

Міністерство освіти і науки України
Національний університет водного господарства
та природокористування

О. А. Рябенко

ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ В ОСОБЛИВИХ
ПРИРОДНО-КЛІМАТИЧНИХ УМОВАХ

ПІДРУЧНИК

Рівне 2024

УДК 621.311.21:504(075.8)

P98

Рецензенти:

Сафоник Андрій Петрович, доктор технічних наук, професор, директор Навчально-наукового інституту енергетики, автоматики та водного господарства Національного університету водного господарства та природокористування, м. Рівне;

Чернюк Володимир Васильович, доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри гідротехніки та водної інженерії Національного університету «Львівська політехніка», м. Львів;

Яхно Олег Михайлович, доктор технічних наук, професор, заслужений діяч науки і техніки України, професор кафедри прикладної гідроаеродинаміки Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут», м. Київ.

*Затверджено Вченою радою Національного університету
водного господарства та природокористування.
Протокол № 7 від 05 липня 2024 р.*

Рябенко О. А.

P98 Гідроелектростанції в особливих природно-кліматичних умовах : підручник. – Рівне: НУВГП, 2024. – 192 с.

ISBN 978-966-327-595-6

Викладено специфіку проектування, будівництва і експлуатації гідроелектростанцій в особливих природно-кліматичних умовах. Висвітлено вплив місцевих умов в областях з тропічним і холодним кліматом, територіях зони вічної мерзлоти, сейсмічних і гірських районах на розрахунки, конструкції методи будівництва і експлуатації будівель ГЕС та інших споруд гідроенергетичних об'єктів. Виявлено об'єктивні тенденції та перспективні напрямки розвитку гідроенергетики та вплив ГЕС і ГАЕС на забезпечення надійної і стійкої роботи об'єднаних енергетичних систем. Розглянуто комплекс прикладних задач, пов'язаних з визначенням характеристик тунелів, розрахунками сміттєзатримуючих решіток водоприймачів ГЕС в областях з холодним кліматом, встановленням висотного положення осі турбін у гірських районах.

Для здобувачів вищої освіти та аспірантів, спеціальностей 145 Відновлювані джерела енергії та гідроенергетика, 192 Будівництво та цивільна інженерія, 194 Гідротехнічне будівництво, водна інженерія та водні технології, а також інженерно-технічних працівників у галузях гідроенергетики та водного господарства.

УДК 621.311.21:504(075.8)

ISBN 978-966-327-595-6

© О. А. Рябенко, 2024

© Національний університет
водного господарства та
природокористування, 2024

Зміст

| | Стр. |
|---|------|
| ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ | 7 |
| ВСТУП | 10 |
| РОЗДІЛ 1. СТАН І ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ В ОБЛАСТЯХ З ОСОБЛИВИМИ ПРИРОДНО-КЛІМАТИЧНИМИ УМОВАМИ. ХАРАКТЕРИСТИКА КЛІМАТИЧНИХ УМОВ | 13 |
| 1.1. Господарське значення гідроенергетики в областях з особливими природно-кліматичними умовами | 13 |
| 1.2. Вплив змін клімату та інших глобальних факторів на використання гідравлічних електростанцій | 18 |
| 1.3. Регулювання нерівномірності графіка споживання електричної енергії | 19 |
| 1.4. Роль ГАЕС у регулюванні роботи енергетичної системи. Додаткові функції ГАЕС | 20 |
| 1.5. Використання гідроенергетичного потенціалу планети | 27 |
| 1.6. Загальна характеристика особливих природно-кліматичних умов | 29 |
| 1.6.1. Клімат та кліматоформуючі фактори | 29 |
| 1.6.2. Основні типи кліматів та природно-кліматичних зон на Землі | 29 |
| 1.7. Вплив місцевих чинників на процес будівництва гідроелектростанцій | 31 |
| 1.8. Перспективи розвитку гідроенергетики в особливих природно-кліматичних умовах | 32 |
| Задача № 1 Визначення глибини зони відтаювання вічномерзлих порід навколо напірного гідротехнічного тунелю | 34 |
| РОЗДІЛ 2. ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ В ОБЛАСТЯХ З ХОЛОДНИМ КЛІМАТОМ | 36 |
| 2.1. Природно-кліматичні умови в областях з холодним кліматом | 36 |
| 2.1.1. Характеристика холодної кліматичної зони | 36 |
| 2.1.2. Інженерно-геологічні умови в областях з холодним кліматом | 37 |
| 2.1.3. Геокріологічні умови в областях з холодним кліматом | 38 |
| 2.1.4. Режим ґрунтових вод в областях з холодним кліматом | 39 |
| 2.1.5. Гідрологічні умови в областях з холодним кліматом | 40 |
| 2.1.6. Вплив гідроенергетичного будівництва на навколишнє середовище в областях з холодним кліматом | 42 |

| | | |
|---------|--|----|
| 2.2. | Конструктивні особливості споруд гідроенергетичних вузлів в областях з холодним кліматом | 44 |
| 2.2.1. | Загальне | 44 |
| 2.2.2. | Земляні греблі | 44 |
| 2.2.3. | Глухі бетонні греблі | 46 |
| 2.2.4. | Особливості влаштування водоскидних споруд | 48 |
| 2.2.5. | Водозливні греблі | 49 |
| 2.2.6. | Берегові водоскиди | 51 |
| 2.2.7. | Влаштування мерзлотної завіси під береговими водоскидами | 55 |
| 2.2.8. | Водосховища | 56 |
| 2.2.9. | Пропуск льоду через гідровузли в областях з холодним кліматом | 57 |
| 2.2.10. | Гідроенергетичні тунелі | 58 |
| 2.2.11. | Виконання підземних робіт у мерзлих ґрунтах | 60 |
| 2.2.12. | Влаштування цементацийних завіс у мерзлих ґрунтах | 61 |
| 2.2.13. | Забезпечення надійності роботи механічного обладнання при низьких температурах | 63 |
| 2.3. | Характеристика сучасного стану гідроенергетики та конструктивні особливості гідроелектростанцій в областях з холодним кліматом | 64 |
| 2.3.1. | Загальна характеристика гідроенергетики в областях з холодним кліматом | 64 |
| 2.3.2. | Руслові гідроелектростанції | 65 |
| 2.3.3. | Пригребельні гідроелектростанції | 69 |
| 2.3.4. | Підземні гідроелектростанції | 71 |
| 2.3.5. | Напівпідземні гідроелектростанції | 74 |
| 2.3.6. | Особливості конструкцій і роботи водоприймачів гідроелектростанцій в областях з холодним кліматом | 76 |
| 2.3.7. | Сміттєзатримуючі решітки ГЕС | 78 |
| 2.3.8. | Особливості влаштування генераторів і трансформаторів гідроелектростанцій в областях з холодним кліматом | 81 |
| 2.3.9. | Особливості влаштування розподільчих пристроїв гідроелектростанцій в областях з холодним кліматом | 82 |
| 2.4. | Аналіз аварій та пошкоджень споруд гідроенергетичних вузлів в областях з холодним кліматом | 83 |
| | Задача № 2 Визначення товщини бетонної та залізобетонної обробок безнапірних гідротехнічних тунелів | 84 |
| | Задача № 3 Визначення товщини залізобетонної обробки напірних гідротехнічних тунелів круглої форми | 85 |
| | Задача № 4 Визначення товщини залізобетонної обробки напірних гідроенергетичних тунелів круглої форми | 87 |
| | Задача № 5 Визначення розмірів залізобетонного анкерного кріплення склепіння тунелів без обробки | 89 |

