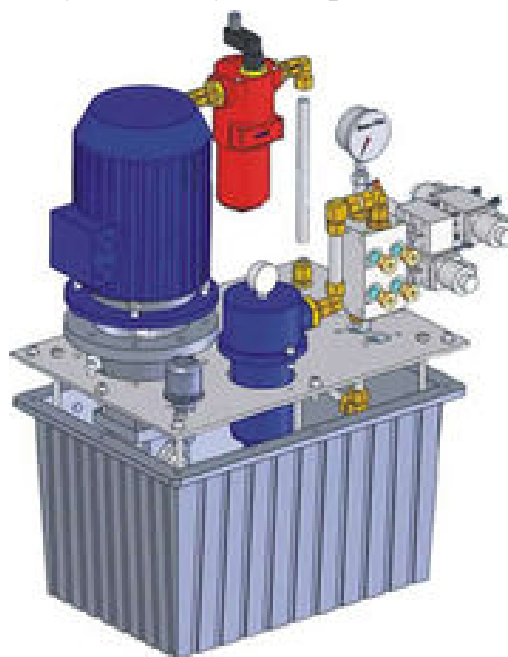


Рис. 3.33 - Зовнішній вигляд гідроприводу з шестеренним насосом та первинним електродвигуном

Якщо порівнювально-підсумовуючий пристрій (ППП) реалізовано на електронному, електромагнітному або електромашинному підсилювачі, то будемо мати електрогідравлічну САР. На сьогодні вже розроблені електромеханічні циліндри для керування відкриттям напрямного апарату гідротурбін (рис.3.34). Фото елементів конструкції привода напрямного апарату наведено на рис. 3.35.

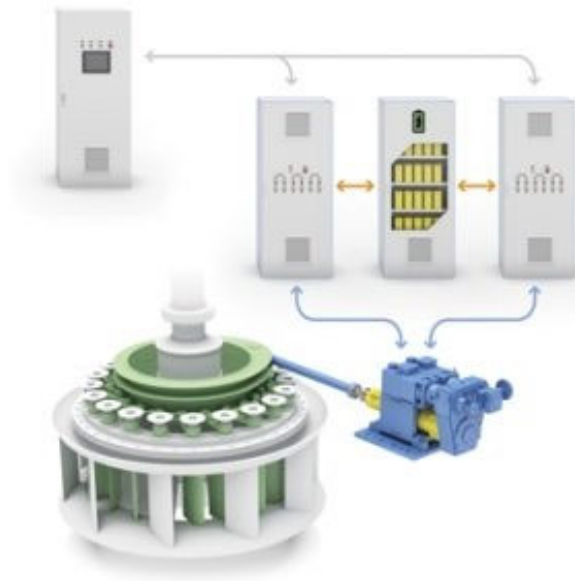


Рис. 3.34 - Електромеханічна САР відкриття напрямного апарату



Рис. 3.35 - Конструкція приводу напрямного апарату

Ресурс електроциліндрів становить до мільйона циклів повного ходу штока, що відповідає терміну служби не менше 30 років. Використання електромеханічних приводів дає можливість повністю відмовитися від застосування гідравлічного масла і судин під тиском. Дубльоване виконання електроциліндрів і ланцюгів управління зберігає повноцінне функціонування гідравлічної турбіни навіть в разі відмови одного з електродвигунів. Застосування спеціалізованого автономного джерела електроенергії дозволяє здійснювати повний контроль турбіни в разі втрати штатного електропостачання. Монтаж, налагодження та введення в експлуатацію

електроприводу проводяться протягом кілька днів. Регламентне технічне обслуговування виконується 1 раз в 2-3 роки і займає біля 3-4 годин. Досяжні технічні показники складають: номінальне зусилля - 320 кН, номінальний хід штока - 500 мм, максимальна лінійна швидкість переміщення штока - 300 мм/с, точність позиціонування переміщень штока - 0,1% .

Доцільно зазначити, що для поворотного-лопатевих, високонапірних радіально-осьових та ківшевих турбін застосовується подвійне регулювання витратами води. За подвійного регулювання відбувається одночасне і узгоджене переміщення двох регулювальних органів. В поворотного-лопатевих турбінах кожному значенню відкриття напрямного апарата повинно відповідати конкретне значення кута повороту лопатей робочого колеса, яке забезпечує досягнення максимального значення к.к.д. турбіни за зміни напору, або навантаження. Подвійне регулювання витрат води у високонапірних радіально-осьових гідротурбінах застосовується для зменшення тиску при закритті напрямного апарату шляхом відводу частини води з робочої камери через відповідний клапан холостого випуску. В ківшевих гідротурбінах також застосовуються клапани холостого випуску, або відхилення струменя води від лопаток, узгоджені з положенням регулювальної голки. В результаті досягається швидка зміна потужності турбіни за повільної зміни швидкості води і тиску в напірному трубопроводі та малої зміни частоти обертання в процесі регулювання (рис.3.36).

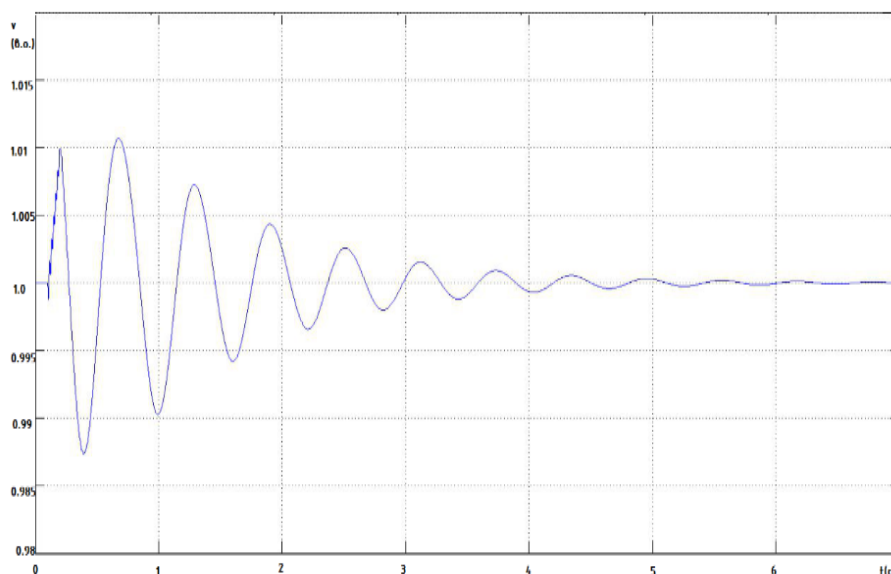


Рис. 3.36 - Зміна частоти обертання в процесі регулювання потужності

3.4 Квазістаціонарні режими роботи керованих генераторів за змінної частоти обертання

За результатами досліджень функціонування блоків ГЕС та ГАЕС зі змінною частотою обертання було встановлено, що практично для всіх типів гідромашин у діапазоні зміни напорів H від 0,5 до 1,5 номінальних ($H_{ном}$) існує можливість підвищення їх енергетичної ефективності. Аналіз режимів роботи нерегульованих пропелерних турбін малої потужності, встановлених на мікро- і мініГЕС, показав, що при значних коливаннях навантаження робота зі змінною частотою обертання навіть за сталого напору може дати значне поліпшення економічних показників. Енергетична ефективність досягається завдяки підвищенню коефіцієнту корисної дії гідротурбіни за змінних навантажень і напорів в результаті відповідної зміни частоти обертання.

Один з варіантів реалізації електромеханічне перетворення енергії гідроенергетичних ресурсів при змінній частоті обертання гідроагрегатів ГЕС та ГАЕС, що функціонують в складі електроенергетичних систем, полягає в застосуванні асинхронізованих електричних машин (АСМ). Асинхронізована синхронна електрична машина являє собою електромеханічний комплекс, який складається із самої асинхронної електричної машини із трифазною обмоткою на статорі і дво- або трифазною обмоткою на роторі та системи автоматичного управління. Функціональна схема АСМ з системою керування наведена на рис.3.37, де позначено: АМ - асинхронна машина, РШ - регулятор швидкості, РМ - регулятор моменту, БРС - блок регуляторів струму, xu/abc - перетворювач трифазної системи координат abc до двофазної xu . Позначення на схемі струмів (i), потокозчеплень (ψ) та кута положення ротора (γ_R) зроблено відповідно до взаємного положення координат наведеного на рис.3.38, де координата y збігається з вектором напруги живлення статора (U_s), а вісь x є перпендикулярною до вектора цієї напруги. Змінюючи амплітуди і фази напруг, підведених до обмоток ротора АМ від статичних перетворювачів, можна змінювати величину і кутове положення магнітного поля ротора відносно статора. При частоті, підведеній до обмоток від перетворювачів, рівній частоті ковзання ротора, результуюче поле ротора буде обертатися щодо статора із синхронною швидкістю, індукуючи ЕРС із частотою мережі.

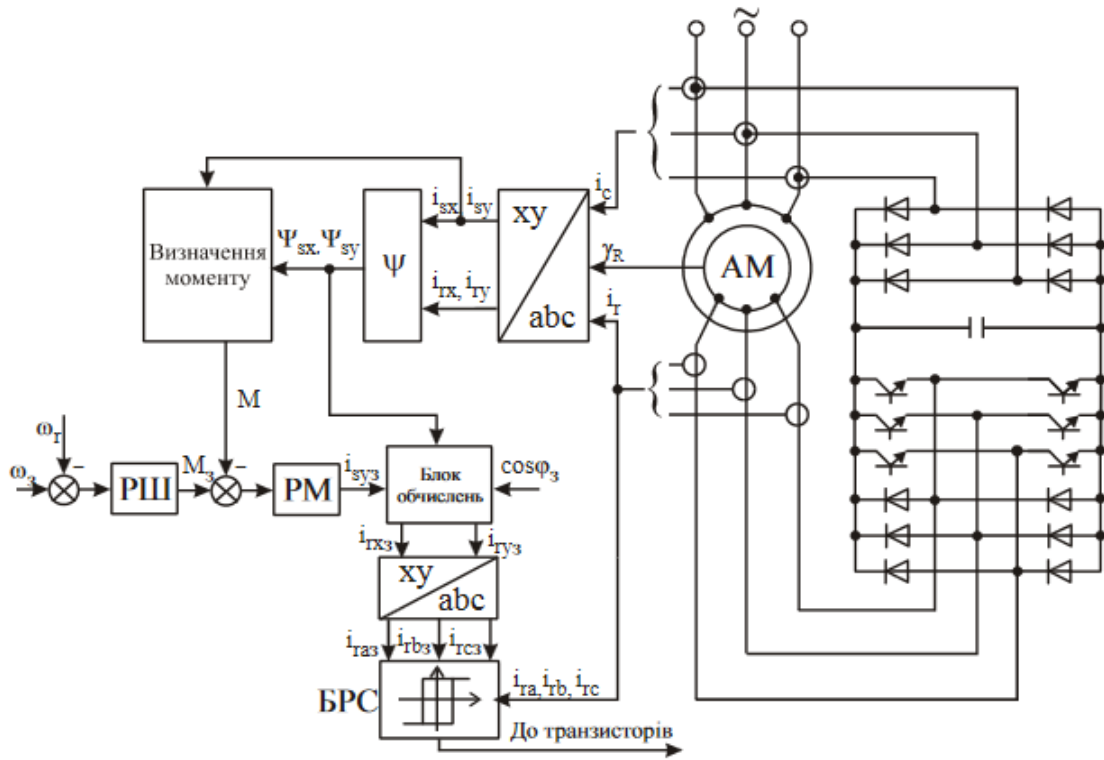


Рис. 3.37 - Функціональна схема АСМ

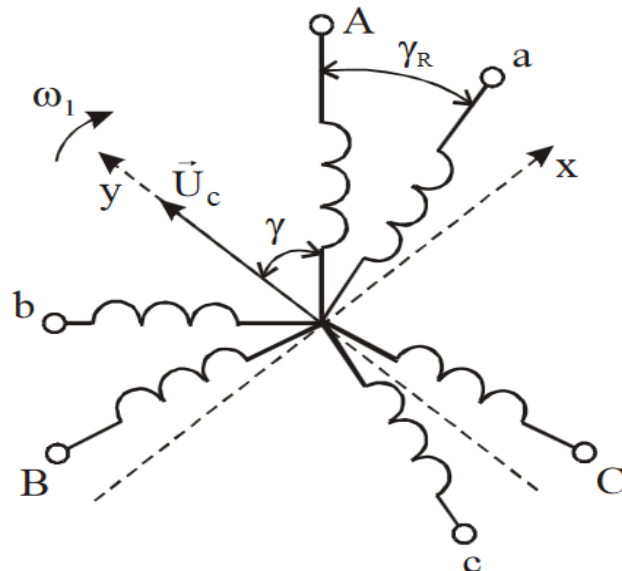


Рис. 3.38 - Трифазні та двофазна системи координат

Реалізація технології використання змінної частоти обертання гідроагрегатів ГЕС та ГАЕС в Україні не має принципових технічних

обмежень, так як в країні накопичений унікальний досвід розробки, виготовлення та успішної експлуатації двох потужних асинхронізованих синхронних турбогенераторів потужністю 200 МВт з двофазною обмоткою ротора, виготовлених НВО «Електроважмаш» (м.Харків) та встановлених на Бурштинській ТЕС Львівенерго (перший-в 1985 р., другий-в 1991р.). Успішна експлуатація цих асинхронізованих турбогенераторів підтвердили їх високу ефективність. Генератор стійко працює у режимах видавання і глибокого споживання реактивної потужності у всьому діапазоні можливого навантаження, а також у некерованому асинхронному режимі із замкненими накоротко обмотками ротора. Японськими фірмами Toshiba і Hitachi створено на сьогодні АСМ потужністю 400 і 360 МВ*А, що використовуються на ГАЕС.

На сьогодні істотно змінились роль і режими роботи сучасних ГЕС та ГАЕС в складі електросистеми. Крім участі в покритті пікової частини добового графіка навантажень і заповненні його провалів, що раніше було основним призначенням, тепер додається регулювання і підтримка на заданому рівні стандартних величин частоти і напруги в системі, а також збереження постійної готовності до швидкого набору і несення активного і реактивного навантажень з високим ступенем експлуатаційної надійності, тобто виконання ролі швидкодіючого резерву потужності. Тому застосування змінної частоти обертання гідроагрегатів з використанням АСМ в найбільшій мірі відповідає сучасним вимогам електросистеми до функціонування ГЕС і ГАЕС, та надає принципової можливості для підвищення ефективності електромеханічного перетворення гідроенергетичних ресурсів. Також необхідно відмітити можливість реалізації керованого плавного безударного пуску АСМ.

Переваги АСМ повною мірою можуть бути реалізовані завдяки векторним принципам управління. Сучасний рівень силової електроніки та мікропроцесорної техніки дозволяє створити перетворювачі частоти, що забезпечують двонаправлений потік енергії та розробити сучасні матричні перетворювачі частоти. Важливим фактором, що визначає можливість реалізації високих регульовальних властивостей АСМ, є освоєння виробництва цифрових процесорів й регуляторів, на основі яких можуть бути створені швидкодіючі системи регулювання АСМ.

Інший варіант реалізації електромеханічного перетворення енергії гідроенергетичних ресурсів при змінній частоті обертання гідроагрегатів за умови функціонування на автономне навантаження полягає в застосуванні синхронних електричних генераторів різних конструктивних схем (явнополюсні, неявнополюсні, індукторні, з постійними магнітами, інші) сумісно зі статичним перетворювачем частоти (СПЧ). За малих значень потужності навантаження застосовуються, в більшості випадків, СПЧ в складі керованого випрямляча та автономного інвертора (перетворювачі з ланкою постійного струму), номенклатура виробництва яких досить різноманітна. Для більших значень потужності навантаження застосовуються так звані безпосередні статичні перетворювачі частоти (БСПЧ), принципи електричні схеми яких для однофазного (рис.3.39) та трифазного навантаження (рис.3.40, рис.3.41) наведені нижче, де використані наступні позначення: e_A, e_B, e_C - електрорушійні сили фаз генератора; i_A, i_B, i_C, i_H - фазні струми генератора та струм навантаження; x_H, R_H, x_k - індуктивний і активний опори навантаження та індуктивний опір фази генератора в контурі комутації вентилів; В - керовані вентилі.

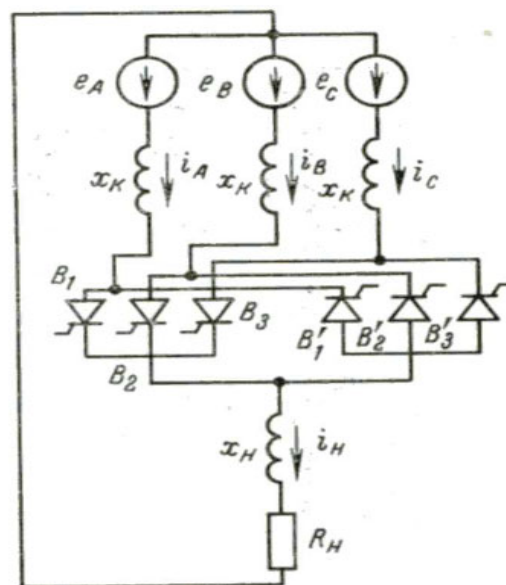


Рис. 3.39 - Електрична променева схема БСПЧ для однофазного навантаження

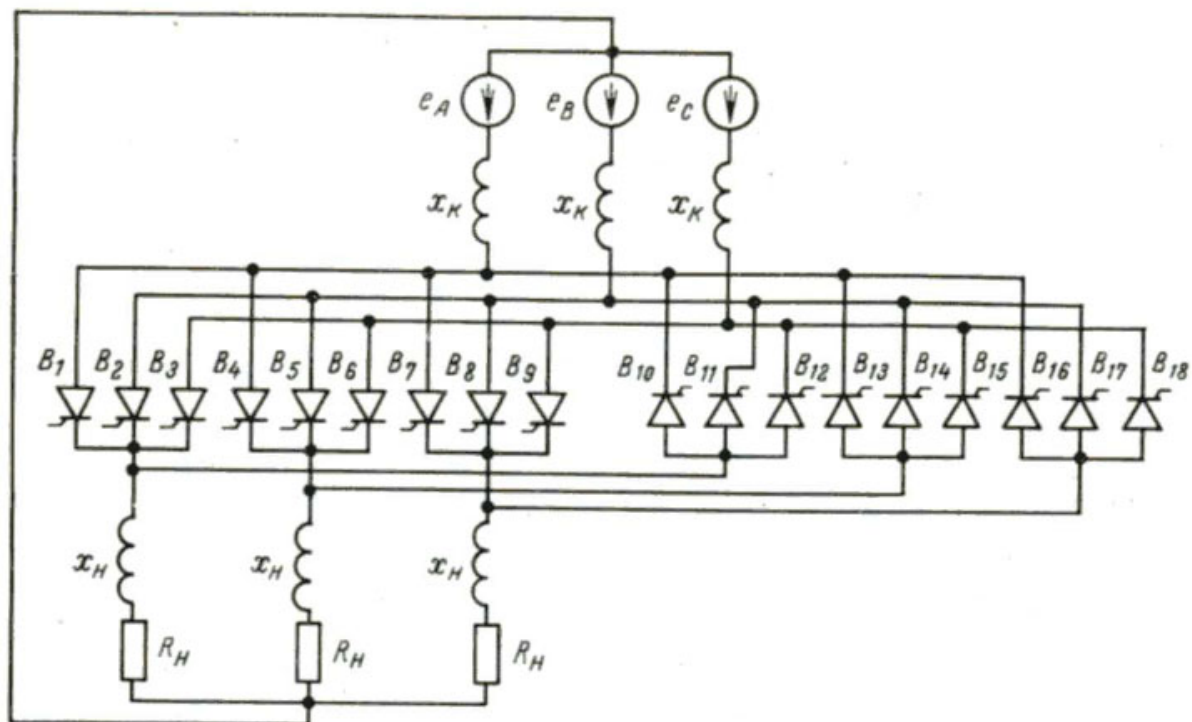


Рис. 3.40 - Электрична променева схема БСПЧ для трифазного навантаження

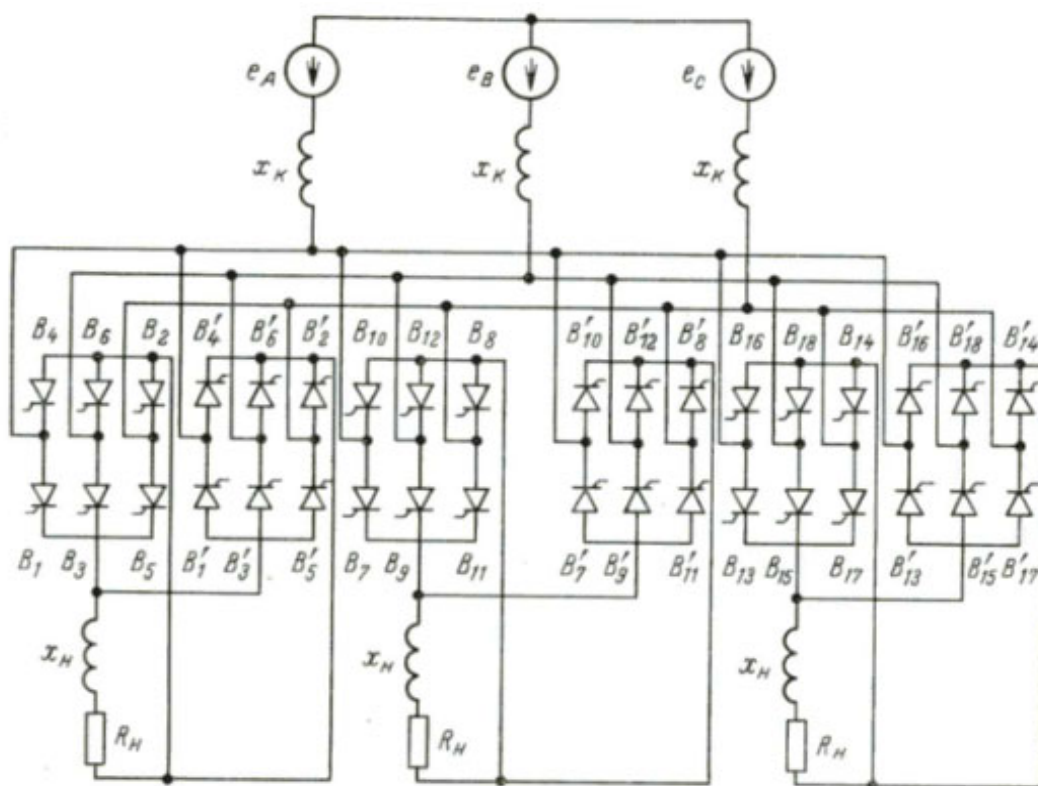


Рис 3.41 - Электрична мостова схема БСПЧ для трифазного навантаження

Зазвичай, керовані генератори за змінної частоти обертання призначені для забезпечення навантаження електроживленням зі стабільною частотою напруги. За цих умов потужність генератора в довготривалому режимі роботи повинна бути більшою за потужність навантаження. Відповідно і маса генератора збільшується в порівнянні з випадком стабільної частоти обертання. В кожному конкретному випадку застосування в залежності від діапазону зміни частоти обертання і режиму функціонування (паралельно з електросистемою, автономне навантаження) потужність і маса керованого генератора визначаються в результаті проектно-конструкторських розрахунків. Проте орієнтовні значення показників можуть бути оцінені за виразами:

$$P_{\Gamma} = 1.5 P_{\text{H}}; \quad G_{\Gamma}^* = G_{\Gamma(\text{n}_{\text{nom}})} (n_{\text{max}} / n_{\text{min}})^{1/2} \quad (3,22)$$

де: P_{Γ} , P_{H} - потужність генератора та навантаження; G_{Γ} - маса генератора за номінальних обертів; n - оберти.

Регульовальні властивості та оптимальні параметри керованих генераторів визначаються в першу чергу діапазоном зміни частоти обертання та номінальним значенням частоти генерування електроенергії, що знаходиться в діапазоні 200-2400 Гц. Найбільшого розповсюдження набуло застосування частоти генерації 400 Гц.

3.5 Динамічні режими роботи генераторів гідроагрегатів

Динамічні параметри та показники синхронних генераторів розглянемо на прикладі раптового короткого замикання (к.з.). В перший момент к.з. виникає перехідний процес, який супроводжується протіканням великих струмів, що в кілька разів перевищують номінальне значення. Ці струми викликають значні електродинамічні зусилля, які можуть привести до пошкодження обмотки та руйнування ізоляції.

Електромагнітні процеси, які мають місце при раптовому к.з. під час роботи з навантаженням мало відрізняються від випадку, коли раптове к.з. трапилось під час роботи на холостому ході (х.х.). Тому розглянемо перехідний процес при початкових умовах, що відповідають режиму х.х., тобто $t=0$, струм $i_a(t)=i_a(0)=0$. Диференційне рівняння, яким описується контур обмотки якоря при раптовому к.з., наступне:

$$-d\Psi(t)/dt = i(t)R_a, \quad (3.23)$$

де Ψ – потокозчеплення обмотки якоря.

При $X_a \gg R_a$ можна прийняти $R_a \rightarrow 0$, звідки:

$$d\Psi(t)/dt = 0, \quad \Psi(t) = \text{const}. \quad (3.24)$$

Отже, раптове к.з. можна розглядати на основі принципу постійного потокозчеплення. Згідно з цим принципом після виникнення к.з. в обмотках ротора (демпферній та збудження) виникають додаткові струми, які запобігають проникненню потоку реакції якоря в ротор. Розподіл струмів по обмотках та їх магнітні потоки в перший момент після виникнення к.з. наведено на електромагнітній схемі машини та її еквівалентній електричній схемі на рис.3.42.

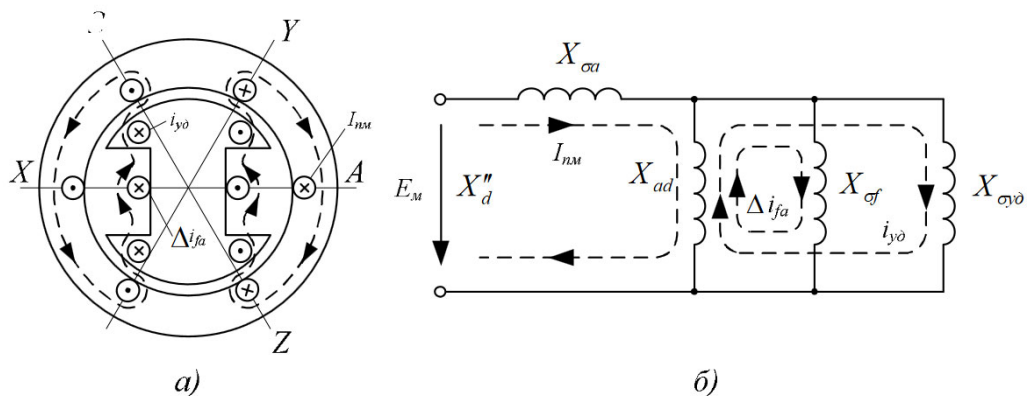


Рис 3.42 - Синхронна машина при раптовому к.з. в перший момент часу:
 а) електромагнітна схема; б) схема заміщення

Так як обмотки на роторі володіють активним опором, то з плином часу додаткові струми в обмотках будуть зменшуватись відповідно до їх сталих часу, які дорівнюють:

$$T_{\delta} = L_{\delta} / R_{\delta}, \quad T_f = L_f / R_f, \quad (3.25)$$

де: L_{δ} , R_{δ} – індуктивність та активний опір демпферної обмотки; L_f , R_f – індуктивність та активний опір обмотки збудження.

Значення T_{δ} набагато менше T_f , тому додатковий струм в демпферній обмотці зменшується набагато швидше, ніж в обмотці збудження. Такий стан генератора, при якому постійне потокозчеплення підтримується з урахуванням додаткового струму в демпферній обмотці та обмотці збудження, характеризується надперехідним опором машини X_d^{II} . Якщо з плином часу додатковий струм існує лише в обмотці збудження, то такий стан генератора характеризується перехідним опором машини X_d^I .

Наявність додаткових струмів в обмотках ротора означає зменшення вхідного опору синхронної машини, тому надперехідний опір є найменшим порівняно з наступними етапами протікання перехідного процесу. Згідно схеми заміщення надперехідний опір визначається за виразом:

$$X_d'' = X_{\sigma a} + \frac{1}{1/X_{ad} + 1/X_{\sigma f} + 1/X_{\sigma \delta}}, \quad (3.26)$$

де $X_{\sigma f}$ та $X_{\sigma \delta}$ – індуктивні опори розсіювання обмотки збудження та демпферної обмотки відповідно.

Розподіл струмів, магнітних потоків та схема заміщення машини, що відповідають перехідному опору, наведені на рис.3.43.

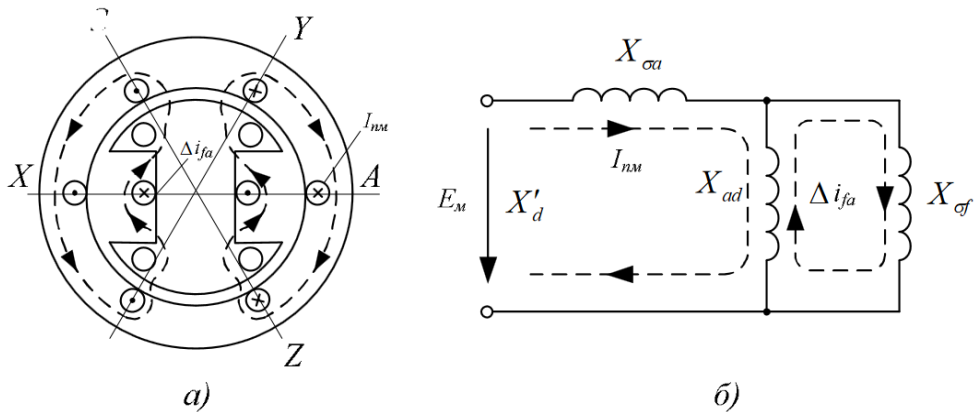


Рис. 3.43 - Синхронна машина при раптовому к.з. в другий момент часу: а) електромагнітна схема; б) схема заміщення

Перехідний опір визначається за виразом:

$$X'_d = X_{\sigma a} + \frac{1}{1/X_{ad} + 1/X_{\sigma f}} \quad (3.27)$$

По закінченню перехідного процесу настає усталений режим короткого замикання. Розподіл струмів, магнітних потоків та схема заміщення машини, що відповідають усталеному режиму к.з., наведені на рис.3.44.

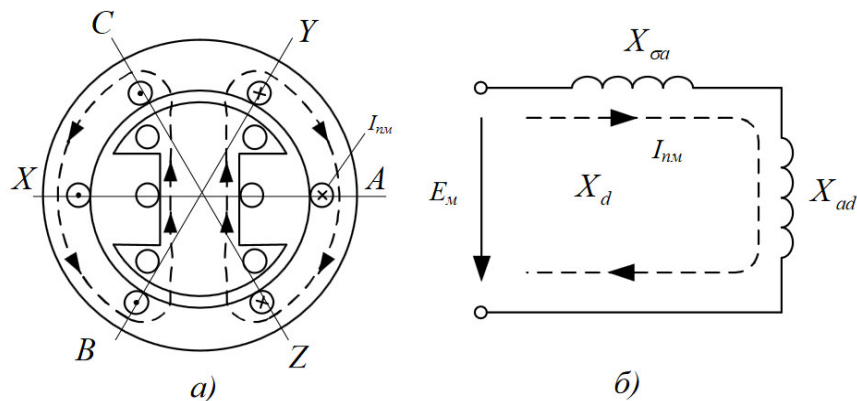


Рис. 3.44 Синхронна машина в усталеному режимі к.з. а) електромагнітна схема, б) схема заміщення

При раптовому к.з. в обмотках якоря виникають значні струми, які можна представити періодичною та аперіодичною складовими (рис.3.45).

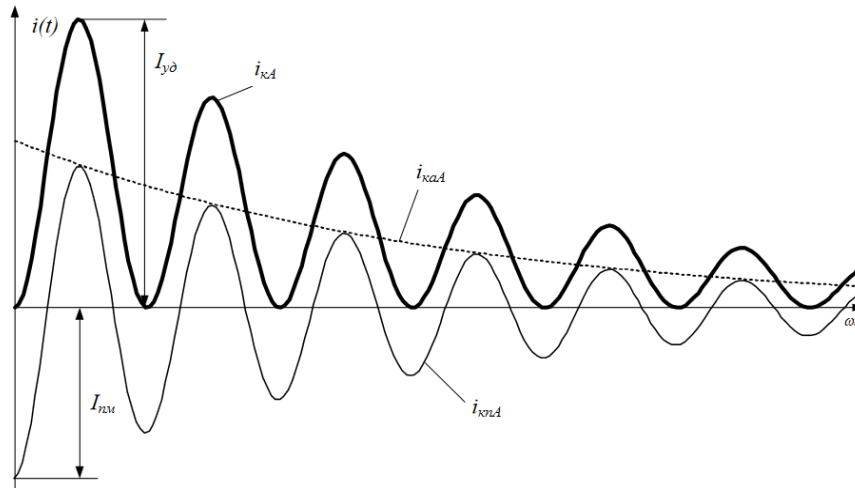


Рис. 3.45 – Струм фази А обмотки якоря при раптовому к.з. ($i_{кА}$)

Періодичні складові фазних струмів ($i_{кнА}$) створюють обертове магнітне поле, яке нерухоме відносно ротора. Аперіодичні складові ($i_{каА}$) створюють нерухоме магнітне поле відносно обмоток якоря, яке наводить в обмотках ротора змінні струми з частотою мережі. Початкове значення аперіодичної складової струму якоря залежить від моменту виникнення к.з. Найбільше миттєве значення струму к.з. називається ударним значенням ($I_{y\delta}$). Згідно технічних умов на виготовлення генератора він повинен витримувати без пошкоджень раптове к.з. в режимі холостого ходу. За цих умов ударне значення струму обчислюється наступним чином:

$$I_{y\delta} = 1.05 \cdot 1.8 \cdot \frac{\sqrt{2} \cdot U_{ном}}{X_d''} \quad (3.28)$$

В наведеній формулі коефіцієнт 1,8 враховує затухання аперіодичної складової струму в початковий період перехідного процесу, а коефіцієнт 1,05 приймається для врахування допустимого завищення номінальної напруги на 5%. Значення ударного струму визначається надперехідним опором генератора і може перевищує амплітуду номінального струму в 15-8 разів.