| | |
|--|-----|
| Задача № 6 Визначення розмірів залізобетонного анкерного кріплення бокових стін тунелів без обробки | 92 |
| Задача № 7 Визначення втрат напору на сміттєзатримуючій решітці водоприймачів ГЕС | 97 |
| Задача № 8 Визначення потужності електричного струму, необхідної для обігрівання поверхні сміттєзатримуючої решітки водоприймача ГЕС при рівномірному підведенні тепла до стержнів | 98 |
| Задача № 9 Визначення потужності електричного струму, необхідної для обігрівання поверхні сміттєзатримуючої решітки водоприймача ГЕС при диференційованому підведенні тепла до стержнів | 99 |
| РОЗДІЛ 3. ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ В ОБЛАСТЯХ З ТРОПІЧНИМ КЛІМАТОМ | 101 |
| 3.1. Природно-кліматичні умови в областях з тропічним кліматом | 101 |
| 3.1.1. Характеристика тропічної кліматичної зони та типи кліматів у цій зоні | 101 |
| 3.1.2. Кліматичні умови в областях з тропічним кліматом | 101 |
| 3.1.3. Інженерно-геологічні умови в областях з тропічним кліматом | 102 |
| 3.1.4. Гідрологічні умови в областях з тропічним кліматом | 104 |
| 3.1.5. Кліматичні фактори тропічного поясу | 106 |
| 3.1.6. Методи боротьби з негативною дією кліматичних факторів тропічного поясу | 108 |
| 3.2. Конструктивні особливості споруд гідроенергетичних вузлів в областях з тропічним кліматом | 109 |
| 3.2.1. Загальне | 109 |
| 3.2.2. Бетонні греблі | 111 |
| 3.2.3. Ґрунтові греблі | 115 |
| 3.2.4. Водоскиди в межах напірного фронту | 117 |
| 3.2.5. Берегові водоскиди | 124 |
| 3.2.6. Водосховища | 125 |
| 3.3. Характеристика сучасного стану гідроенергетики та конструктивні особливості гідроелектростанцій в областях із тропічним кліматом | 128 |
| 3.3.1. Загальна характеристика розвитку гідроенергетики в областях із тропічним кліматом | 128 |
| 3.3.2. Характеристика найпотужніших гідроелектростанцій в областях із тропічним кліматом і перспективи їх будівництва | 130 |
| 3.3.3. Відкриті гідроелектростанції | 134 |
| 3.3.4. Напіввідкриті гідроелектростанції | 136 |
| 3.3.5. Будівлі гідроелектростанцій закритого типу з полегшеним шатром | 137 |

| | | |
|--|---|-----|
| 3.3.6. | Особливості гідроенергетики в областях з сухим тропічним кліматом | 139 |
| 3.4. | Аналіз аварій і пошкоджень споруд гідроенергетичних об'єктів у областях з тропічним кліматом | 140 |
| Задача № 10 Визначення довжини відльоту струмини від водозливної греблі з трампліном | | 144 |
| РОЗДІЛ 4. ОКРЕМІ ПИТАННЯ ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ В ОСОБЛИВИХ ПРИРОДНО-КЛІМАТИЧНИХ УМОВАХ | | 146 |
| 4.1. | Гідроенергетика у сейсмічних районах | 146 |
| 4.1.1. | Сейсмічні умови | 146 |
| 4.1.2. | Врахування сейсмічних умов при проектуванні, будівництві і експлуатації гідроелектростанцій | 148 |
| 4.2. | Гідроенергетика у гірських районах | 151 |
| 4.2.1. | Особливості природних умов у гірських районах..... | 151 |
| 4.2.2. | Врахування місцевих умов при створенні гідроенергетичних об'єктів у гірських районах..... | 152 |
| 4.2.3. | Приклади використання ГЕС і ГАЕС у гірських районах..... | 153 |
| 4.2.4. | Визначення положення осі турбін з урахуванням висотного розташування гідроелектростанцій | 158 |
| 4.3. | Будівництво гідроелектростанцій у кілька етапів | 160 |
| 4.4. | Будівництво гідроелектростанцій на прикордонних річках . | 162 |
| 4.5. | Елегазові вимикачі та КРУЕ | 163 |
| 4.6. | Використання малих гідроелектростанцій | 166 |
| 4.7. | Аналіз аварій та пошкоджень споруд гідроенергетичних об'єктів у гірських і сейсмічних районах | 170 |
| Задача № 11 Визначення енергії землетрусу | | 172 |
| Задача № 12 Визначення висотного положення осі радіально-осьової турбіни з вертикальним валом | | 173 |
| Задача № 13 Визначення висотного положення осі поворотно-лопатевої турбіни з вертикальним валом | | 174 |
| ЛІТЕРАТУРА | | 175 |
| Додаток А | | 186 |
| Додаток Б | | 191 |

Перелік умовних позначень

- A – амплітуда розглядуваного землетрусу, мм;
 A^* – амплітуда стандартного землетрусу, мм;
 a – віддаль між анкерами по висоті тунелю, м;
 a_0 – віддаль між анкерами по довжині тунелю, м;
 B – максимальна ширина безнапірного тунелю, м;
 B_0 – прогін виробки, м;
 B_0^* – ширина можливої призми зсуву вгорі тунелю, м;
 v – віддаль між стержнями решітки, м;
 v_0 – висота напрямного апарату, м;
 c – внутрішнє зчеплення породи, $\text{Н}\cdot\text{м}^{-2}$; $\text{Тс}\cdot\text{м}^{-2}$;
 c_p – швидкість поширення поздовжніх сейсмічних хвиль, $\text{м}\cdot\text{с}^{-1}$;
 c_s – швидкість поширення поперечних сейсмічних хвиль, $\text{м}\cdot\text{с}^{-1}$;
 D – діаметр тунелю, м;
 d – діаметр стержня решітки, м;
 E – енергія землетрусу, Дж;
 e^H – нормативне значення горизонтального гірничого тиску, $\text{Н}\cdot\text{м}^{-2}$; $\text{Тс}\cdot\text{м}^{-2}$;
 Fr – число Фруда потоку на сході з носка трампліна;
 f_m – коефіцієнт міцності гірських порід;
 G – геотермічний градієнт породи, $^{\circ}\text{С}\cdot\text{м}^{-1}$;
 g – прискорення вільного падіння, $\text{м}\cdot\text{с}^{-2}$;
 H – напір, м;
 $H_{\text{скл}}$ – висота склепіння тунелю, м;
 $H_{\text{ст}}$ – висота стіни прямокутної частини профілю тунелю, м;
 H_s – висота відсмоктування турбіни, розташованої на певній висоті над рівнем моря, м;
 h_1 – глибина струмини над верхнім краєм носка трампліна, м;
 $h_{\text{закл}}$ – глибина закладання осі тунелю під поверхнею землі, м;
 $h_{\text{н.т}}$ – глибина розмерзання вічномерзлих порід над тунелем, м;
 $h_{\text{п}}$ – глибина порушеної зони скельних порід при проходці тунелів вибуховим способом, м;
 $h_{\text{пр}}$ – висота привантаження, м;
 $h_{\text{п.т}}$ – глибина розмерзання вічномерзлих порід під тунелем, м;
 h_s – висота відсмоктування турбіни, розташованої на рівні моря, м;
 h_w – втрати напору на решітці, м;
 K – модуль об'ємної деформації ґрунту;
 k – коефіцієнт запасу;
 k_0 – коефіцієнт питомого пружного відпору породи, $\text{Н}\cdot\text{см}^{-3}$;
 k_1 – коефіцієнт, що враховує міцність та тріщинуватість гірських порід;
 k_a – коефіцієнт аерації струмини;
 k_v – коефіцієнт виробки;
 $k_{\text{пр}}$ – коефіцієнт привантаження;