Теплова дія струмів к.з. не являє собою для генератора особливої небезпеки, тому що вони досить швидко загасають і, крім того, релейний захист відключає ділянку мережі, де відбулося коротке замикання. Проте небезпечні електродинамічні зусилля, що пропорційні квадратові струму і діють на лобові частини обмоток. Ці зусилля прагнуть відігнути лобові частини обмотки статора до більшого діаметра, ближче до торцевої поверхні

сердечника якоря. Крім того, такі зусилля діють також між котушковими групами різних фаз. Циклічні деформації лобових частин, особливо перегини при виході з паза, можуть викликати ушкодження ізоляції і її пробій.

Аналогічні динамічні процеси відбуваються і за раптової зміни навантаження, але в даному випадку реакція якоря виникає в поздовжній і поперековій вісі. Так як в конструкції синхронного генератора відсутня обмотка збудження в поперековій осі, то схема заміщення для визначення надперехідного і перехідного опору в поперековій осі приймає вид, показаний на рис.3.46.



Рис. 3.46 - Схема заміщення синхронного генератора в поперековій осі за раптової зміни навантаження

В керованих синхронних генераторах, що функціонують разом з СПЧ, при комутації двох фаз одночасно відкриті два однополярні вентиля, внаслідок чого ці фази деякий час замкнені накоротко і комутація струму здійснюється під дією результуючої електрорушійної сили двох фаз. Так як тривалість комутації вентилів незначна, то перебіг електромагнітних процесів в генераторі відбувається аналогічно початковому етапу раптового двофазного к.з. Значення комутаційного індуктивного опору X_k розраховується за виразом:

$$X_k = 0,25(3X_{d''d} + X_q''). \quad (3.29)$$

В генераторах подвійного живлення перебіг електромагнітних процесів в динамічних режимах роботи розраховується згідно теоретичних положень асинхронних машин.

Доцільно зазначити, що на сьогодні дослідження динамічних режимів зазначених типів генераторів може бути виконано в пакеті прикладних програм математичних обчислень та аналізу систем керування Matlab-Simulink, де розроблені відповідні математичні моделі і методи їх розв'язку.

Керування динамічними процесами в електромеханічних системах полягає у вирішенні задач управління положенням ротора генератора

(двигуна), його швидкістю обертання і моментом відповідно до технологічних вимог. Для сучасних електроприводів застосовують два найбільш поширених методи управління: векторне і скалярне управління. Скалярне управління будується на зміні частоти, а також таких параметрів як магнітний потік, напруга і струм. Йому притаманна складність реалізації необхідних законів регулювання швидкості і моменту в умовах динамічного режиму. Крім того, при скалярному управлінні відсутня можливість одночасного регулювання як швидкості, так і моменту і виникає необхідність вибирати найбільш важливу для технологічного процесу складову.

Векторний спосіб управління дозволяє вирішувати ці проблеми. Повне управління двигуном як у статиці, так і в динаміці забезпечується завдяки регулюванню не тільки амплітудних значень змінних, але і за рахунок регулювання кутів між їх векторами. В сучасних електроприводах математична модель генератора (двигуна), яка дозволяє розраховувати швидкість обертання валу і момент на валу, являє собою складову системи управління. При цьому для управління необхідні лише датчики фазних струмів, що надає можливості реалізації практично безінерційного і незалежного регулювання як швидкості обертання валу, так і моменту на валу. До недоліків векторного управління можна віднести велику обчислювальну складність, необхідність в знанні більшого числа параметрів електромеханічної системи; застосування лише для одного електромеханічного перетворювача (зокрема, електромашини подвійного живлення).

Основним елементом у сучасних системах управління є мікроконтролер, або цифровий сигнальний процесор (DSP). Використання DSP при побудові системи управління обґрунтовується необхідністю виконувати великий обсяг обчислень для реалізації векторного керування. Системи управління можуть бути як однопроцесорними, так і багатопроцесорними. Однопроцесорні системи мають меншу швидкодію і об'єм пам'яті, але апаратна реалізація однопроцесорних систем простіше, тому доцільно їх застосування для вирішення завдань управління низького ступеня складності.

На сьогодні значного поширення набуває використання для управління двох процесорів. Мікроконтролер, який виступає в якості першого процесора, реалізує функції перетворювача, такі як зняття даних з датчиків, виконання

алгоритмів управління та ін. А другий процесор відповідає за зв'язок системи з оператором і забезпечення експлуатації оператором механізмів управління системою. Використання такої системи дозволяє підвищити швидкодію завдяки розподілу функцій між двома процесорами, спростити розробку програмного забезпечення і застосовувати єдиний інтерфейс для зв'язків пульта управління і системи автоматизації з центральним контролером.

РОЗДІЛ 4. РОБОТА ГЕС В ЕНЕРГОСИСТЕМІ, ВПЛИВ ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ НА ЕКОЛОГІЮ ВОДОЙМ

4.1 Технологія проектування гідроенергетичних вузлів Організаційна схема створення гідроенергетичних вузлів

У проектуванні, будівництві і експлуатації гідроенергетичних вузлів беруть участь численні дослідницькі, проектні, науково-дослідні, будівельні, монтажні, експлуатаційні організації, конструкторські відділи заводів-виготовлювачів технологічного обладнання.

Основною організацією по дослідженню і проектуванню крупних гідроелектростанцій є Проектно-дослідницький і науково-дослідний інститут Укргідро- проект. Для вирішення спеціальних проблем Гідропроєкт залучає на субпідрядних засадах інші проектні і науково-дослідні організації різних міністерств і відомств.

Можливі створи майбутніх ГЕС визначаються в процесі розробки схем розвитку і розміщення галузей народного господарства і галузей промисловості, а також схем комплексного використання і охорони водних ресурсів. При цьому проводяться необхідні топографічні, геологічні, гідрологічні дослідження, виконується ескізне проектування гідровузлів з метою виявлення їх ефективності і доцільності подальшого проектування. Розробляються схеми на період не менше 15 років, затверджуються плануєчими органами і уточнюються кожні п'ять років. На основі схем і відповідно до народногосподарського плану ухвалюється рішення про будівництво якої-небудь ГЕС. Призначається *Замовник* - звичайно це енергогенеруюча компанія ВАТ „УкрГідроЕнерго”, яка експлуатуватиме ГЕС. Замовник укладає договір на проектування з генеральним проектувальником - Гідропроєктом і видає йому технічне завдання на складання проекту. Одночасно, за участю місцевих органів, проводиться вибір і відведення площадки майбутнього будівництва.

В процесі розробки проекту уточнюються рішення схеми, проводяться додаткові докладні дослідження, розробляються планування, архітектура гідровузла і споруд, що в нього входять, вибирається устаткування, складаються специфікації для його замовлення, визначаються основні способи

виконання робіт, порядок введення в експлуатацію, заходи охорони природи, встановлюється уточнена кошторисна вартість.

Після затвердження проекту і ухвалення рішення про розгортання будівництва створюється дирекція ГЕС, що будується, яка надалі виконує функції Замовника. Гідропроект за договором із Замовником приступає до розробки проектно-кошторисної документації.

Проектування - це складний і відповідальний процес, що визначає надійність і ефективність споруд, успішний хід будівництва, а потім і експлуатації. На цій стадії вдала інженерна думка може зберегти величезні засоби, велику кількість людської праці, полегшити цю працю. Особливістю проектування ГЕС є його варіантність, оскільки тільки на основі розробки і порівняння в схемах і проекті різних варіантів можна вибрати оптимальне рішення. В сучасних економічних умовах, коли будівництво буде вестися на конкурсних умовах через торги, фінансово-економічна ефективність проекту повинна розроблятися за окремим технічним завданням і є комерційною таємницею замовника.

Вишукування, обстеження, науково дослідницькі, досвідно-лабораторні дослідження і водноенергетичні розрахунки, призначені для виконання проекту, повинні бути достатніми для остаточного обґрунтування прийнятих у проекті технічних рішень - створу водопідпорних споруджень, траси деривації, складу й місця розташування основних, допоміжних та інших споруд, позначок характерних горизонтів води, компонування конструкцій основних споруджень, типу й кількості основною технологічного устаткування, заходів щодо охорони навколишнього природного середовища та ін.

Вимоги до змісту і якості проекту гідроенергетичного вузла

Розробляти проектно-кошторисну документацію необхідно в складі і об'ємі, достатньому для обґрунтування прийнятих проектних рішень по компонуванню споруджень і будівельних конструкцій, визначенню об'ємів будівельно-монтажних робіт. У проекті повинні бути достатньо обґрунтовані параметри технологічного та будівельного устаткування, визначені потреби в матеріальних, трудових та інших ресурсах, а також достовірно визначені кошторисна вартість будівництва і техніко-економічні показники.

До складу проекту включаються результати розрахунків, вишукувань,

досліджень і експериментальних робіт. Частина або розділи проекту, які розробляють субпідрядні спеціалізовані проектні організації, також підлягають передачі замовнику.

Проектні організації при розробці проекту повинні забезпечити:

- виконання гідроелектростанцією основної функції - видачу потужності і виробіток електроенергії в розмірах, відповідних планам проєктованого використання ГЕС і ГАЕС і вимогам всіх споживачів;
- експлуатаційну надійність і безпеку роботи споруд і устаткування, безперебійне виробництво електроенергії протягом всього розрахункового терміну експлуатації;
- відповідність параметрів проєктованих ГЕС і ГАЕС вимогам, що пред'являються енергосистемою, із урахуванням впливу на роботу інших електростанцій;
- високу ефективність інвестицій (капітальних вкладень) за рахунок удосконалення об'ємно-планувальних і конструктивних рішень будівель і споруд, зниження матеріалоемності, трудомісткості й вартості будівництва, скорочення тривалості будівництва за рахунок впровадження передових методів організації будівництва і використання найбільш економічних транспортних схем доставки будівельних матеріалів і технологічного устаткування;
- поліпшення умов праці й побуту працюючих з урахуванням останніх досягнень промислової естетики, можливо повнішу автоматизацію і механізацію всіх експлуатаційних процесів;
- належну сейсмостійкість, вибухову і пожежну безпеку об'єктів будівництва;
- раціональне використання земель, виділених під будівництво, кар'єри, підсобні господарства та ін.;
- дотримання норм і правил охорони навколишнього природного середовища;
- раціональне використання природних ресурсів;
- інші вимоги діючих законоположень і нормативних документів.

Розділ проекту „Оцінка впливу гідротехнічного будівництва на навколишнє середовище” розробляється відповідно до „Державних будівельних норм ГСП :А2.2-3-97”, додаток 9 „Оцінка впливів на навколишнє

середовище”. У розділі визначаються характеристики можливого впливу проектного об’єкту на природне середовище, розробляються заходи щодо зменшення (до нормативного стану) або запобігання небезпечного впливу на навколишнє середовище.

Розробку розділу „Протипожежні заходи і пожежний захист. Охоронні заходи” необхідно виконувати у відповідності до Вказівок по розробці й узгодженню проектів енергетичних об’єктів у частині протипожежних заходів, затверджених Управлінням пожежної безпеки.

У проекті повинні бути виділені пускові комплекси, до складу яких включаються об’єкти основного виробничого, допоміжного і обслуговуючого призначення, енергетичного, транспортного та складського господарства, зв’язки, інженерні комунікації, об’єкти житлово-комунального господарства, соцкультпобуту, роботи й витрати, пов’язані з підготовкою території водоймища, нижнього б’єфа і охороною навколишнього природного середовища та інші об’єкти й роботи, що забезпечують видачу електроенергії в обсязі, установленому пусковим комплексом.

Приведені вище основні положення характеризують вимоги і передумови, дотримання яких при проектуванні забезпечує високу якість проектів і відповідність проектованих ГЕС і ГАЕС реальним умовам майбутньої експлуатації.

Стадії та етапи проектування гідроенергетичних вузлів

Проектування ГЕС і ГАЕС виконуються у відповідності до Державних будівельних норм України ДБН А.2.2-3-2004 послідовно у три стадії. Для наміченого до будівництва об’єкта, тобто для гідроенергетичної установки або комплексного гідровузла, встановлені такі стадії проектування: I - техніко-економічне обґрунтування, II - проект, III - робоча документація (робочий проект). На кожній стадії проводяться необхідні дослідження і дослідницькі обґрунтування проектних матеріалів, економічні і водогосподарські обґрунтування, узгодження із зацікавленими міністерствами і відомствами.

Робота при проектуванні гідроенергетичних вузлів ведеться в такій послідовності. На першій стадії виконується техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) на підставі завдання та вихідних даних на проектування. На цій стадії розробляється основна ідея найбільш раціонального використання водних ресурсів басейну водотока або його частини.

Складається схема комплексного використання водотоку річки або її ділянки, завданням якої (схеми) є раціональне розбиття річки на ділянки використання, виявлення складу водокористувачів і водоспоживачів і визначення першочергових об'єктів. У разі потреби на стадії схеми можуть проводитися спеціальні дослідження по вивченню сейсмічності району майбутнього будівництва, розповсюдження багаторічної мерзлоти, розроблятися гіпотези економічного розвитку району.

На підставі матеріалів схеми і техніко-економічного зіставлення різних варіантів виявляються оптимальне розбиття каскаду гідровузлів на ступені і основний об'єкт першочергового будівництва.

Далі виконується проектування першочергового об'єкта. Робота базується в основному на раніше накопичених різними організаціями проектно-дослідницьких матеріалах з проведенням, у разі потреби, додаткових геодезичних, гідрологічних та інженерно-геологічних досліджень в порівняно невеликому об'ємі. На основі складеної і затвердженої схеми використання намічаються інші першочергові об'єкти будівництва.

Надалі виконуються більш поглиблені опрацювання і дослідження рішень стадії техніко-економічного обґрунтування будівництва. При цьому обґрунтовують принципові рішення по гідровузлу, встановлюють основні параметри (підпірну позначку, корисний об'єм водосховища, встановлену потужність і рівень вироблення електроенергії, пропускну спроможність водоводів) і відповідні цим параметрам техніко-економічні показники об'єкта. Визначаються гідрологічні та інженерно-геологічні умови будівництва споруд, зона затоплення земель, можливість і економічна доцільність захисту від затоплень або необхідність компенсації затоплюваних сільськогосподарських земель, перенесення доріг, будов та ін.

В ТЕО вибирається район створу, схема гідровузла, тип споруд, основні параметри гідровузла і технологічного обладнання, складається попередній кошторис. У техніко-економічному обґрунтуванні необхідно виявити технічну можливість і економічну доцільність будівництва даного комплексного гідровузла або гідроенергетичної установки. У проекті з'ясовуються перспективи електро-споживання, розвитку енергосистеми і визначається економічна ефективність гідровузла в цілому.

Стадія ТЕО має особливе значення у зв'язку з тим, що встановлені в

ТЕО техніко-економічні показники при наступному проектуванні не можуть погіршуватись. При розробці ТЕО особливе значення надається техніко-економічному аналізу ефективності об'єкта і достовірній оцінці його впливу на навколишнє середовище. На підставі затвердженого ТЕО зазвичай відкривається Титул на будівництво ТЕС або ГАЕС і відкривається фінансування.

На основі ТЕО складається проект, в якому остаточно встановлюються параметри гідровузла, тип і конструкції всіх споруд і устаткування. Під проект проводяться детальні інженерно-геологічні, гідрологічні, геодезичні, економічні і інші дослідження, а також обстеження зони затоплення і виявляються витрати по створенню і освоєнню водосховищ. Окремі частини проекту споруд та обладнання, при необхідності, виконуються в двох-трьох варіантах із подальшим вибором більш раціонального. При створенні крупних водосховищ ведуться також археологічні дослідження для виявлення і розкопок пам'ятників старовини.

На цій стадії основна увага приділяється детальній розробці конструктивних рішень гідротехнічних споруд, виконанню розрахунків їх міцності і стійкості, виявленню їх напружено-деформованого стану, ретельному вибору оптимальних рішень конструкцій споруд і устаткування з необхідними економічними обрахунками. Для обґрунтування проекту виконується великий комплекс науково-дослідних робіт і лабораторних досліджень. У проєкті складається генеральний план розміщення на місцевості всіх споруд комплексного гідровузла і гідроелектростанції - греблі, будови ГЕС, підвідних і відвідних каналів, судноплавного шлюзу та ін. Для будівництва гідровузла і всіх його споруд складається генеральний план будівництва з розміщенням всіх допоміжних підрозділів, тобто бетонного заводу, складу інертних матеріалів, механічного, лісопильного і деревообробного заводів, автогаража, доріг, селищ та ін. Розробляється проект виконання робіт і складається календарний план із позначенням динаміки об'ємів земляно-скельних і бетонних робіт, потреби в робочій силі і т. ін. Для оптимізації терміну будівництва складається сітьовий графік будівельно-монтажних робіт.

Важливою частиною проекту є кошторис будівництва, який після затвердження вищими інстанціями стає основним документом будівельної організації. Завершальну частину проекту складає визначення техніко-

економічних показників і економічної ефективності будівництва комплексного гідровузла і гідроелектростанції.

Після закінчення проекту дослідницькі роботи частково скорочуються, але топографічна зйомка і геологічне вивчення окремих пунктів будівельної площадки продовжується, а також ведеться безперервно робота гідрометричної станції.

Завершальним етапом проектування є III стадія - складання робочої документації (робочих креслень). На цій стадії проводяться детальні розрахунки споруд і конструкцій, розробка специфікацій на устаткування, конструювання окремих елементів споруд. Робочі креслення для потреб будівництва складаються як основною проектною організацією, так і її групою робочого проектування (ГРП), що створюється безпосередньо на місці будівництва, а також виробничо-технічним відділом самого будівництва і спеціалізованими організаціями.

Особливістю послідовності проектування малих ГЕС є те, що після ТЕО безпосередньо виконується техно-робочий проект. Тому на стадії ТЕО повинні бути вирішені юридично питання відводу землі і фінансово-економічні відносини з місцевими органами влади відповідно до існуючої законодавчої бази.

Робоче проектування частково продовжується під час будівництва ГЕС. В процесі будівництва проектувальники також здійснюють авторський нагляд за виконанням робіт по зведенню споруд відповідно до проекту. Авторський нагляд є однією з важливих складових частин проектної роботи, оскільки він допомагає забезпечити передбачену проектом надійність споруд, що зводяться. Науково-дослідні роботи проводяться, як правило, до кінця будівництва. Але хід робочого проектування повинен випереджати виконання будівельних робіт не менш, ніж на півроку.

4.2 Складові частини проекту гідроенергетичних вузлів

Схема використання річки вимагає при її складанні кропіткої роботи і значного досвіду проєктувальників. У схемі необхідно передбачити оптимальне використання водних ресурсів для задоволення потреб народного господарства у воді і електроенергії. У схемі річка умовно розбивається на ступені використання, намічаються створи споруд і визначаються основні приблизні параметри гідровузлів - їх підпірні позначки, напори і об'єми водосховищ, встановлені потужності ГЕС і т. ін. При цьому прагнуть отримати найменше число ступенів при можливо меншому збитку від затоплень. Таке прагнення обмежується топографією річкової долини, геологічними умовами вибраних створів і, в значній мірі, розмірами очікуваного збитку від затоплень.

На рівнинних річках в обжитих районах затоплення часто виявляється вирішальним чинником вибору підпірних позначок. Створи гідровузлів звичайно розміщують вище за течією відносно крупних міст. Таким чином розміщені більшість гідроелектростанцій на Дніпрі, Волзі і на інших річках. Створи річкових гідровузлів повинні бути можливо вузькими і геологічно найвигіднішими. Геологічні умови іноді превалюють над топографічними.

Підпірні позначки окремих ступенів бажано призначати такими, щоб кожен ступінь, розташований нижче, дещо підпирав ступінь, розміщений з верхньої сторони.

Це дає певний вигаш в напорі, а головне, забезпечує в експлуатації велику свободу маневрування потужностями ГЕС протягом доби (аж до повної зупинки гідроелектростанції вночі) без порушення судноплавства і роботи водозаборів в нижньому б'єфі для зрошування, водопостачання та ін.

На гірських річках збиток від затоплень звичайно невеликий. В той же час потреба в регулюючих водосховищах особливо велика, оскільки природний стік гірських річок дуже малий, особливо зимовий. Тут необхідно вибрати найбільш зручні місця для будівництва високих гребель, тобто вузькі і глибокі створи з надійними відносно міцності і тріщинуватості основами і бортами долини. При цьому доцільною може бути як пригребельна ГЕС, так і дериваційна з напорною деривацією і глибоким спрацюванням водосховища.

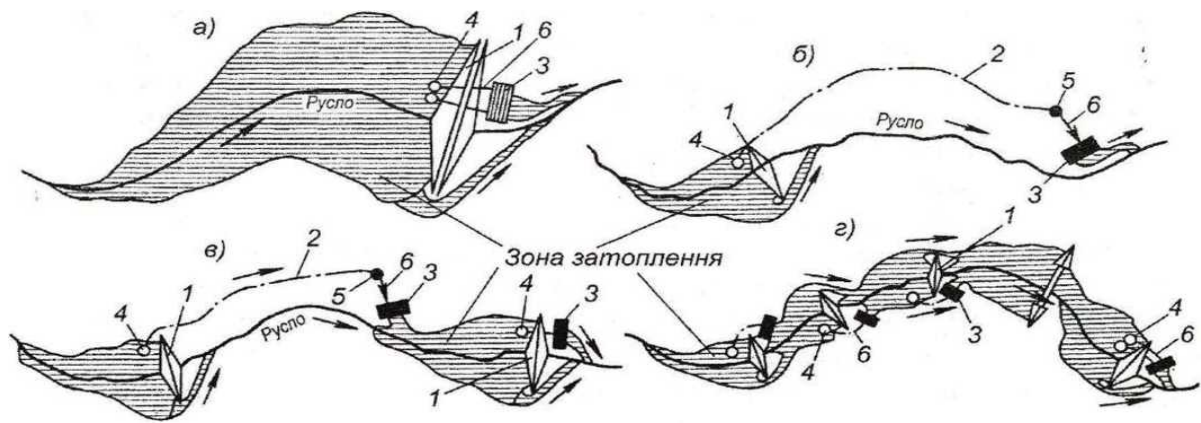


Рис. 4.1 Можливі варіанти використання ділянки річки 1 - гребля; 2 - дериваційний водовод; 3 - будівля ГЕС; 4 - водоприймач; 5 - урівнювальна башта; 6 — турбінний водовод

У передгірських районах, де напорна деривація неможлива, приймаються установки з відкритою деривацією у вигляді каналів. У таких випадках стає раціональною побудова вище за течією регулюючого водосховища із гідроелектростанцією при ньому.

Споруди окремих гідровузлів намічаються схематично в міру наявних топографічних і геологічних даних по вибраних створах. Також схематично - по укрупнених показниках і за аналогією з уже збудованими об'єктами - встановлюються основні енергоекономічні показники установок - об'єм капіталовкладень, кількість і собівартість енергії майбутнього вироблення та ін. Надалі, в міру освоєння річки і будівництва першочергових об'єктів, схема може уточнюватися і видозмінюватися.

В сучасних умовах для покриття все зростаючих піків електричного навантаження і заповнення нічних провалів добового графіка постає необхідність спорудження гідроакумулюючих установок. Часто ГАЕС не пов'язана з річкою, проте в намічених схемою гідровузлах може бути здійснене часткове гідроакумулювання, тобто перекачування води вночі з нижнього б'єфа у верхній для підвищення потужності ГЕС в години піків. Такого роду ГЕС - ГАЕС іноді потребує включення до складу схеми невеликої греблі в нижньому б'єфі з відповідною ГЕС для створення протирегулюючого водосховища. Слід відзначити, що топографічні і геологічні умови району будівництва лише в окремих випадках дозволяють однозначно вирішувати ті або інші проектні задачі і майже завжди дають широкі можливості для

розробки ряду варіантів, які в технічному відношенні є можливими. Характеристика складних проектних завдань, що виникають при цьому, може бути дана на прикладі схем, зображених при цьому найбільше; в схемі 4.1, б - в одноступінчастому варіанті з на може бути розглянуте у ряді варіантів.

Використання даної ділянки річки в схемі 4.1, а передбачається в одноступінчастому варіанті греблі, але затоплення земель рис. 4.1. На них показано розміщення основних споруд, кожне з яких напорною деривацією; в схемі 4.11, в - в двоступінчастому варіанті: з дериваційною верхньою і гребельною нижньою ступенями. У схемі 4.1, г передбачене використання тієї ж ділянки річки шляхом споруди п'яти гребельних ГЕС.

Іншою ілюстрацією вирішення завдань подібного роду може служити порівняння двох варіантів ГЕС відповідно до схеми на рис. 4.2. При розміщенні будівлі ГЕС в створі В/ схема створення напору на гідроелектростанції є гребельною, а при його розміщенні в створі В - комбінованою, з напорною деривацією і урівнювальним резервуаром. Корисний об'єм водосховища в обох варіантах однаковий, проте використовувані напори, а отже, потужності і вироблення енергії - різні.

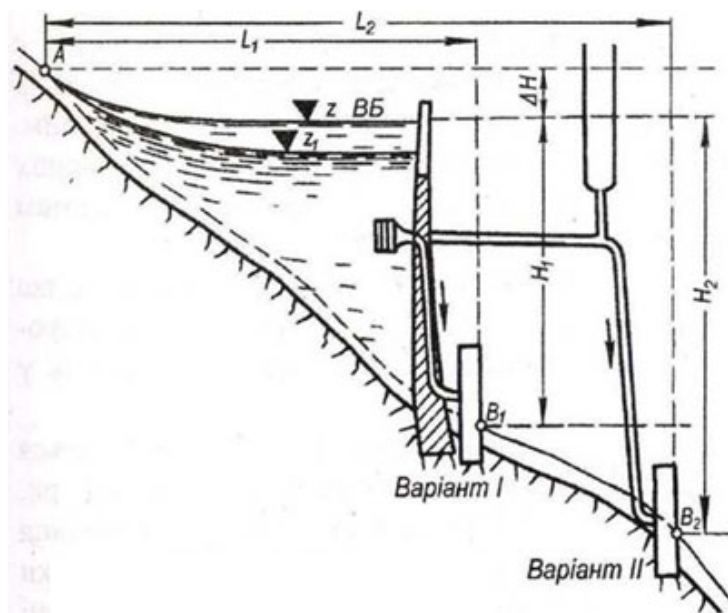


Рис. 4,2 Варіанти схеми ГЕС за способами створення напору

Кількість варіантів, що розглядаються в проекті, часто можна обмежити, завдяки попередньому обговоренню основних положень

вирішуваного завдання. Майже завжди, наприклад, вже на стадії ТЕО можна вирішити, які типи греблі можуть вважатися перспективними в конкретних умовах даного об'єкта. При розробці проектів ГЕС доводиться розглядати варіанти з різним числом агрегатів при незмінному для всіх варіантів значенні сумарної встановленої потужності. Очевидно, що число варіантів в цьому випадку доцільно обмежити двома-трьома. Звичайно переважають варіанти з меншим числом агрегатів та більш високою одиничною потужністю.

Першочерговий гідроенергетичний об'єкт - це найчастіше проектувана гідроелектростанція або ГАЕС, яка може призначатися для постачання електроенергії окремій групі споживачів ізольованого району або передбачатися, як складова частина енергосистеми. У першому випадку проектувана ГЕС звичайно тяжіє територіально до центру розташування споживачів електроенергії. При призначенні роботи ГЕС у складі енергосистеми (в сучасних умовах таке використання ГЕС є основним варіантом) є велика свобода у виборі розташування ГЕС із урахуванням того, що передача великих потужностей вже здійснюється енергомережею на відстані, які перевищують 1000 км.

В таких умовах при визначенні ефективності проектуваної ГЕС необхідно враховувати витрати, пов'язані з передачею енергії на великі відстані. Вибір місця розташування першочергового гідроенергетичного об'єкта пов'язаний, окрім згаданих вище чинників, з визначенням ділянки річки і створа, що характеризуються найбільш сприятливими топографічними і геологічними умовами розміщення споруд, будівельної бази і селищ, умовами виконання основних робіт, наявністю родовищ основних будівельних матеріалів, зручністю транспортних підходів та ін.

Вибір місця розташування першочергового гідроенергетичного об'єкта є порівняно складним і трудоемним завданням, оскільки цей вибір проводиться на основі декількох варіантів, кожний з яких в технічному відношенні є можливим. Порівняння необхідних об'ємів робіт для кожного з варіантів, кошторисних вартостей, питомих капіталовкладень і інших економічних показників є єдиним критерієм і підставою для обгрунтованого вибору першочергового об'єкта.

Основні параметри комплексних гідровузлів і ГЕС - підпорна позначка (НПР), напор, корисний об'єм водосховища і встановлена

потужність гідроелектростанції - визначаються в результаті техніко-економічних розрахунків у складі ТЕО.

Для визначення середньорічного вироблення енергії ГЕС проводяться розрахунки регулювання стоку, підраховуються зарегульовані витрати, напори, потужність і вироблення енергії. Кожній стадії проектування відповідають свої вимоги до точності розрахунків, об'єму і детальності розробки окремих складових вузла. На стадії техніко-економічного обґрунтування основні параметри визначаються попередньо і приблизно, а в технічному проекті в результаті розробки компоновочних і конструктивних рішень окремих споруд і детальних розрахунків встановлюються остаточні параметри та показники гідровузлів і гідроелектростанцій.

У технічному проекті остаточно:

- вибираються типи і параметри всього устаткування, узгоджені із заводами постачальниками;
- типи і габарити всіх споруд гідроелектростанції - греблі, водосховища, дериваційних споруд, будівлі ГЕС та ін.;
- вибираються компоновки гідромеханічного обладнання основних споруд;
- виконуються статичні і техніко-економічні розрахунки, а також лабораторні дослідження моделей гідровузла і його окремих споруд.

На вибір типів окремих споруд і їх компоновки загалом істотно впливають природні умови.

Основні вимоги до гідровузла в цілому, до його окремих споруд і обладнання полягають в забезпеченні:

- найбільшої економічності гідровузла і надійності роботи всіх його складових;
- зручностей експлуатації споруд і обладнання;
- зручностей виконання будівельно-монтажних робіт;
- дотримання правил техніки безпеки і охорони праці при будівництві і експлуатації;
- мінімального негативного впливу на навколишнє середовище.

4.3 Встановлена потужність ГЕС та їх робота в енергосистемі

Експлуатація потужних електричних станцій найефективніше здійснюється при паралельній роботі цих станцій в крупних енергосистемах. Ці системи об'єднують різні електричні станції, підвищувальні і понижувальні підстанції, внутрішньосистемні лінії електропередач, допоміжні підприємства. Районні електроенергетичні системи з'єднуються одне з одним високовольтними лініями електропередачі (ВЛ) і утворюють об'єднані електроенергетичні системи (ОЕС). В результаті об'єднання окремих ОЕС утворюються крупніші - єдині електроенергетичні системи .

Для оперативного управління роботою енергетичних систем створюються спеціальні диспетчерські служби, які об'єднуються в диспетчерські управління (ОДУ). Вони здійснюють оперативне управління режимами роботи електростанцій системи, підтримують найбільш вигідні навантаження на агрегатах і станціях, ведуть розрахунки режимів роботи всіх електростанцій, що входять в енергетичну систему, ліній електропередачі та інших елементів системи.

Створення крупних об'єднаних енергосистем загальнонаціонального і міжнародного значення є однією з найбільш характерних особливостей світової енергетики. Так, в Європі діють об'єднання енергосистем західноєвропейських країн, в які входять: Бельгія, ФРН, Франція, Іспанія, Люксембург, Нідерланди, Австрія і Швейцарія. В даний час розвиваються зв'язки цієї системи з енергосистемами інших країн Західної Європи.

Розвиток енергосистем і їх об'єднань супроводжується збільшенням потужностей, розвитком ліній електропередач, подальшим збільшенням їх протяжності, пропускної спроможності й напруги. Але однією із ключових проблем лишається виконання графіка навантаження за умов стабільного регулювання частоти і номінальної напруги. При цьому вирішальну роль відіграють гідроелектростанції, їх потужність, висока маневреність основного обладнання при перемінних режимах, виняткова оперативність керування агрегатами, завдяки високому рівню автоматизації.

Одним з визначних параметрів ГЕС є її *встановлена потужність*. Підстановленою потужністю гідроелектростанції $IU_{вст}$ мається на увазі сумарна паспортна (номінальна) потужність всіх гідрогенераторів, яка визначається

пропускною спроможністю турбін. Із урахуванням фактора необхідності вона має три складових:

$$N_{вст} = N_{гар} + N_{дод} + N_{рез} \quad (4.1)$$

$N_{гар}$, $N_{дод}$ і $N_{рез}$ - відповідно, гарантована, додаткова і резервна потужності гідроелектростанції. Кожна складова може бути визначена окремо, залежно від ступеня регулювання річкового стоку і роботи гідроелектростанції спільно з іншими електростанціями енергосистеми. Виходячи з фактора можливості, величина встановленої потужності може бути визначена залежно від параметрів річкового стоку та ступеня його регулювання.