L_1 – довжина відльоту струмини від носка трампліна до точки перетину осі струмини з поверхнею нижнього б'єфу, м;
 L_2 – довжина відльоту струмини від носка трампліна до точки перетину осі струмини з дном нижнього б'єфу, м;
 $L_{ц.з}$ – глибина цементної завіси, м;
 l – ширина стержнів решітки, м;
 l_a – довжина анкера, м;
 $l_{a.i}$ – довжина довільного анкера, м;
 l_3 – глибина заглиблення анкерів у непорушену зону, м;
 l_i – активна довжина довільного анкера, тобто довжина відрізка між контуром виробки і площиною ковзання, м;
 M – магнітуда землетрусу;
 N – потужність електричного струму необхідна для обігрівання квадратного метра поверхні стержнів решітки, кВт·м⁻²;
 N_a – несуча здатність анкера, Н; Тс;
 n – коефіцієнт перевантаження;
 P – внутрішній тиск води в тунелі, МПа;
 P_0 – внутрішній тиск води в тунелі, що сприймається обробкою, МПа;
 P_n – внутрішній тиск води в тунелі, що сприймається породою, МПа;
 p – внутрішній тиск води у ключі тунелю, МПа;
 q – розрахункове значення вертикального гірничого тиску, Н·м⁻²; Тс·м⁻²;
 q^n – нормативне значення вертикального гірничого тиску, Н·м⁻²; Тс·м⁻²;
 R_a – розрахунковий опір стержня на розтягування, Н·см⁻²; кгс·см⁻²;
 r – внутрішній радіус тунелю круглої форми поперечного перерізу, м;
 s – товщина стержнів решітки, м;
 T – перевищення рівня верхнього б'єфу над верхнім краєм носка трампліна, м;
 T_0 – перевищення рівня верхнього б'єфу над верхнім краєм носка трампліна з врахуванням швидкості підходу, м;
 T_e – температура води в тунелі, °С;
 T_{II} – температура породи навколо тунелю на глибині річних нульових амплітуд температури, °С;
 t – глибина нижнього б'єфу, м;
 t_p – глибина води у воронці розмиву, м;
 $t_{вод}$ – температура води, °С;
 $t_{реш}$ – температура решітки, °С;
 V – швидкість руху води на решітці, м·с⁻¹;
 V_I – швидкість струмини на сході з носка трампліна, м·с⁻¹;
 V_{II} – швидкість підходу води, м·с⁻¹;
 Z – різниця рівнів верхнього і нижнього б'єфів, м;
 α – коефіцієнт теплопередачі від металу до води, кВт·м⁻²·°С⁻¹;
 α_0 – кут нахилу вектору швидкості на верхньому краю носка трампліну до горизонту, град;
 α_n – кут нахилу носка трампліну до горизонту, град;

β_ϕ – коефіцієнт форми стержнів;
 γ – кут нахилу решітки до горизонту, град;
 δ_0 – висота положення осі струмини в перерізі по верхньому краю носка трампліна над рівнем нижнього б'єфу, м;
 δ_b – товщина бетонної обробки тунелю, м;
 δ_{zb} – товщина залізобетонної обробки тунелю, м;
 ζ – коефіцієнт втрати напору на решітці;
 Θ – кут нахилу лінії зсуву до горизонту, град;
 ρ – щільність середовища поширення сейсмічних хвиль, $\text{кг}\cdot\text{м}^{-3}$;
 τ_a – розрахункове зчеплення стержня анкера із розчином, $\text{Н}\cdot\text{см}^{-2}$; $\text{кГс}\cdot\text{см}^{-2}$;
 φ – коефіцієнт швидкості;
 φ_m – умовний коефіцієнт внутрішнього тертя гірських порід, град;
 χ – периметр поперечного перерізу стержня решітки, м;
 ∇ – абсолютна відмітка розташування турбіни над рівнем моря, м.

ВСТУП

Розвиток сучасного суспільства супроводжується збільшенням виробництва промислової і сільськогосподарської продукції, нарощенням виробітку національного валового продукту. Вирішення цих важливих проблем потребує відповідного збільшення обсягів вироблюваної електричної енергії. Для цього використовують теплові (ТЕС), атомні (АЕС) електричні станції та станції на відновлюваних джерелах енергії – водного потоку, вітру, сонця, біопалива та відходів.

Особливе місце серед названих типів електричних станцій займають гідравлічні електричні станції, які використовують відновлювану енергію водного потоку, виробляючи дешеву електричну енергію, а також здійснюють регулювання роботи об'єднаних енергетичних систем. В межах представленого курсу під терміном «Гідравлічні електричні станції» будемо мати на увазі лише звичайні гідравлічні (ГЕС) та гідроаккумуляційні (ГАЕС) електричні станції, а припливні (ПЕС) і хвильові (ХЕС) гідравлічні електростанції, які мають свою специфіку, тут окремо розглядати не будемо.

Існуючий стан світової гідроенергетики на кінець 2021 р. можна охарактеризувати таким чином: сумарна встановлена потужність гідравлічних електростанцій дорівнює 1360,4 ГВт, виробіток електричної енергії – 4252 ТВт·год, приріст встановленої потужності ГЕС і ГАЕС у 2021 р. – 27,3 ГВт.

Можливість забезпечення постійно зростаючих потреб суспільства в електричній енергії за рахунок її виробництва на ГЕС і ГАЕС має хороші перспективи. Загальний гідроенергетичний потенціал планети оцінюється значенням 3800 ГВт. З врахуванням водних ресурсів, що знаходяться в трубопроводах і каналах зрошувальних, промислових, комунальних та інших систем, невикористаний (залишковий) гідроенергетичний потенціал планети у 2021 р. становить 1923 ГВт, що складає 50,6% загального значення.