На підставі водноенергетичних розрахунків, які виявляють енергетичні можливості гідроелектростанції при вибраній схемі споруд і прийнятих площі водного дзеркала при нормальному підпірному рівні і відмітка рівня мертвого (РМО), встановлюють **гарантовану потужність**. В результаті може бути побудований графік забезпеченості потужностей по багаторічному стічному ряду з урахуванням регулювання стоку (рис. 4/3). На графіку показаний весь діапазон можливих потужностей за розрахунковий період $T_{розр}$ від із забезпеченістю $p = 100\%$ до-зр- 0% .

З усіх можливих середньодобових потужностей гідроелектростанції по водотоку для подальших розрахунків вибирається забезпечена потужність $N_{заб}$, що призначається за наперед заданою розрахунковою забезпеченістю $p_{розр}$. За цією потужністю визначається забезпечене добове вироблення електроенергії гідроелектростанції $E_{заб} = 24N_{заб}$, яка використовується для покриття якоїсь частини добового графіка навантаження енергосистеми, складеного на перспективу (5, 10, 15 років - починаючи з року пуску ГЕС). При цьому передбачається, що на гідроелектростанції є можливість вести необмежене добове регулювання стоку, і тому $E_{заб}$ може бути розміщена в будь-якій частині добового графіка навантаження.

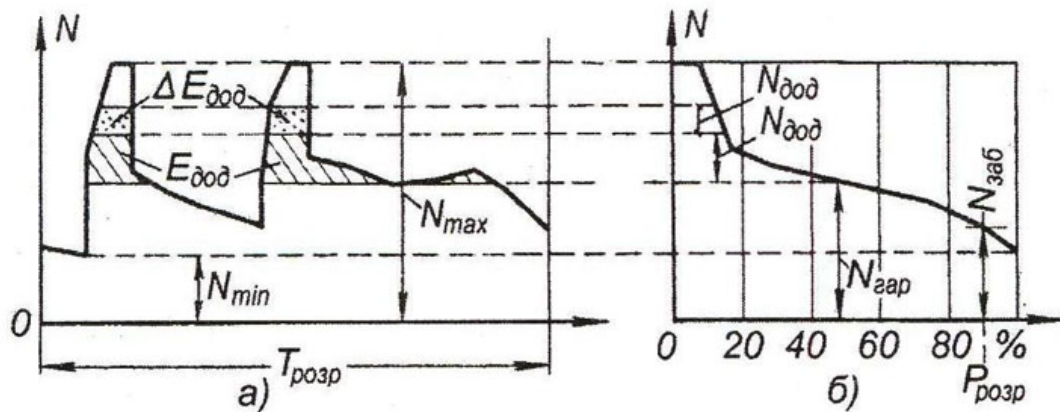


Рис 4.3. Середньодобові потужності ГЕС *а* - розподілення потужностей за розрахунковий період; *б* - графік забезпеченості потужностей

Найдоцільніше розміщувати гідроелектростанції в піковій або напівпіковій частині графіка навантаження енергосистеми з урахуванням діючих або проєктованих ГЕС, ГАЕС та інших електростанцій (рис. 4.4). Розміщення забезпеченого вироблення електроенергії гідроелектростанції в добовому графіку навантаження енергосистеми дозволяє визначити гарантовану потужність $N_{гар}$. Очевидно, що чим нижче щільність добового графіка навантаження енергосистеми, тим вище буде $N_{гар}$ при одній і тій же $E_{заб}$.

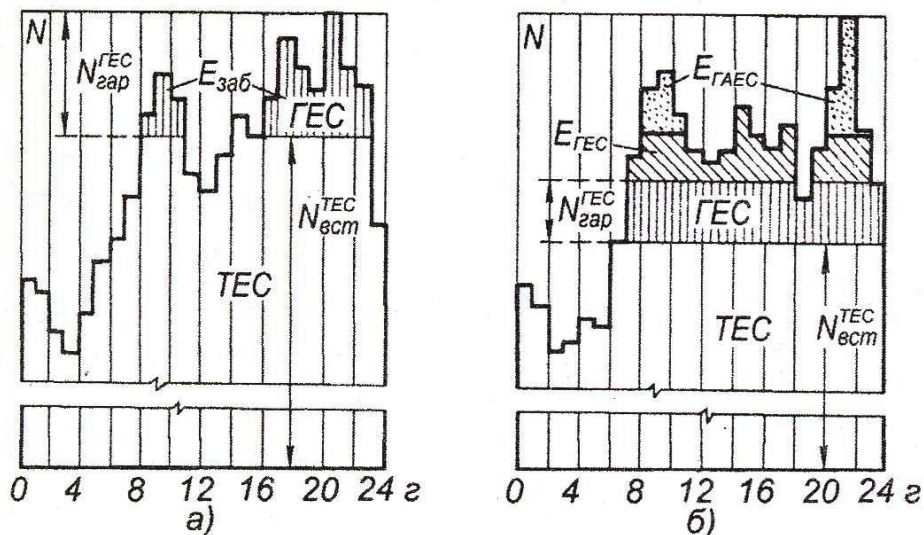


Рис 4.4. Добові графіки навантаження енергосистеми *а* - при роботі ГЕС в піковій частині графіка навантаження; *б* - при роботі ГЕС в напівпіковій частині графіка.

Залежно від зони роботи гідроелектростанції в добовому графіку

навантаження відношення $N_{zap}/N_{заб}$ може коливатися у великих межах, досягаючи 10 і більше. Потужність $N_{гар}$ розглядається енергосистемою, як гарантована, і враховується при виборі потужності інших електростанцій.

При настанні дуже маловодних періодів в інтервалі забезпеченості від $p_{розр}$ до $p = 100\%$, коли середньодобова потужність гідроелектростанції буде менша $N_{заб}$ і потужність в графіці навантаження буде менше $N_{заб}$, для компенсації потужності і енергії гідроелектростанції до гарантованих величин використовуються резерви енергосистеми. При проектуванні перспективні графіки добового навантаження енергосистеми складають на певні сезони і місяці року. Виділяється, наприклад, період проходження річного максимуму потужностей в енергосистемі (грудень, вересень), і для нього дається розрахунковий графік добового навантаження або графік навантаження в період проходження повені. В цьому випадку статистично обробляються тільки фазово-однорідні зарегульовані потужності ГЕС (середньомісячні, декадні), і будуються криві забезпеченості потужностей за вказані вище сезони і місяці/

По заданій розрахунковій забезпеченості визначаються середньомісячні потужності гідроелектростанції, які розглядають, як середньодобові забезпечені, і використовують при покритті графіків електричних навантажень енергосистеми. На підставі аналізу цих графіків і визначається гарантована потужність гідроелектростанції.

Додаткова потужність. На гідроелектростанціях з обмеженим регулюванням річкового стоку (рис. 4.3) ситуативні середньодобові потужності по водотоку можуть набагато перевершувати гарантовану потужність. Для повнішого використання енергії водотоку доцільно збільшувати потужність гідроелектростанції понад $N_{заб}$ і встановлювати на ГЕС додаткову потужність $N_{дод}$, яка дозволить отримати додаткову агрегати або виводять їх в ремонт і економлять паливо. З графіка на рис. 4.3 видно, що у міру збільшення $N_{дод}$ кожен подальший енергію. При цьому, оскільки $N_{дод}$ не гарантована в межах розрахункової забезпеченості, то її установка на гідроелектростанції не знижує встановленої потужності теплоелектростанцій (у зв'язку з цим $N_{дод}$ називають часто **дублюючою** потужністю).

Економічний ефект від введення $N_{дод}$ полягає в тому, що теплоелектростанції енергосистеми В період включення $N_{дод}$ зупиняють свої

агрегати або виводять їх в ремонт і економлять паливо. З графіків на рис. 1 видно, що у міру збільшення $N_{\text{дод}}$ кожен подальший кіловат цієї потужності дає все менше і менше приросту додаткового вироблення електроенергії за розрахунковий період часу.

Економічний розрахунок по вибору оптимального значення додаткової потужності на гідроелектростанції полягає в зіставленні розрахункових витрат по гідравлічних і теплових електростанціях енергосистеми на будь-якому інтервалі $N_{\text{дод}}$. При збільшенні додаткової потужності гідроелектростанції на $\Delta N_{\text{дод}}$. І отриманні $\Delta E_{\text{дод}}$ капіталовкладення по гідроелектростанції зростають за рахунок збільшення вартості енергетичного устаткування, розширення будинку ГЕС і інших споруд (водоприймач, підвідні водоводи та ін.). При цьому капіталовкладення в підпорні (дамби) і водоскидні споруди гідровузла залишаються без зміни. Зростають також щорічні витрати, пов'язані з поточною експлуатацією споруд і устаткування, а також відрахуваннями на амортизацію і ремонт. Додаткову потужність на ГЕС доцільно розвивати при відносно слабкому регулюванні річкового стоку і наявності холостих скидань в паводковий період.

Резервна потужність може складатися з декількох різних за призначенням складових:

$$N_{\text{рез}} = N_{\text{ав}} + N_{\text{нав}} + N_{\text{рем}} + N_{\text{нар.госп}}; \quad (4,2)$$

де $N_{\text{ав}}$ - аварійний резерв, $N_{\text{нав}}$ - резерв навантаження, $N_{\text{рем}}$ - ремонтний резерв, $N_{\text{нар.госп}}$ – народогосподарський резерв.

Резервна потужність повинна забезпечувати безперебійну роботу енергосистеми в цілому. Всі складові резервної потужності не обов'язково повинні розміщуватися на одній проектованій ГЕС.

Аварійний резерв - є запас потужності на випадок аварії одного з агрегатів енергосистеми і тимчасового виходу його з ладу або відключення частини генеруючих установок. Аварійний резерв, залежно від того, де він розміщується, повинен бути забезпечений водою або паливом на період відновлення аварійного агрегата. Аварійну потужність бажано розміщувати на гідроелектростанціях з хорошим регулюванням стоку, оскільки її введення повинне здійснюватися за дуже короткий час.

Резерв навантаження сприймає позапланові коливання навантаження в енергосистемі і вирівнює відсутність балансу між енергоспоживанням і його

покриттям. Раптове збільшення потужності, якщо воно не сприйняте енергосистемою, приводить до відхилення частоти струму від нормативної і до зниження якості енергопостачання, що є неприпустимим. Резерв навантаження у зв'язку з необхідністю швидко реагувати на зміни навантаження у споживачів завжди розміщують на високоманеврених електростанціях (ТЕС, ГАЕС, газотурбінні електростанції). Резерв навантаження для енергосистеми складає близько 3% її максимальної потужності.

Ремонтний резерв призначений для короточасної заміни агрегатів ГЕС і ТЕС, які виводяться в ремонт. Залежно від характеру річного графіка навантаження енергосистеми можна виділити два випадки.

Перший, коли для виводу гідроагрегатів в ремонт використовують періоди провалу споживання в річному графіку навантажень енергосистеми, за винятком періоду паводку, коли вони працюють з повним навантаженням (річне регулювання). У період паводку навпаки на ремонт ставляться турбогенератори ТЕС, і в такому випадку спеціальний резерв для ремонту агрегатів зайвий. А другий, коли річний графік навантажень енергосистеми не має провалу (при наявності в енергосистемі постійних енергоємних споживачів), і тоді стає необхідним ремонтний резерв, який може бути перерозподілений по інших електростанціях енергосистеми.

Народногосподарський резерв враховує надпланове зростання навантажень в енергосистемі, пов'язане з перевиконанням планів промисловими підприємствами, достроковим введенням в експлуатацію окремих об'єктів, а також надзвичайні умови роботи енергосистеми. Розміщення цього резерву, як правило, доцільно передбачати на теплових електростанціях із забезпеченням його недоторканим запасом палива.

На рис. 4.5 показаний графік максимальних потужностей енергосистеми з переважанням теплових електростанцій. Місячна нерівномірність в річному графіку навантажень в значній мірі вирівнюється гідроелектростанціями. Значне місце в енергосистемі (до 14%) займають потужності аварійного, ремонтного і частотного резерву.

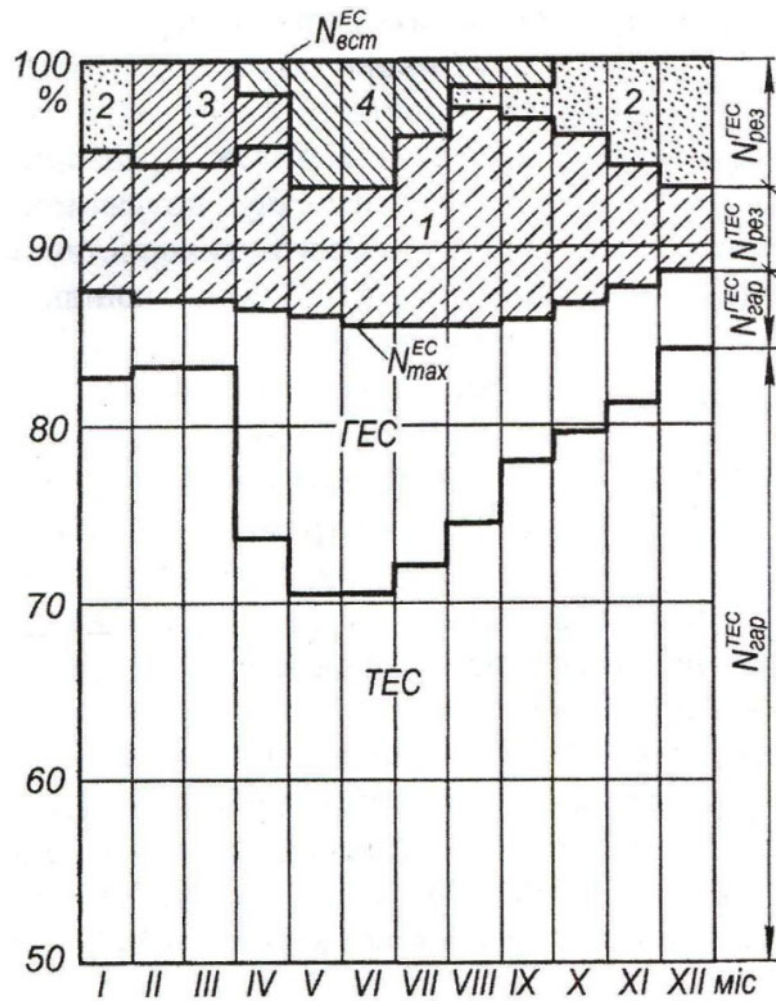


Рис 4.5. Річний графік максимальних потужностей енергосистеми
 1 - експлуатаційний резерв (аварійний) ТЕС; 2 - експлуатаційний резерв
 (аварійний та частотний) ГЕС; 3 - ремонтний резерв ГЕС; 4 - ремонтний резерв
 ТЕС

4.4 Короткочасне регулювання на ГЕС

Гарантована потужність гідроелектростанції, як правило, менша за максимальне навантаження енергосистеми, в якій вона працює. Тому гідроелектростанція покриває лише деяку частину добового графіка навантаження енергосистеми. Решта частини графіка покривається іншими електростанціями, що працюють в даній енергосистемі. Отже, в загальному вигляді можна записати:

$$N_{max\ ec} = \sum N_{гар. гес} + \sum N_{гар. тес} + \sum N_{гар. аес};$$

$N_{тахес}$ - максимальна потужність енергосистеми; $N_{гар.гес}$; $N_{гар.тес}$; $\sum N_{гар.аес} \sim$ відповідно, гарантовані потужності гідравлічних, теплових і атомних електростанцій, які беруть участь в покритті графіка навантажень енергосистеми

Зміни електричних навантажень енергосистеми протягом доби і в триваліший період часу вимагають відповідної зміни потужності на електростанціях даної системи (особливо - на ГЕС) і оптимального розподілу навантаження між ними.

Для такої роботи ГЕС воду необхідно перерозподіляти протягом доби, набираючи її у водосховищі в години спаду навантаження і спрацьовуючи в години піків, при цьому середньодобова витрата повинна залишитися незмінною. Цей процес називається добовим регулюванням. Воно може здійснюватися або одночасно з тривалим, або бути єдиним видом регулювання (на ГЕС, де через відсутність місткого водосховища тривале регулювання не ведеться). Зниження навантажень у вихідні дні викликає необхідність перерозподілу стоку протягом тижня - тижневе регулювання. Добове і тижневе регулювання є короткочасними.