За таких обставин надзвичайно перспективною є ідея будівництва гідравлічних електростанцій на територіях з особливими природно-кліматичними умовами. До таких територій відносяться області з холодним і тропічним кліматом, а також сейсмічні і гірські райони. Яскравим прикладом інтенсивного розвитку гідроенергетики на цих територіях можуть слугувати такі країни, як Китай, Бразилія, Норвегія, Індія, Непал, Японія, Туреччина та інші.

В останні десятиріччя в гідроенергетиці намітилися тенденція широкого використання гідроаккумуляційних електричних станцій. Такі станції певний час доби працюють у турбінному режимі, використовуючи запаси води верхньої водойми і виробляючи дорогу гостродефіцитну пікову енергію, а частину доби – в насосному режимі, перекачуючи воду з нижнього водоймища у верхнє і споживаючи при цьому дешеву нічну електричну енергію. Гнучкий режим роботи ГАЕС дозволяє регулювати нерівномірність графіка навантажень енергетичної системи.

Останнім часом істотно розширився обсяг функцій ГАЕС при їх роботі в енергетичній системі. В додаток до первинної їх функції виробництва гостродефіцитної пікової електроенергії та заповнення провалів на добовому графіку навантажень системи виявилася можливість використання гідроаккумуляційних електростанцій для виконання додаткових функцій.

Такою додатковою функцією ГАЕС є задоволення зростаючих потреб енергоринку, які полягають у регулюванні основних робочих параметрів енергосистеми, поліпшенні якості енергетичної енергії, створенні резерву для підтримки і відновлення частоти. Додатковою функцією ГАЕС також є можливість їх використання для акумулювання «надлишків» енергії, генерованої вітровими і сонячними електростанціями.

Реалізація зазначених додаткових функцій дозволяє підвищити стійкість роботи енергетичних систем та підвищити надійність технологічного обладнання атомних і теплових електростанцій, які завдяки впливу ГАЕС мають можливість працювати в оптимальних режимах. ГАЕС активно застосовують не тільки у помірній кліматичній зоні, а й в областях з особливими природно-кліматичними умовами.

На перспективи розвитку гідроенергетики великий вплив мають глобальні процеси, що відбуваються в суспільстві. Громадськість та відповідні наукові установи відмічають тенденцію глобальних змін клімату, які полягають у підвищенні температури навколишнього середовища. У Кіотському протоколі (1997 р.) зазначається, що однією з причин такого становища є виробнича і побутова діяльність людини, пов'язана з викидами в атмосферу парникових газів. Для зменшення таких викидів Кіотський протокол зобов'язує розвинені країни та країни з перехідною економікою скоротити або стабілізувати викиди парникових газів у 2008–2012 роках до рівня 1990 року. Реалізація таких планів ґрунтується на закритті вугільних шахт і теплових електростанцій, що працюють на вугіллі. Враховуючи вимоги «декарбонізації» виробництва, Англія закрила свої вугільні шахти. Франція у 2018 р. проголосила про плани закриття всіх своїх вугільних електростанцій до 2022 р., хоча у подальшому реалізація цих планів була відкладена до 2035 р.

Як вже було сказано раніше, атомні електростанції відіграють велику роль в забезпеченні суспільства електричною енергією. Проте після аварій на Чорнобильській АЕС (1986 р.) та АЕС Фукусіма (2011 р.) посилилась недовіра населення щодо надійності таких станцій. Німеччина прийняла рішення про повне закриття своїх атомних електростанцій. Із 175 атомних електричних реакторів, що працювали в 2011 р., у цій країні наразі працюють лише три АЕС, термін дії яких було продовжено на певний період.

Важливо підкреслити, що згадані кардинальні кроки здійснюються далеко не всі країни. Проте в умовах деякого обмеження роботи вугільних і атомних електростанцій виникає потреба відповідної компенсації виробництва електричної енергії. У цьому відношенні зростає роль електростанцій інших типів, а особливо гідравлічних. У Декларації Сан Хосе про стійку

гідроенергетику (2021 р.) наголошується про необхідність подвоєння сукупних гідроенергетичних потужностей до 2050 р.

Проектування, будівництво та експлуатація ГЕС і ГАЕС на малообжитих територіях мають певні ускладнення, пов'язані із специфікою областей з особливими природно-кліматичними умовами. Високі і низькі температури довкілля, наявність вічної мерзлоти, сейсмічні, гірські та інші умови району будівництва істотно впливають на роботу і конструкції будівель ГЕС і ГАЕС та інших споруд гідроенергетичних об'єктів. Класичні конструкції відкритих і напіввідкритих будівель гідроелектростанцій є неприйнятними у холодній кліматичній зоні. Дуже важливими є умови експлуатації водоприймачів ГЕС у цій зоні. Серйозні ускладнення виникають у процесі будівництва і експлуатації гідроелектростанцій в областях із спекотним кліматом, пов'язані з високими температурами навколишнього середовища та можливостями виникнення пилових бур і торнадо.

Метою курсу «Гідроелектростанції в особливих природно-кліматичних умовах» є вивчення специфіки конструювання, розрахунків, проектування, будівництва і експлуатації гідроенергетичних об'єктів, що знаходяться під дією тропічного і холодного кліматів, умов вічної мерзлоти, високої сейсмічності, гірського розташуванням споруд та інших природно-кліматичних факторів. Розгляд практичних задач, пов'язаних з розрахунками обробки безнапірних і напірних тунелів в умовах вічної мерзлоти, положення відмітки осі турбін у гірських районах та ін., сприяє ліпшому засвоєнню теоретичного матеріалу. Для кращого сприйняття читачами висвітленого матеріалу в підручник для порівняння включена також відповідна інформація про українську гідроенергетику.

Важливість курсу «Гідроелектростанції в особливих природно-кліматичних умовах» викликана потребою якісної і різносторонньої підготовки фахівців у галузі гідроенергетики для проектних, будівельних і експлуатаційних організацій. Провідні українські проектні організації ПрАТ «Укргідропроєкт» (м. Харків), СПКТБ «Запоріжгідросталь» (м. Запоріжжя), ПрАТ «Укрводпроєкт» (м. Київ) виконують величезну роботу з проектування гідроенергетичних і водогосподарських об'єктів у В'єтнамі, Мексиці, Іраку, Венесуелі, Індії, Лаосі, Ефіопії, Алжирі, Тунісі, Грузії, Молдові та інших країнах.

В НУВГП та інших закладах вищої освіти України за спеціальністю 145 «Відновлювані джерела енергії та гідроенергетика» навчалися і навчаються студенти з Непалу, Алжиру, Марокко, Екваторіальної Гвінеї, Екватору та інших країн. При підготовці вітчизняних і закордонних фахівців гідроенергетичного і водогосподарського профілю свій багатий досвід використовують викладачі, які працювали в таких країнах, як Алжир, Туніс, Гвінея, Малі, Куба, Афганістан, Кампучія та ін.

Автор висловлює глибоку вдячність колегам Миронець Т.Д., Мосійчук Н.І., Катюшець Л.В., Ключі О.О., Галич О.О., Тимошуку В.С., Поплавському Д.М. за підготовку матеріалів рукопису.