Розрахунки добового регулювання ведуться з використанням добового графіка навантажень енергосистеми. Для виконання розрахунків зручно використовувати аналізуючу криву цього графіка $E_6 = f(N)$ (рис. 4,6). Енергія, споживана системою за графіком навантажень, визначається площею цього графіка. У базисній (нижній) частині графіка залежність $E_6 = f(N)$ є прямою лінією з найбільшою абсцисою $E_6 = N_6$. Щоб побудувати криву для пікової (верхньої) частини графіка, слід розбити його на горизонтальні смужки,

обчислити (із урахуванням масштабів N і t) їх площі $\Delta E = \Delta N_i$ і отримати ординати кривої, послідовно підсумовуючи значення ΔE .

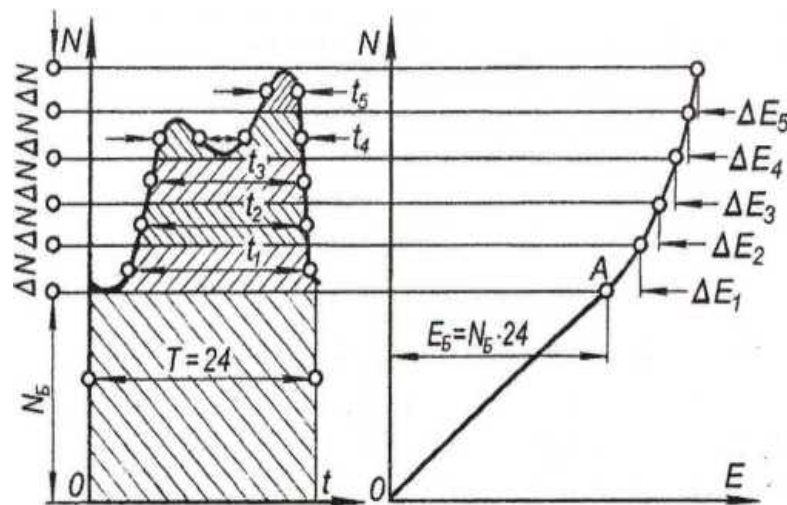


Рис. 4,6 Схема побудови аналізуючої кривої добового графіка навантаження

За допомогою аналізуючої кривої, знаючи добове вироблення електростанції, можна „розташувати” це вироблення в будь-якій частині графіка навантажень, встановити графік навантаження цієї конкретної електростанції і її необхідну потужність.

Вихідні дані для добового регулювання. При вивченні питань тривалого регулювання було встановлено, що вироблення електроенергії на ГЕС залежить від коливань річкового стоку при незначній місткості регулюючих водосховищ, і що ця залежність стає менш помітною в результаті регулювання стоку за допомогою водосховищ, які мають значний корисний об’єм. Проте навіть в найбільш несприятливий за водністю період гідроелектростанція повинна забезпечувати розрахунковий мінімум енерговіддачі в систему для покриття добового графіка навантажень спільно з іншими електричними станціями цієї системи. Тому в розрахунках добового регулювання, як початкові дані для визначення гарантованої енерговіддачі ГЕС, приймаються середньодобові потужності ГЕС по водостоку певної забезпеченості $N_{\text{заб.гес}}$.

Використовуючи графіки забезпеченості середньодобових потужностей за окремі місяці (зимові, літні) в багаторічному гідрологічному ряду і знаючи розрахункову забезпеченість $p_{\text{розр}}$, визначаємо забезпечене добове вироблення електроенергії на ГЕС

$$E_{\text{заб.гес}} = 24 N_{\text{заб.гес}}$$

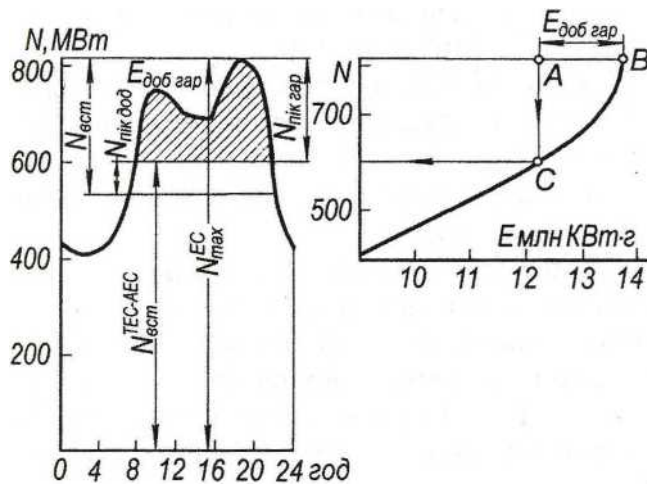


Рис. 4,7 Розміщення вироблення ГЕС у добовому графіку навантажень

Необмежене добове регулювання. Визначення зони роботи гідроелектростанції в добовому графіку навантаження енергосистеми в маловодний період. Найбільш доцільний режим роботи гідроелектростанції при необмеженому добовому регулюванні в маловодний період, як це втілює з приведених вище міркувань, буде в тому випадку, якщо при розміщенні в добовому графіку навантаження енергосистеми гарантованого добового вироблення гідроелектростанції $E_{\text{гар.гес}}$ витіснитиметься найбільше значення потужності інших електростанцій системи. Це відбудеться в тому випадку, якщо все можливе добове вироблення ГЕС розмістити в піковій частині графіка навантаження.

Припустимо, що інших ГЕС в енергосистемі немає і обмеження нерівномірності режиму для ГЕС, що розглядається, відсутні. Користуючись графіком навантажень зимової доби, розглянемо гарантований режим: участь ГЕС в покритті графіка навантажень енергосистеми в межах маловодного року, коли можливості ГЕС мінімальні (тобто ГЕС має в своєму розпорядженні лише мінімальну середньодобову потужність $N_{\text{доб.гар}}$), а вимоги енергосистеми максимальні (межень співпадає з найбільш напруженим графіком навантаження зимової доби). У цей період для енергосистеми особливе значення має потужність в години пік, тому енергію, що виробляється ГЕС, доцільно розмістити в самій верхній, піковій частині графіка. Для цього за заданим значенням $N_{\text{доб.гар}}$ підраховують значення гарантованого добового вироблення енергії.

Відкладемо від кінцевої точки В на аналізуючій кривій (рис.4.7) відрізок

ВА, чисельно рівний $E_{\text{доб.гар}}$, спроектуємо точку А на криву і через знайдену таким чином точку С проведемо горизонтальну лінію. Вона відсіче заштриховану частину графіка навантаження енергосистеми, яка і є графіком видачі потужності гідроелектростанцією. Для нього характерна крайня нерівномірність: частину доби ГЕС взагалі не працює і лише запасає воду для того, щоб в години піків розвинути потужність, яка значно перевершує середньодобову. Максимальна потужність ГЕС при роботі в піковій частині графіка називається піковою потужністю $N_{\text{ТЛ}}$. В даному випадку ця пікова потужність є гарантована $N_{\text{пік.гар}}$, тобто забезпечена в найгірших для ГЕС умовах.

Отже, для покриття добового графіка навантажень встановлена потужність ГЕС повинна бути значно вище $N_{\text{доб.гар}}$ і, у всякому разі, не повинна бути менше гарантованої пікової потужності ($N_{\text{вст}} \geq N_{\text{ТК.ГАР}}$).

Потужність $N_{\text{ТК.ГАР}}$ називають також витісняючою потужністю, оскільки її наявність в енергосистемі дозволяє відмовитися від будівництва ГЕС або АЕС відповідної потужності. У ряді випадків доцільне додаткове збільшення встановленої потужності понад $N_{\text{ТК.ГАР}}$ на $N_{\text{ПК.ДОД}}$ (рис. 4,7).

По-перше, в роки підвищеної водності ГЕС із збільшеною потужністю зможе розвивати велику пікову потужність, покращуючи режими роботи ТЕС і АЕС. Проте ця додаткова потужність ГЕС вже не буде витісняючою, оскільки потужність ТЕС і АЕС, визначену з умов маловодного року, зменшити не можна. Тому потужність $N_{\text{ДОД}}$ називають також дублюючою.

По-друге, як видно з рис 4.3, збільшення $N_{\text{вст}}$ на $N_{\text{ПК.ДОД}}$ збільшує річне вироблення енергії за рахунок зменшення скидань в повені, що дозволить зберегти в системі паливо. Межа додаткового збільшення потужності визначається економічним розрахунком шляхом зіставлення витрат на розширення ГЕС з економією палива на ТЕС. Нарешті, іноді вигідно на ГЕС розміщувати резерви потужності енергосистеми. Із урахуванням сказаного, встановлена потужність ГЕС може бути

$$N_{\text{вст}} = N_{\text{пік. гар}} + N_{\text{пік. дод}} + N_{\text{рез}};$$

де $N_{\text{вст}}$ - встановлена потужність ГЕС; $N_{\text{ПК.ГАР}}$ - гарантована пікова потужність, що визначається умовами добового регулювання; $N_{\text{ПК.ДОД}}$ - додаткова потужність, корисна в періоди підвищеної водності (визначається економічним розрахунком); $N_{\text{РЕЗ}}$ - резервна потужність (орієнтовно 10 %- 15%

від $N_{ПК.ГАР}$).

Особливий результат у добовому регулюванні дає робота ГАЕС в енергосистемі. Розглянемо її для простого випадку, коли, окрім ГАЕС, в енергосистемі відсутні інші регулюючі електростанції (рис. 4.8).

Якщо в енергосистемі є ГАЕС з корисним об'ємом верхнього басейну V_6 і середнім напором H , то для наповнення цього басейну потрібна енергія

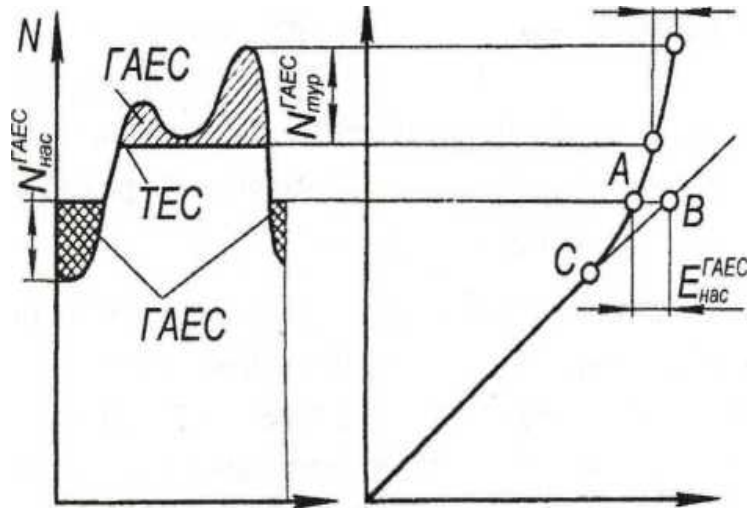


Рис 4.8 Розміщення потужностей ГАЕС у добовому графіку навантажень

$$E_{тур}^{ГАЕС} = \frac{V_6 H}{368} \eta ;$$

де η_H - коефіцієнт корисної дії ГАЕС в насосному режимі, рівний в середньому 0,84.

Цю енергію отримують від ТЕС і АЕС, додатково завантажуючи їх в години спаду навантажень енергосистеми, що збільшує базисну частину графіка. Продовжимо прямолінійну ділянку аналізуючої кривої за точку С, тоді різниця абсцис між продовженою ділянкою і початковою кривою АВ покаже енергію $E_{нас}$, яку повинні додатково виробляти ТЕС і АЕС в години спаду навантаження, щоб забезпечити додаткове навантаження від насосів ГАЕС. Проведемо через точку А горизонтальну пряму. Вона визначить графік потужності, яку споживає ГАЕС в насосному режимі, найбільшу потужність $N_{НАС}^{ГАЕС}$ і тривалість насосного режиму.

В години піків ГАЕС працює в турбогенераторному режимі, при цьому спрацювання об'єму води V_6 з верхнього басейну в нижній через турбіни забезпечує вироблення енергії

$$E_{тур}^{ГАЕС} = \frac{V_6 H}{368} \eta ;$$

де η - коефіцієнт корисної дії ГАЕС в турбінному режимі, рівний в середньому 0,91.

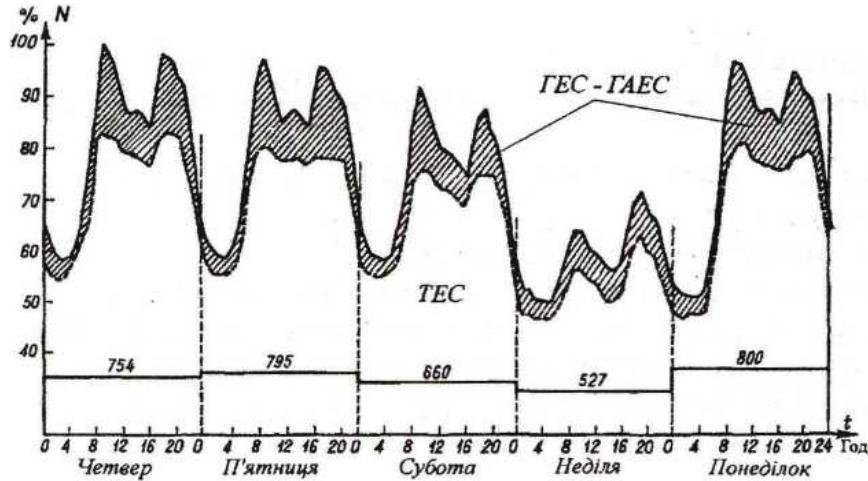


Рис.4.9 Наближений графік коливань навантаження у енергосистемі протягом робочих і вихідних днів тижня

Розмістимо вироблення $E_{тур}^{ГАЕС}$ в піковій частині графіка, при цьому визначаться найбільша потужність $N_{тур}^{ГАЕС}$ і тривалість турбінного режиму. Потужність $N_{тур}^{ГАЕС}$ є витісняючою оскільки на це значення може бути понижена потужність ТЕС і АЕС. На рис.6 наочно показана ефективність ГАЕС для поліпшення режиму роботи ТЕС і АЕС. ГАЕС не тільки зменшує пікову потужність ТЕС і АЕС, але і збільшує їх потужність в балансі в години спаду навантажень, врівнюючи графік навантажень. Співвідношення між тривалістю турбінного і насосного режиму може бути різним.

Необхідність тижневого регулювання виникає у зв'язку з тим, що у вихідні дні споживання енергії помітно скорочується. У ці дні доцільно скоротити вироблення енергії ГЕС і накопичити у водосховищі воду з тим, щоб, спрацювавши її в робочі дні тижня, полегшити покриття енергосистемою графіків навантаження. Робота ГЕС при одночасному добовому і тижневому регулюванні ілюструється рис.4.8. Для роботи енергосистеми дуже зручна наявність ГАЕС тижневого регулювання, але вони потребують басейнів з великими об'ємами, що не завжди є здійсненним. Якнайкращі показники при роботі в енергосистемі, можуть бути отримані на ГЕС - ГАЕС, які здатні працювати і, як звичайні ГЕС, на природному притоці, і в режимі акумулювання.

4.5 Вплив гідроенергетичних споруд на екологію Водосховища і навколишня природа

Створення водоймищ супроводжують такі основні фактори, які є причиною всіх видів впливу на навколишнє середовище (негативних і позитивних):

- зміна швидкісного режиму руху води;
- збільшення площі водної поверхні;
- зменшення площі поверхні прилеглої суші;
- концентрація великих об'ємів води - акумулятора тепла (холоду);
- утворення ємних збірників різних домішок стоків і опадів.

Швидкість руху води в руслах рівнинних річок в середньому становить 1-3 м/с. Середня швидкість руху у водоймищах в десятки разів менша і знижується ще більше в міру наближення до греблі. А зниження швидкості води призводить до зменшення її здатності до самоочищення, в порівнянні із процесами у природному стані.

При зниженні швидкості течії на водоймищах і їх окремих ділянках створюються умови для „цвітіння” води. Біомаса водоростей у плямах цвітіння й у скупченнях, обумовлених характером течії, може досягати десятків кілограмів на кубометр води. „Цвітіння” води в перші роки існування водоймищ спостерігається, практично, повсюдно, але в наступні роки його інтенсивність може суттєво зменшуватися.

Збільшення площі акваторії водоймища приводить до збільшення об'єму випаровувань у навколишнє середовище, які значно перевищують випаровування з рівної по площі поверхні суші. Це, у свою чергу, викликає значні підвищення вологості в навколишній атмосфері (до 10 - 15%), що є позитивною зміною для посушливих зон. Водоймища з великою площею, як правило, дають можливість запасати великий об'єм води, тобто, забезпечують більш широкий діапазон регулювання річкового стоку.

До радикальних змін у природі, які викликають водоймища, відноситься вплив їх на прилягаючі до них території. Затоплення земель при створенні водоймищ вважається прямим впливом на природу й може бути постійним або тимчасовим при форсуванні рівня водоймища навесні. Територіальний збиток прямо залежить від того, що попадає в зону затоплення: населені пункти, сільськогосподарські угіддя, родовища корисних копалин, промислові

спорудження, пам'ятники старовини, дороги, лісові масиви, місця традиційного проживання тварин і рослин і т. ін. Найбільший збиток приносить затоплення сільськогосподарських угідь, що прилягають до рівнинних водоймищ. У пустельній і напівпустельній зонах 3/4 затоплених земель припадає на пасовища.