РОЗДІЛ 1. СТАН І ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ В ОБЛАСТЯХ З ОСОБЛИВИМИ ПРИРОДНО-КЛІМАТИЧНИМИ УМОВАМИ. ХАРАКТЕРИСТИКА КЛІМАТИЧНИХ УМОВ

1.1. Господарське значення гідроенергетики в областях з особливими природно-кліматичними умовами

Техніко-економічний розвиток держав, нарощення виробництва промислової і сільськогосподарської продукції, впровадження нових технологій у виробничі і побутові сфери діяльності людини ґрунтуються на споживанні великих обсягів електричної енергії. Потреби суспільства в енергії забезпечують теплові (ТЕС), атомні (АЕС), гідравлічні (ГЕС), вітрові (ВЕС), сонячні (СЕС) електричні станції та станції на біопаливі та відходах. Традиційно великий обсяг виробництва електричної енергії забезпечують теплові та атомні електростанції. Але в останні десятиріччя постійно зростає доля електричної енергії, що виробляється із відновлюваних джерел енергії – енергії води, вітру, сонця, біопалива та відходів. Наразі в Євросоюзі ТЕС генерують 37%, АЕС – 25%, станції на відновлюваних джерелах – 38% вироблюваної енергії [1]. Для порівняння зазначимо, що в Україні АЕС забезпечують 46,8%, ТЕС – 33,5%, станції на відновлюваних джерелах – 19,7% вироблюваної енергії [2].

Велику роль у забезпеченні суспільства електричною енергією відіграють гідравлічні електричні станції, які використовують кінетичну і потенціальну енергію води. У широкому розумінні терміну «Гідравлічні електричні станції» до цього класу споруд відносять класичні гідравлічні (ГЕС), гідроакumuлюючі (ГАЕС), припливні (ПЕС) і хвильові (ХЕС) електростанції. Проте в межах представленого підручника при розгляді гідравлічних електростанцій основна увага буде приділятися лише класичним ГЕС та ГАЕС. Установлена потужність гідравлічних електричних станцій та виробіток ними електричної енергії станом на кінець 2021 р. у регіонах світу наведені у табл. 1.1, а в окремих країнах цих регіонів – у додатку А.

Значна частина інформації про використання ГЕС і ГАЕС в різних країнах і регіонах світу запозичена із звіту Міжнародної асоціації гідроенергетики за 2022 р. [3]. При цьому територія планети розділена на шість регіонів наступним чином:

- Північна і Центральна Америка,
- Південна Америка,
- Європа,
- Південна і Центральна Азія,
- Східна Азія і країни Тихого океану,
- Африка.

Певна частина території цих регіонів відноситься до областей з особливими природно-кліматичними умовами.

Таблиця 1.1

Установлена потужність гідралічних електричних станцій та виробіток ними електричної енергії у регіонах світу в 2021 р.

| № з/п | Регіони | Установлена потужність гідралічних електростанцій (включаючи ГАЕС) | Приріст установленної потужності гідралічних електростанцій (включаючи ГАЕС) у 2021р. | Річний виробіток електричної енергії | Установлена потужність ГАЕС |
|---------------|------------------------------------|--|---|--------------------------------------|-----------------------------|
| | | МВт | МВт | ТВт·год | МВт |
| 1 | Північна і Центральна Америка | 205058 | 1156 | 702 | 22089 |
| 2 | Південна Америка | 176773 | 172 | 614 | 994 |
| 3 | Європа | 254901 | 1087 | 689 | 55050 |
| 4 | Південна і Центральна Азія | 162313 | 1961 | 538 | 7711 |
| 5 | Східна Азія і країни Тихого океану | 522891 | 21897 | 1939 | 75540 |
| 6 | Африка | 38469 | 182 | 146 | 3377 |
| Всього | | 1360405 | 26455 | 4252 | 164761 |

Серед виділених регіонів світу за всіма показниками, наведеними у табл. 1.1, перше місце (з великим відривом) займає регіон Східної Азії і Тихого океану. Хороші показники мають також Європа та Північна і Центральна Америка. Установлена потужність гідралічних електростанцій (включаючи також ГАЕС) у країнах світу за рейтингом у 2021 р. наведена у табл. 1.2. За цим критерієм лідирують Китай, Бразилія, США. Необхідно відмітити високий рівень використання гідралічних електричних станцій в таких країнах, де є території з особливими природно-кліматичними умовами: області з тропічним кліматом – Китай, Бразилія, Індія; області з холодним кліматом – Норвегія, Канада; високогірні райони – Швейцарія, Австрія, Іран; сейсмічні райони – Японія, Туреччина.

Таблиця 1.2

Установлена потужність гідралічних електростанцій та виробіток ними електричної енергії у країнах світу за рейтингом у 2021 р.

| № з/п | Країна | Установлена потужність ГЕС і ГАЕС | Річний виробіток електричної енергії ГЕС і ГАЕС | Установлена потужність ГАЕС |
|---------------|-------------|-----------------------------------|---|-----------------------------|
| | | ГВт | ТВт·год | ГВт |
| 1 | Китай | 391,0 | 1340 | 36,0 |
| 2 | Бразилія | 109,4 | 341 | 0,1 |
| 3 | США | 101,9 | 260 | 22,0 |
| 4 | Канада | 82,3 | 377 | 0,2 |
| 5 | Росія | 55,7 | 229 | 1,4 |
| 6 | Індія | 51,4 | 160 | 4,7 |
| 7 | Японія | 49,6 | 99 | 27,5 |
| 8 | Норвегія | 33,4 | 144 | 1,4 |
| 9 | Туреччина | 31,5 | 55 | 0,0 |
| 10 | Франція | 25,5 | 63 | 5,8 |
| 11 | Італія | 22,6 | 47 | 7,6 |
| 12 | Іспанія | 20,4 | 32 | 6,1 |
| 13 | В'єтнам | 17,3 | 53 | 0,0 |
| 14 | Швейцарія | 16,8 | 39 | 3,0 |
| 15 | Швеція | 16,5 | 71 | 0,1 |
| 16 | Венесуела | 15,4 | 61 | 0,0 |
| 17 | Австрія | 14,7 | 41 | 5,6 |
| 18 | Мексика | 12,6 | 34 | 0,0 |
| 19 | Іран | 12,2 | 24 | 1,0 |
| 20 | Колумбія | 11,9 | 58 | 0,0 |
| 21 | Решта світу | 268,1 | 724 | 42,3 |
| Всього | | 1360,0 | 4252 | 164,8 |

Характерною особливістю сучасного стану розвитку цивілізації є постійне нарощення установленної потужності гідроелектростанцій світу. Такий приріст за 2021 р. у регіонах світу показано у табл. 1.1, а в окремих країнах за рейтингом – у табл. 1.3. Тут лідирують Китай, Канада, Індія.

На територіях з особливими природно-кліматичними умовами великий приріст установленної потужності гідралічних електростанцій у 2021 р. спостерігався у таких країнах: області з тропічним кліматом – Китай, Індія, Індонезія; області з холодним кліматом – Канада, Норвегія; гірські райони Непал, Австрія; сейсмічні райони – Туреччина, Індонезія.