Об'єм води у водоймищі, його глибина визначають температурний режим не тільки в самому водоймищі, але й у прилеглій зоні. Різниця температури води до зарегулювання стоку й після - становить у середньому 2 - 4°C. Температура води у водоймищі відрізняється значною неоднорідністю і знижується від поверхні до дна до 6°C. Прогрівання води водоймища навесні й охолодження її восени відстає від аналогічних змін у річці на 15 - 20 днів.

Температурний фактор, разом з факторами кліматичними, також впливає на льодовий режим водоймища. Товщина льоду на водосховищах коливається в значних межах і в середньому на 15 - 20% більша, ніж на річках з аналогічним кліматом.

У міру затоплення ложа водоймища змінюється прилягаючий рослинний світ: береги заростають вологолюбними рослинами - очеретом, оситнягом, рогозою; на підтоплених територіях розростається вільха, береза і т. ін.; на прогрітих сонцем мілководдях бурхливо розвиваються водорості, у тому числі мікроскопічні синьо-зелені. Наявність мілководь з водною рослинністю, достаток органічних речовин на затопленій території забезпечують більші, ніж у природніх умовах, запаси корму для риб, що сприяє рибництву. Однак умови для нересту у водоймищах звичайно гірші, ніж у незарегульованих річках. У зв'язку із цим змінюються породи риб, що живуть: зникає риба, що звикла до проточної води й сильних течій, а з'являються риби озерного типу.

Витісняються й зникають тварини, що раніше жили тут, і одночасно фауна збагачується водними видами тварин (ондатра, видра, нірка, нутрія) та різними видами птахів. Сприятливий розвиток цих видів фауни характерний для водоймищ із незначними коливаннями рівнів. Багато водоймищ стають місцями відпочинку перелітних птахів.

Збагачення води органічними речовинами призводить до збільшення вмісту вуглекислоти, зменшення кількості розчиненого кисню, що викликає зміну газового режиму водоймищ. При зниженні вмісту кисню у воді

погіршуються її питні якості, з'являється неприємний запах води.

Шкідливі речовини, що надходять у водоймище зі стічними водами, поступово накопичуються, особливо в пригребельній зоні. У процесі експлуатації зарегульованої водної системи особливо сильно проявляються антропогенні впливи на природу, тобто вплив господарської діяльності людини. До антропогенних впливів відносяться неочищені й погано очищені стічні виробничі та комунальні води, поверхневий змив добрив з полів, надходження із забудованих територій, забруднення нафтопродуктами від різних джерел, засмічення лісосплавом, розмив берегів і т. ін.

Проблеми охорони природи у зв'язку з регулюванням стоку річок

Головний принцип, закладений в основу регулювання стоку, створення водоймищ і розвитку всього водного господарства країни полягає у комплексному використанні водних ресурсів, при якому найбільш повно задовольняються потреби водокористування різних причетних галузей народного господарства.

До складу водогосподарського комплексу входять:

- об'єкти водопостачання населення;
- водопостачання теплових і атомних електростанцій;
- об'єкти зрошення земель із сільськогосподарським водопостачанням;
- гідроенергетичні вузли як найбільш великі водокористувачі;
- об'єкти забезпечення водного транспорту;
- рибне господарство;
- приймання надлишкової води з осушуваних територій, промислових і господарсько-побутових стоків, а також об'єкти для рекреаційних цілей.

Основні гідроенергетичні вузли України, показані на рис.4.10, характеризуються досить різними параметрами й призначенням і виконують дещо не однакові функції. Звичайно головна з них - це гідроенергетичне використання водних ресурсів, але всі вони так чи інакше забезпечують і потреби зрошення земель, а з водосховищ Дніпродзержинської і Каховської ГЕС здійснюється обводнення маловодних регіонів (Донбасу, Крима, м. Харкова).

Зрозуміло, що вимоги учасників водогосподарчих комплексів до водостоку природно можуть бути досить різноманітними, а іноді і суперечливими. Так витрата води на зрошення, водопостачання й шлюзування

суден приводить до зменшення вироблення електроенергії, але скидання води в нижній б'єф для підтримання необхідних судноплавних глибин у навігаційний період збігається з найбільшою потребою у воді для зрошення. Енергетика і заходи щодо боротьби з повенями вимагають затримки у водоймищах навесні можливо більшої частини стоку, у той же час рибне господарство вимагає пропуску значних об'ємів води у низов'я річок. Для енергетики важливо підтримувати високий рівень у верхньому б'єфі, але з метою більш повного спрацювання паводкових вод через турбіни доцільним є спорожнення водоймищ перед настанням весняного паводку.

Створюючи греблі й водоймища для одержання енергії, люди неминуче й свідомо йдуть на зміну природного середовища, активно вторгаються в навколишню природу, що спричиняє перебудову екології на певній території. Наслідки зміни навколишнього середовища надзвичайно різноманітні й проявляються у вигляді як позитивних, так і негативних процесів, що мають різні масштаби, характер і іривалість прояву. Вплив водоймищ ГЕС на навколишнє середовище не можна розглядати у відриві від загальної проблеми впливу енергетики на біосферу і від глобальної проблеми охорони навколишнього середовища. При розгляді впливу гідроенергетичних об'єктів на навколишнє середовище необхідно розділяти окремо період їх будівництва й період експлуатації.

Рівенний режим більшості рівнинних річок у природних умовах змінюється порівняно повільно й плавно. Для водоймища характерні істотні зміни рівня безпосередньо біля греблі, які можуть досягати декількох десятків метрів. Водоймища з багаторічним регулюванням заповнюються до НГПУ не щорічно, а деякі з них - один раз у кілька років. В роки, коли відбуваються винятково великі паводки, допускається короткочасне форсування рівня до 1 - 3 м.

Істотний вплив на рівнинні водоймища проявляють вітри одного напрямку, що викликають сгінно-нагінні явища за умов тривалої дії. При цьому загальний перекис природної поверхні може перевищувати 1 м. Хвильовий режим залежить від швидкості вітру, відстані розгону, глибини водоймища, тривалості дії вітру, конфігурації й висоти берегів, рельєфу і ґрунту дна водоймища, наявності або відсутності деревної рослинності, характеру заповнення водоймища й багатьох інших факторів. Якщо висота

хвилі в річці звичайно не перевищує 0,5 - 0,75 м, то на багатьох водоймищах і різних ділянках того самого водоймища висота хвилі змінюється досить значно й може досягати 4 м.

Вплив водоймища поширюється також і на всі складові клімату: континентальність, температурний режим, кількість опадів, вологість повітря, вітровий льодовий режими і т. ін. Він проявляється в збільшенні амплітуд коливання температури, підвищенні вологості повітря, швидкості вітру та ін. Зміна впливом водоймищ відноситься до непрямого впливу на навколишнє середовище, який обумовлюється такими факторами:

- поява великого об'єму водної маси з високою теплоємністю, що трохи пом'якшує континентальний характер клімату;
- збільшення площі поверхні випаровування;
- підйом рівня ґрунтових вод;
- поява водної (гладкої) поверхні водоймища замість шорсткуватої поверхні суші, що сприяє посиленню вітрів над водоймищем і прибережною зоною.

Рівень впливу великих водоймищ на мікроклімат для окремих регіонів не однаковий. Інтегральний вплив акваторії на розвиток рослинності досить сприятливий в умовах степової і лісостепової зон, але несприятливий в лісовій, особливо, в північних районах. Природно, що вплив водоймищ на місцевий клімат має два періоди - охолоджуючий навесні і отеплюючий восени.

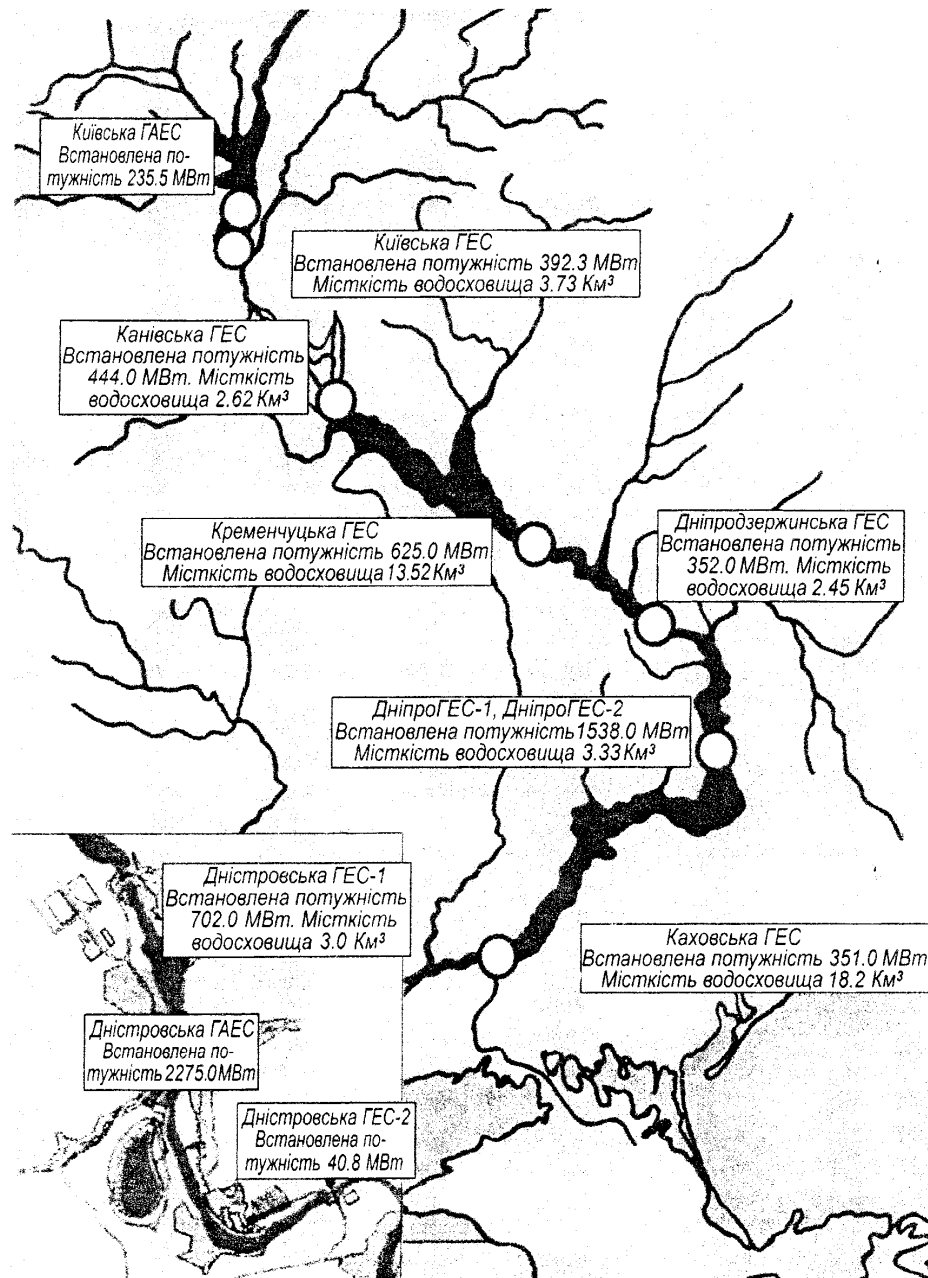


Рис. 4.10 Схема розташування великих гідроенергетичних вузлів на основних річках України

4.6 Вплив гідроенергетичних систем на екологію

Гідроенергетичні системи - найбільш складні об'єкти водокористування, які для свого обґрунтування вимагають вивчення досить значної і різноманітної за напрямками інформації економічного, соціального й природоохоронного характеру. Складність цих систем зростає у зв'язку з тим, що більшість їх соціальних і екологічних аспектів не піддаються точній економічній оцінці. Кожний конкретний об'єкт впливає на природне середовище індивідуально, деякі питання мають імовірнісний характер і значну невизначеність, а всі економічні цілі і системи - це широкий діапазон альтернативних вирішень.

Становлення гідроенергетики, як екологічно безпечної й соціально необхідної галузі народного господарства, можливе лише при виконанні певних умов. Досконале еколого-економічне обґрунтування гідроенергетичних вузлів, що відповідає сучасним вимогам, повинне базуватися на ретельному виконанні всього комплексу природоохоронних заходів при будівництві й експлуатації ГЕС, на об'єктивній (професійній та суспільній) екологічній експертизі проектів ГЕС, їх відкритому обговоренні.

Згідно із сучасними вимогами до якості проектів екологічне обґрунтування об'єкта в цілому і його соціальна пристосованість зокрема повинні мати таку ж аргументованість і глибину пророблення пропонованих рішень, як і технічна частина. Проекти великих гідровузлів обов'язково включають спеціальний розділ з охорони природи. Екологічні й соціальні дослідження про принципову можливість використання ресурсів повинні значно випереджати конкретне проектування.

У центр якісних критеріїв будь-якого нового проекту повинна бути поставлена людина, а проект може бути визнаний відповідним до необхідного критерію якості, якщо він найбільш ефективно вирішує поставлене економічне завдання, допустиме екологічно і соціально. Використовуваний нині економічний критерій ефективності будь-якого енергетичного будівництва повинен бути доповнений (або замінений) критерієм мінімуму збитків для біосфери.\

Усе це вимагає зміни психології і світогляду проектувальників, широкого залучення для природоохоронних досліджень спеціалізованих

наукових організацій, створення банку даних, аналізу й узагальнення фактичного впливу на природу гідроенергетичних об'єктів.

Таким чином, головне в розв'язанні нових завдань, що постали перед сучасною гідроенергетикою - гуманізація цілей при вирішенні всіх технічних, економічних і соціальних проблем, що можливо тільки при переоцінці цінностей у свідомості кожного вченого, дослідника, проектувальника, будівельника й майбутнього фахівця

Наслідки спорудження водоймищ

Деяке негативне відношення до існуючих водоймищ і створення нових пояснюється цілим рядом причин. Одна з них в тому, що багато небажаних змін у навколишньому середовищі в силу тих або інших дій або бездії (незнання, невиконання деяких необхідних заходів, недостатньо продуманий режим експлуатації і т. ін.) не були враховані в процесі їх планування, проектування, будівництва і експлуатації. У водоймищах відбуваються зміни природних процесів, а також змінюються природні умови на територіях, що прилягають до них. Найбільші зміни режиму річок відзначаються при створенні водоймищ багаторічного й сезонного регулювання. Вплив водоймищ на навколишнє середовище буває прямим і непрямим, він може проявлятися негайно або через баі ато років після створення.

На ступінь зміни природних процесів, на їх напрямок, у верхніх б'єфах гідровузлів в першу чергу впливають розміри водоймища (площа, обсяг, глибина, довжина, ширина), його конфігурація в плані, склад геологічних порід, що утворюють дно й береги, характер регулювання і режим експлуатації, кліматичні умови району.

Існуючі водосховища відзначаються значними параметрами. Так площа, зайнята водоймищами, становить сотні квадратних кілометрів, максимальна глибина може становити 30 + 40 м, а в гірських районах - до 300 м. На рис. 4,21 графічно показано аналіз характеру затоплення сільськогосподарських земель водосховищами великих ГЕС на річках Дніпрі і Дністрі.

Графік на рис.4,11, а показує співвідношення між площею затоплення P_z ($Км^2$) і площею дзеркала утвореного водосховища $P_{дз}$ ($Км^2$). На рис. 4.11, б приведений аналіз таких важливих показників, як відношення площі затоплених земель до об'ємів водосховища повному $V_{нов}$ і корисному $V_{кор}$ ($Км^3$), які визначають регулюючу' здатність водосховища і характеризують

фактор впливу його на екологію. Графік на ри.4.11, в відображає ефективність використання водосховища для створення важливого енергетичного параметра - напору (відношення площі затоплення F_3 до розрахункового напору H_p). Четвертий графік (рис. 4.11, г) характеризує чи не найважливіший показник - відношення затопленої території до потужності ГЕС $F_3/N_{ГЕС}$ ($Км^2/КВт$).