Таблиця 1.3

Приріст установленої потужності гідравлічних електростанцій у країнах світу за рейтингом у 2021 р.

| № з/п | Країна | Додана потужність ГЕС і ГАЕС у 2021р. |
|---------------|-------------|--|
| | | МВт |
| 1 | Китай | 20842 |
| 2 | Канада | 924 |
| 3 | Індія | 803 |
| 4 | Непал | 684 |
| 5 | Лаос | 600 |
| 6 | Туреччина | 513 |
| 7 | Індонезія | 481 |
| 8 | Норвегія | 396 |
| 9 | Україна | 324 |
| 10 | В'єтнам | 222 |
| 11 | Бразилія | 175 |
| 12 | США | 172 |
| 13 | Росія | 167 |
| 14 | Австрія | 150 |
| 15 | Замбія | 150 |
| 16 | Казахстан | 129 |
| 17 | Аргентина | 115 |
| 18 | Філіппіни | 85 |
| 19 | Узбекистан | 76 |
| 20 | Таджикистан | 49 |
| 21 | Решта світу | 239 |
| Всього | | 27296 |

Необхідно відмітити, що у зазначеному рейтингу досить високе дев'яте місце займає Україна.

Важливо мати на увазі, що тенденція нарощення установленої потужності гідравлічних електростанцій світу є стабільною, про що свідчать дані табл. 1.4.

Аналізуючи різні аспекти розвитку світової гідроенергетики, доцільно навести дані про використання ГЕС і ГАЕС країнами-лідерами у цій галузі – Китаєм, Бразилією, США, досягнення яких визначають сучасні тенденції розвитку гідроенергетики світу.

Вагомі результати у цьому напрямку, причому з великим відривом від інших країн, має Китай. Як свідчать дані таблиць 1.2, 1.3 та додатку А, за установленною потужністю ГЕС і ГАЕС (391 ГВт), виробництвом електричної

енергії цими станціями (1340 ТВт·год), установленною потужністю ГАЕС (36 ГВт), приростом установленної потужності ГЕС і ГАЕС у 2021 р. (20,8 ГВт) Китай займає перше місце в світі. Характерно, що у відповідності з довгостроковим планом розвитку ГАЕС Китаю потужність цих станцій у 2025 р. становитиме 62 ГВт, а у 2030 р. – 120 ГВт.

Таблиця 1.4

Приріст установленної потужності гідралічних електростанцій світу (включаючи ГАЕС) за період 2017–2021 років

| № з/п | Параметри | Роки | | | | |
|-------|--------------------------------------|------|------|------|------|------|
| | | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| 1 | Установлена потужність ГВт | 1272 | 1296 | 1313 | 1334 | 1360 |
| 2 | Приріст установленної потужності ГВт | – | 24 | 17 | 21 | 26 |

Бразилія займає друге місце в світі за установленною потужністю ГЕС і ГАЕС (109,4 ГВт) і третє – за виробництвом на них електричної енергії (341 ТВт·год). Установлена потужність ГАЕС Бразилії дорівнює 20 МВт. США займають третє місце в світі за установленною потужністю ГЕС і ГАЕС (101,9 ГВт), четверте – за виробництвом електричної енергії на цих станціях (260 ТВт·год) і третє за установленною потужністю ГАЕС (22 ГВт).

Необхідно підкреслити, що при створенні ГЕС і ГАЕС використовується великий комплекс споруд, що входять до складу гідроенергетичного об'єкта – греблі, дамби, водосховища, водоскиди, водозабори, судноплавні шлюзи тощо. Господарське значення таких об'єктів полягає у комплексному їх використанні для потреб багатьох галузей господарства держави, що дозволяє не тільки генерувати електричну енергію, а й вирішувати проблеми річного і багаторічного регулювання стоку, захисту земель від затоплення повеневими і паводковими водами, водопостачання, зрошення земель, судноплавства, рибництва, рекреаційного відпочинку населення тощо. Від надійності роботи зазначених типів гідротехнічних споруд залежить використання всього гідроенергетичного комплексу [4–6]. Створення нових ГЕС в областях з особливими природно-кліматичними умовами має надзвичайно велике значення, пов'язане з віддаленістю цих територій від економічно розвинених районів і культурних центрів.

1.2. Вплив змін клімату та інших глобальних факторів на використання гідравлічних електростанцій

Проведені дослідження показують, що в останні десятиріччя на нашій планеті спостерігається небезпечна тенденція змін клімату, яка супроводжується підвищенням температури навколишнього середовища. Як зазначено в Кіотському протоколі [7], однією з причин таких змін є виробнича і побутова діяльність людини, пов'язана з викидами в атмосферу парникових газів та наявністю парникового ефекту. Великі обсяги таких газів утворюються при спалюванні вугілля на промислових об'єктах в тому числі і на теплових електростанціях. Необхідність зменшення обсягів викидів парникових газів та потреба «декарбонізації» виробництва потребують виконання ряду намічених заходів, у тому числі закриття вугільних шахт і теплових електростанцій, які працюють на вугіллі.

Відповідно з цим Англія повністю закрила свої вугільні шахти. Франція у 2018 р. проголосила про закриття всіх вугільних електростанцій до 2022 р., збільшення потужності вітрових електростанцій (ВЕС) втричі та сонячних (СЕС) в 5 разів до 2030 р., зменшення генерації електричної енергії на атомних електростанціях на 50% до 2025 р. та збільшення установленної потужності гідроелектростанцій на 500 МВт до 2023 р. У подальшому реалізація цих планів була відкладена до 2035 р. [8; 9].

Великий вплив на роботу об'єднаних енергетичних систем та, відповідно, гідравлічних електростанцій мають сучасні тенденції розвитку атомної енергетики. Після аварій на атомних електростанціях Чорнобильській (Україна, 1986 р.) та Фукусіма (Японія, 2011 р.) ряд країн прийняли рішення про закриття своїх АЕС.

Показовим у цьому відношенні є досвід Німеччини із закриттям атомних електростанцій. На початку 2011 р. в Німеччині було 175 атомних електричних реакторів, які виробляли більше 25% сумарного виробітку електроенергії. В кінці вказаного року в роботі залишилося всього 9 реакторів, а в січні 2022 р. – лише 3 АЕС потужністю 4 ГВт. На той час планувалося закриття цих станцій наприкінці 2022 р. [10; 11]. Наразі Німеччина є одним з найбільших у світі імпортером газу, вугілля, нафти. При цьому країна залишається найбільшим в Європі джерелом викидів двоокису вуглецю [11].

Події останніх років – скачки цін на нафту, закриття газо- і нафтопроводів «Північний потік», а особливо російсько-українська війна істотно вплинули на прийняті раніше рішення в галузі енергетики з метою забезпечення країнами своєї енергетичної незалежності. Уряд Німеччини вирішив на певний період продовжити роботу діючих трьох АЕС (Ізар-2, Емсланд, Некарвестгайм-2). У лютому 2022 р. Франція проголосила про плани будівництва шести нових атомних реакторів та розгляд питання про будівництво у подальшому ще восьми реакторів. [9; 12].

В умовах істотного обмеження роботи теплових і атомних електричних

станцій суттєво зростає роль електростанцій, що працюють на відновлюваних джерелах енергії. Особливе місце при цьому займає гідроенергетика, яка здійснює не тільки генерацію електричної енергії, а й регулювання роботи об'єднаних електричних систем. У Декларації Сан Хосе про стійку гідроенергетику [13] підкреслюється, що для обмеження глобального підвищення температури значенням $1,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ необхідно до 2050 р. подвоїти сукупні гідроенергетичні потужності станцій світу.

1.3. Регулювання нерівномірності графіка споживання електричної енергії

Управління роботою об'єднаної енергетичної системи ґрунтується на встановленні потреби споживачів електричної енергії та відповідних режимів її використання. Цей процес здійснюється шляхом побудови графіків навантаження енергосистеми, які виражають залежність сумарної потужності системи від часу і будуються в добовому, тижневому, місячному, сезонному та річному розрізах (рис. 1).

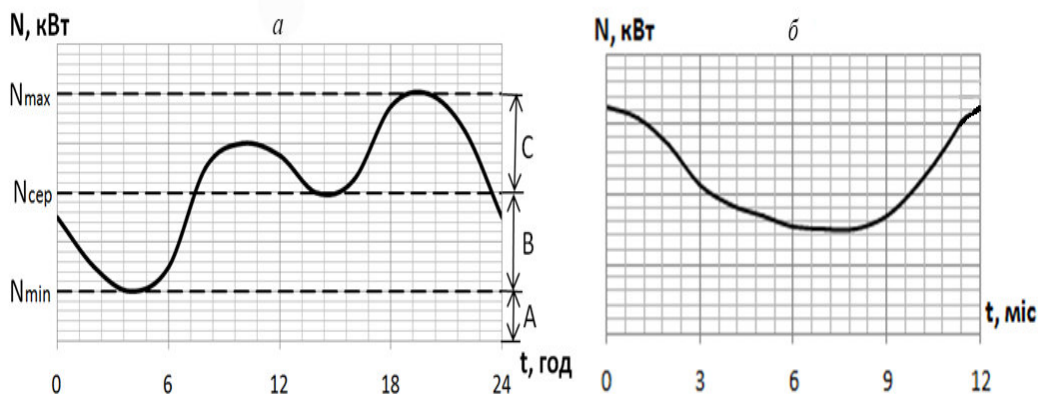


Рис. 1.1. Типові графіки навантаження енергосистеми:
a – добовий, *б* – річний; *A* – базова, *B* – напівпікова, *C* – пікова частини

Покриття базової частини добового графіка навантажень звичайно забезпечують теплові та атомні електростанції, а виробництво електричної енергії у пікові та напівпікові періоди – агрегати ГЕС і ГАЕС, а також блоки теплових електростанцій потужністю 200–300 МВт. Для зменшення виробництва електричної енергії в нічні часи використовують базові блоки ТЕС потужністю 200–300 МВт шляхом їх виключення з роботи. В окремі періоди в Україні з цією метою доводиться щоденно зупиняти роботу до 10 блоків теплових електростанцій. Річна кількість таких пусків–зупинок доходить до 3000, що потребує додаткових затрат палива (до 300 тис. т. у. п. за рік, в основному газу і мазуту), а також негативно

впливає на стан обладнання цих станцій [14]. Регулювання графіка навантажень енергосистеми за допомогою АЕС є дуже обмеженим і здебільшого використовується лише при сезонному і річному регулюванні за рахунок зміни кількості працюючих блоків. Для регулювання реактивної потужності в лініях електропередач найчастіше використовують агрегати ГЕС, ГАЕС та блоки ТЕС.

Одним із способів ефективного енергозбереження є вирівнювання графіка навантажень енергосистеми за рахунок організації роботи підприємств у нічну пору, сприятливої політики заохочувальних тарифів, доплати виробникам електричної енергії за маневрену потужність, перекидання електроенергії споживачам на великі відстані, включаючи її експортні поставки в сусідні країни тощо. При цьому вважається, що вказані заходи щодо вирівнювання графіка навантажень енергосистеми обходяться приблизно в три рази дешевше, ніж заходи, пов'язані із введенням в експлуатацію нових пікових потужностей.

Резюмуючи сказане і враховуючи технологічні особливості роботи атомних електростанцій, часто використовують таку схему регулювання роботи енергетичної системи, яка ґрунтується на використанні можливостей електростанцій різних типів. Збільшення виробництва гостродефіцитної пікової електричної енергії забезпечують агрегати ГЕС, ГАЕС та блоки потужних ТЕС. Необхідність тимчасового зменшення виробництва електроенергії у базовій частині графіка електроспоживання здійснюють за допомогою блоків ТЕС. Проте цей спосіб не можна вважати оптимальним.

1.4. Роль ГАЕС у регулюванні роботи енергетичної системи. Додаткові функції ГАЕС

Для регулювання нерівномірності роботи енергетичної системи надзвичайно ефективним є використання гідроакмулювальних електричних станцій. Принципова схема ГАЕС представлена на рис. 1.2 [15]. Специфіка гідроакмулювальних електростанцій полягає в тому, що вони мають надзвичайно гнучкий характер своєї роботи. При цьому певну частину доби ГАЕС працюють у турбінному режимі, виробляють електричну енергію і подаючи її в енергетичну систему, а частину доби – у насосному режимі, споживаючи «надлишкову» енергію із системи. До числа позитивних рис ГАЕС необхідно віднести вже згаданий гнучкий характер роботи, високу маневреність, незалежність від кліматичних факторів (наявності сонячної погоди, вітру тощо), малу тривалість часу пуску агрегатів у роботу, незалежність від невідновлюваних джерел енергії та інші [16]. Необхідно підкреслити, що в останні десятиріччя США, Китай та ряд інших країн для регулювання роботи енергетичних систем в доповнення до зазначених способів використовують також високоманеврові газотурбінні та парогазові установки.