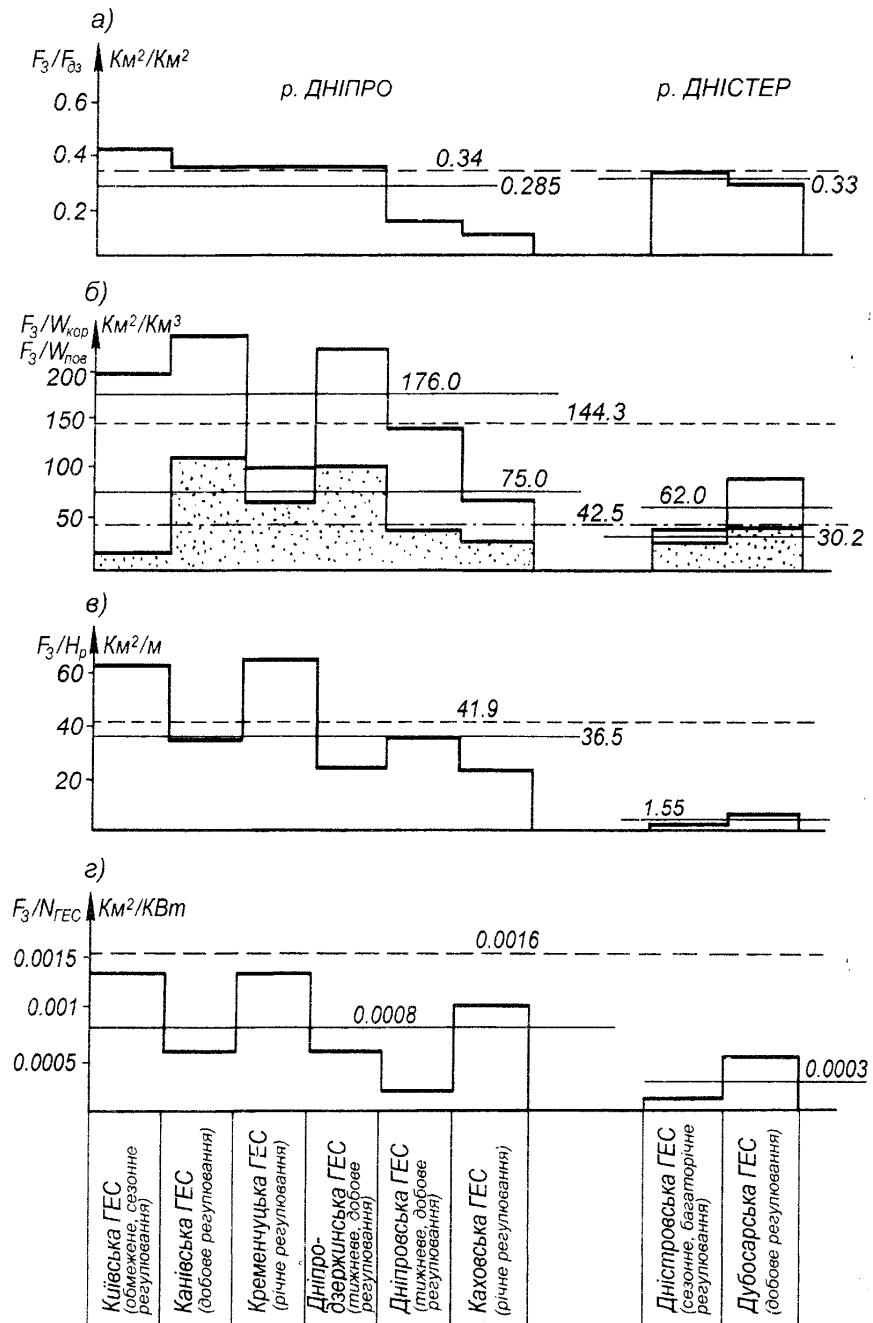


Рис. 4.11 Питоме затоплення територій водосховищами ГЕС Дніпровського і Дністровського каскадів.

На графіках пунктирними лініями зображені рівні відповідних показників - середніх з аналізу 32 ГЕС на річках колишнього Радянського Союзу. З наочного порівняння можна зробити висновок, що показники гідроелектростанцій Дніпра за напором і потужністю дещо кращі, ніж згадані вище середні, а за об'ємами водосховищ - гірші за середні з аналізу 32 ГЕС. Характеристики електростанції на Дністрі за всіма показниками значно кращі, ніж середні показники з аналізу 32 станцій. Це можна пояснити тим, що топографія зони зведення Дністровських ГЕС має передгірний характер.

Параметри водосховища, характер і розміри перетворення стоку в межах регулювання (багаторічне, сезонне, тижневе і добове) істотно впливають на зміну гідрогеологічного режиму і переформування природних умов у нижньому б'єфі. Вплив цих вказаних факторів в значній мірі залежить від групування водоймищ (одиначні водоймища або їх каскадне розташування).

4.7 Заходи з охорони природного середовища

Світова практика показує, що не можна розглядати екологічні й соціальні проблеми у відриві від дуже важливих для життя людини проблем енергетики і водних ресурсів. Але питання якості води при проектуванні водоймищ є визначальними через її великий дефіцит для водопостачання і рекреації.

Щоб облаштувати життя, зробити його гідним кращого, підвищити добробут і тривалість життя людей потрібне комплексне розв'язання цих проблем. Такий підхід до розгляду у взаємозв'язку всього комплексу проблем енергетики, екології й соціального середовища з урахуванням інтересів всіх зацікавлених сторін дозволяє знайти оптимальні погоджені рішення. Комплексний підхід до гідроенергетичного використання водних ресурсів вирішує спільно такі важливі народногосподарські завдання, як боротьба з паводками, водопостачання та ін.

Регулювання річкового стоку для запобігання руйнівних повеней, які виникають через різке збільшення річкового стоку в період весняних або дощових паводків є одним з найважливіших напрямів у водогосподарчій практиці. Дійовим заходом щодо боротьби з повенями є створення водоймищ зі спеціальними резервними об'ємами, що зберігаються вільними до настання високої повені або наводка. Такий резервний об'єм після наповнення й зрізання хвилі високого стоку спрацьовується, щоб гарантувати зрізання повторної хвилі. Найбільш раціональною є комбінована схема регулювання річкового стоку, коли на річці створюється водоймище, що включає в себе об'єм для розв'язання двох завдань: регулювання стоку в інтересах забезпечення водою водоспоживачів і боротьби з повенями. Це дозволяє знизити витрати, необхідні для будівництва гідровузла.

Така схема регулювання річкового стоку порівняно проста стосовно окремої ділянки ріки, але виявляється досить складною при вирішенні проблем з раціонального використання ресурсів стоку річкового басейну в цілому. Раціональне регулювання річкового стоку за цих умов з метою подальшого пристосування режиму стоку до інтересів водоспоживачів, до розвитку народного господарства повинне базуватися на науковій основі таких визначальних положень:

- прогноз розвитку водоспоживання й водокористування з урахуванням ресурсів річкового стоку за довжиною основної річки і її притоків;
- дослідження перспективних співвідношень між потребою у воді та наявними ресурсами природного річкового стоку, тобто дослідження водогосподарчих балансів;
 - вивчення можливих варіантів і вибір оптимальної єдиної схеми регулювання режиму стоку основної ріки та її притоків з обґрунтуванням розміщення і параметрів усіх необхідних регулюючих водоймищ;
 - обґрунтування черговості розташування і зведення водоймищ, що включаються в єдину систему регулювання режиму стоку річкового басейну.

За даними проектних обґрунтувань, виконаних ВАТ „Укргідропроєкт”⁴, об’єкти майбутнього розвитку гідроенергетики сконцентровані, в основному, у басейнах Верхнього Дністра й Тиси. Вони являють собою невеликі низько- і середньонапорні ТЕС комплексного призначення потужністю 5-[^]50 *МВт*. Їхні водоймища розміщуються, як правило, в межах русел річок і практично не викликають затоплення прилеглих територій, що забезпечує мінімальний вплив на навколишнє середовище.

Приблизно передбачається будівництво 11 ТЕС на річці Тисі і більш 20 ТЕС - на її притоках. В результаті цього, за допомогою обгороджувальних дамб і гребель гідроелектростанцій загальною довжиною близько 240 *Км*, може бути захищено 17 населених пунктів (включаючи Берегове, Тячів, Хуст та ін.), а також більш 5000 *га* сільськогосподарських угідь. Ці каскади електростанцій можуть дати загальний приріст близько 400 *МВт* регулюючої потужності. Відповідно до вимог охорони сільгоспугідь і населених пунктів, у проектних обґрунтуваннях передбачене таке розміщення об’єктів, при якому не займається жоден гектар орної землі і не переноситься жодна житлова будова. Однак виконання цих вимог знизило долю використання гідроенергетичних ресурсів.

Умови розміщення перспективних ГЕС в басейні Верхнього Дністра аналогічні описаним вище. При цьому також може бути отримано додатково близько 500 *МВт* регулюючої потужності.

Перехід перспективної гідроенергетики в передгірні й гірські райони Карпат, які характеризуються високим господарським освоєнням територій, складністю природних умов, вимагає від проектувальників і дослідників

нетрадиційних технічних рішень, відмінних від прийнятних для рівнинних гідровузлів. Гідроенергетичні спорудження в районах зі складними геодинамічними умовами характеризуються високим рівнем потенційної небезпеки для проживаючого в зоні впливу населення й для навколишнього природного середовища. Усе це вимагає високого рівня і якостей вивчення природних умов створу будівництва гідровузла й прилягаючих територій. При цьому найважливіше первісне значення мають інженерні вишукування й дослідження у розв'язанні завдань комплексного використання водних ресурсів і створення оптимально працюючої енергетичної системи, що найбільше повно відповідає вимогам економічної ефективності, високого рівня технічних рішень, високої надійності й екологічної чистоти.

Важливим прикладом всебічного підходу до проблем експлуатації гідроенергетичних вузлів може служити **Комплекс захисних гідротехнічних споруджень** на водоймищах Дніпровського каскаду. До складу захисного комплексу входять: 308,4 *Км* захисних дамб із напором від 3 до 15 м, 759 *Км* берегоукріплювальних споруджень, 31 насосна станція із загальною подачею води 520 m^3/c , три компресорні станції з подачею стисненого повітря 550 $m^3/хв$, 25 *Км* протифільтраційних завіс (в їх складі - 370 водопонижувальних свердловин). Зазначені гідротехнічні спорудження забезпечують захист від затоплення й підтоплення 22 масиви загальною площею 198 *тис. га*. де розташовано 190 населених пунктів, проживає більш 400 *тис.* людей і розміщено 700 підприємств. Загальна площа захищених сільгоспугідь становить 150 *тис. га*. Захищені від руйнування берегів, затоплення й підтоплення зони міст Києва, Черкас, Кременчука, Переяслав-Хмельницького. Світловодська, Нікополя, Марганця, Каховки та ін.

При створенні нових водоймищ необхідно враховувати період його „хвороби“, тобто час формування якості води відразу після наповнення. Цей період може бути істотно скорочений за рахунок якісної підготовки чаші водоймища під затоплення.

Важливим напрямом підвищення ефективності комплексного використання водних ресурсів є реконструкція існуючих гідроенергетичних вузлів. Ефект від реконструкції ГЕС розподіляється на прямий, непрямий та сполучений. До прямого відноситься: збільшення площі дзеркала, загального і корисного об'ємів водосховищ, підвищення виробництва електроенергії,

збільшення об'ємів кормових організмів для риб та покращення умов водосховищ для рибництва, збільшення площ для промислової фауни, збільшення вилову риби, у тому числі рослиноїдної.

До непрямого ефекту відноситься: приріст вартісної оцінки функції вищої водної рослинності - аераційної, берегозахисної, водоочищувальної, сільськогосподарської, кормової, збільшення промислової фауни та рибних ресурсів.

Сполучений ефект досягається за рахунок одержання додаткового прибутку внаслідок збільшення виробництва електроенергії, об'ємів водних ресурсів, збільшення рибних запасів та вилову риби, збільшення промислової фауни, вирощування та використання продуктивних трав'яних (багаторічних) культур на землях, що потребують захисту від підтоплення, розвитку бджільництва на площах з медоносними травами, організації курортно-санаторної мережі та баз відпочинку.

Значна увага при екологічному обґрунтуванні розвитку та реконструкції ГЕС повинна приділятися обґрунтуванню заходів щодо зменшення рівня екологічного ризику, спричиненого шкідливою дією вод внаслідок підвищення НПР на водосховищах (захисту від затоплення та підтоплення або переселення населення і перенесення об'єктів господарства), обслідуванню стану водоохоронних територій у разі запропонованої перебудови.

Головний нормативний документ, яким необхідно при цьому керуватися, це - Державні будівельні норми ДБН А.2.2-1-95 „Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд. Основні положення проектування⁴⁴. На основі вимог цього нормативного документу виконується розробка матеріалів ОВНС у складі передпроектної (техніко-економічне обґрунтування - ТЕО або техніко- економічні розрахунки - ТЕР) та проектно-кошторисної документації на нове будівництво, розширення, реконструкцію і технічне переоснащення гідроенергетичних споруд та обладнання, визначаються основні вимоги до складу і змісту цих матеріалів.

До ОВНС обов'язково включаються такі складові:

- характеристика сучасного стану території району та майданчика (траси), будівництва або їх варіантів;
- визначення переліку можливих екологічно небезпечних впливів (далі ~

впливів) і зон впливів проекрованої діяльності на навколишнє середовище по варіантах розміщення;

- визначення масштабів та рівнів впливів проекрованої діяльності на навколишнє середовище в нормальних та аварійних умовах;

- прогноз змін стану навколишнього середовища відповідно до переліку впливів при будівництві, експлуатації, ліквідації об'єктів проекрованої діяльності та імовірних аварійних ситуаціях;

- визначення комплексу заходів щодо попередження або обмеження впливів проекрованої діяльності на навколишнє середовище, необхідних для дотримання вимог природоохоронного законодавства та нормативних документів;

- визначення еколого-економічних наслідків реалізації проекрованої діяльності та залишкових впливів на навколишнє середовище.

Розробка наукового обґрунтування заходів з інженерного та біотехнічного упорядкування водоохоронних зон та прибережних захисних смуг водосховищ повинна здійснюватися на основі розрахунку балансу біогенних елементів та залишкового біогенного навантаження з площинних і точкових забруднювачів, на основі планування заходів з упорядкування водоохоронних зон та прибережних захисних смуг.

Положення, висновки та рекомендації з наукового обґрунтування відновлення та реконструкції малих ГЕС є необхідною основою для державної екологічної експертизи проектів реконструкції та розвитку великих і малих гідроелектростанцій.

Комплексний підхід до екологічного обґрунтування розвитку та реконструкції великих і малих ГЕС є неодмінною основою для виконання завдань, поставлених перед фахівцями різних профілів знань для прийняття екологічно обґрунтованих рішень щодо функціонування господарських комплексів у сучасний період для забезпечення прогресу і розвитку галузей економіки України.

ПЕРЕЛІК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Основи проектування гідроенергетичних вузлів / Самойленко С.Г. - Запоріжжя, ЗДІА, 2011.-388 с.
2. Малі річки України. Довідник / За редакцією А.В. Яцика. Київ: «Урожай», 1991. – 294 с.
3. Васько П.Ф, Мороз А.В. Потенціал використаннягідроенергетичних ресурсів основних малих річок України. Відновлювана енергетика. 2016. № 3. С. 50–56.
4. Васько П.Ф, Мороз А.В., Ібрагімова М.Р. Мала гідроенергетика в структурі електроенергетичної галузі України. Відновлювана енергетика. 2015. № 3. С. 53–61.
5. Бриль А.О., Васько П.Ф., Мороз А.В. Технічнийпотенціал гідроенергетичних ресурсів малих річок України з урахуванням природоохоронних обмежень. Гідроенергетика України. 2019. № 3-4. С.47–51.
6. Guiding Principles on Sustainable Hydropower [Електронний ресурс] // International Commission for the. Protection of the Danube River. – Режим доступа: <http://www.icpdr.org/main/activities-projects/hydropower>.
7. Закон України № 534-XIV від 19.03.1999 «Про ратифікацію Конвенції про оцінку впливу на навколишнє середовище у транскордонному контексті» [Електронний ресурс] // Верховна Рада України, 1999. – Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/534-14>.
8. Berger, V. Ja., André Niemann, T. Frehmann and Heinz Brockmann. “Advanced energy recovery strategies for wastewater treatment plants and sewer systems using small hydropower.”. 2014.
9. Paul Breeze. Hydropower. Academic Press, 2018.
10. В. Вовчак, О. Тесленко, О. Самченко. Мала гідроенергетика України. Інститут проблем екології та енергозбереження. — К., 2018. — Т. II. Технологічні особливості малих ГЕС. — 145 с.
11. Hermod Brekke. Hydraulic turbines: Design, Erection and Operation Norwegian University of Science and Technology, Norway. 2015. 319 p.
12. Ramos H. Guidelines for design of small hydropower plants. WREAN and DED. Belfast, North Ireland. 2000. 206 p.
13. Bendat, Julius S., and Allan G. Piersol. 2000. Random data: analysis and measurement procedures. New York: Wiley.
14. Лобода Н.С. Овчарук В.А. Гідрологічні розрахунки: Конспект лекцій. – Одеса, 2005.- 175 с.
15. Chapman, Stephen J. 2005. Electrical Machinery Fundamentals. 4th Ed. New York: McGraw Hill.
16. Кудря С.О., Головка В.М. Основи конструювання енергоустановок з відновлюваними джерелами енергії. - К.: НТУУ «КПІ», 2009. - 202 с.
17. Лежнюк П.Д., Нікіторович О.В., Кулик В.В. Малі гідроелектростанції з асинхронними генераторами. – Вінниця: ВНТУ, 2011. - 142 с.