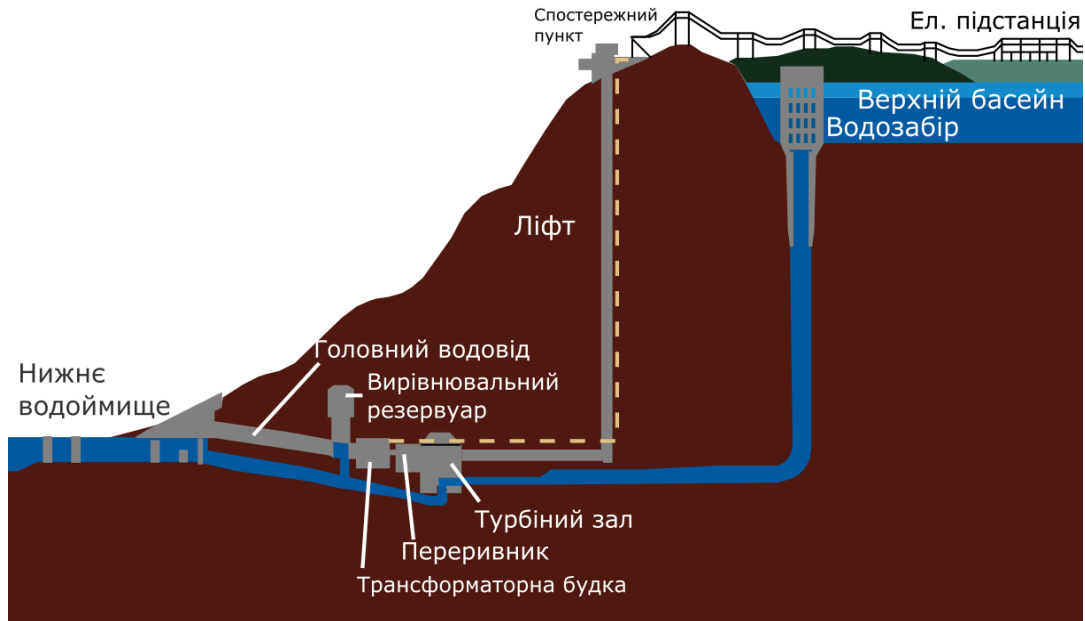


Рис. 1.2. Схема гідроакмулювальної електростанції (у розрізі)

На сучасному етапі розвитку енергетики проблему регулювання роботи енергетичної системи у базові періоди часто вирішують іншим, більш ефективним способом. При цьому прагнуть не змінювати виробіток електричної енергії на АЕС і ТЕС у нічні часи, а надлишок енергії, що утворюється в системі за цим способом, акумулювати з подальшим її використанням у пікові періоди. Існує багато способів такого акумулювання великих обсягів електричної енергії – гідроакмулювання за допомогою ГАЕС, пневмоакмулювання за допомогою пневмоакмулюючих електричних станцій (ПАЕС), застосування літій-іонних, свинцево-кислотних, нікель-кадмієвих, сірчано-натрієвих, ванадієво-редоксних акумуляторів та ін. [17]. При виборі типу акумулювання електричної енергії необхідно враховувати всі характеристики порівнюваних варіантів, у тому числі і такий важливий фактор, як тривалість експлуатації об'єкта та відповідного обладнання. Порівняльні розрахунки показали, що вартість гідроакмулюючих електростанцій з врахуванням терміну їх експлуатації (який для ГАЕС звичайно приймають рівним 80 років) та ємності накопичувального басейну є значно меншою, ніж вартість літій-іонних акумуляторних систем [3; 18].

Серед найбільш перспективних напрямів акумулювання електричної енергії, що генерується атомними, тепловими, сонячними і вітровими електростанціями, в сучасних умовах необхідно виділити гідроакмулювальні та пневмоакмулювальні електричні станції. Зазначимо, що в Німеччині з 1978 р. успішно функціонує ПАЕС Хунторф потужністю

290 МВт, а в США – з 1991 р. ПАЕС у штаті Алабама потужністю 110 МВт [17]. Обидві ці станції для акумуляції стисненого повітря використовують виробки соляних шахт та порожнечі в породі. Перспективним напрямом гідроакумуляції є використання ГАЕС на морській воді. Перші такі станції побудовані в Японії та Іспанії. Ряд подібних проєктів розглядаються і в інших країнах [17; 19].

Першою гідроакумуляційною станцією, що працює на морській воді, є ГАЕС Окінава. Станція введена в експлуатацію у 1999 р. Вона розташована в Японії на острові Окінава на березі Тихого океану. Верхній басейн ГАЕС має восьмикутну форму, причому віддаль між протилежними сторонами восьмикутника дорівнює 252 м, а максимальна глибина становить 25 м (рис. 1.3).



Рис. 1.3. ГАЕС Окінава на морській воді: вигляд зверху

Нижнім басейном станції слугує Тихий океан. Перепад висоти між водоймами дорівнює 136 м. Потужність ГАЕС 31 МВт. Верхній басейн розміщений на відстані 600 м від берегової лінії океану. Враховуючи наявність різноманітних солей у морській воді, для недопущення корозії металу на станції використані спеціальні антикорозійні сплави у

конструкціях турбін та труб [19].

ГАЕС мають ряд істотних переваг перед іншими типами електричних станцій [18; 20], що є причиною широкого застосування електростанцій цього типу. Наразі в світі експлуатуються більше 460 ГАЕС загальною потужністю 164,8 ГВт [21; 22] та відбувається інтенсивне проектування і будівництво нових таких станцій. За прогнозами International Hydropower Association (ІНА) та International Renewable Energy Agency (IRENA) у 2050 р. потужність ГАЕС світу становитиме 325 ГВт [23]. Характерно, що потенціал гідроелектростанцій світу, включаючи ГАЕС, у 2050 р. може досягнути значення 2000 ГВт. Інтенсивно використовують такі станції у Китаї, Японії, США та інших країнах (табл. 1.5).

Таблиця 1.5

Установлена потужність ГАЕС у країнах світу за рейтингом у 2021 р.

| № з/п | Країна | Установлена потужність ГАЕС |
|---------------|-----------------|-----------------------------|
| | | ГВт |
| 1 | Китай | 36,00 |
| 2 | Японія | 27,47 |
| 3 | США | 21,91 |
| 4 | Італія | 7,69 |
| 5 | Німеччина | 6,20 |
| 6 | Іспанія | 6,12 |
| 7 | Франція | 5,84 |
| 8 | Австрія | 5,60 |
| 9 | Південна Корея | 4,79 |
| 10 | Індія | 4,75 |
| 11 | Швейцарія | 3,03 |
| 12 | ПАР | 2,91 |
| 13 | Англія | 2,83 |
| 14 | Португалія | 2,83 |
| 15 | Тайвань (Китай) | 2,60 |
| 16 | Австралія | 2,46 |
| 17 | Україна | 1,89 |
| 18 | Польща | 1,78 |
| 19 | Таїланд | 1,53 |
| 20 | Норвегія | 1,44 |
| 21 | Решта світу | 15,09 |
| Всього | | 164,76 |

Вищеописана функція гідроакумуючих електростанцій первинного регулювання роботою енергетичних систем ґрунтується на їх спільній роботі з АЕС і ТЕС, є традиційною і широко використовується багатьма країнами.

Разом з цим у останні десятиріччя проявилася тенденція істотного розширення функцій ГАЕС в енергосистемі. В доповнення до традиційних видів їх діяльності – виробництва гостродефіцитної пікової електричної енергії та покриття провалів на добовому графіку навантажень виявилася можливість задоволення зростаючих потреб енергоринку [24; 25]. До числа таких додаткових функцій ГАЕС необхідно віднести наступні:

- регулювання основних робочих параметрів енергосистеми – потужності, частоти, $\cos \varphi$ тощо;
- поліпшення якості електричної енергії, що подається споживачам;
- створення резерву підтримки та відновлення частоти.

Реалізація цих додаткових функцій дозволяє також підвищити стійкість роботи енергетичних систем та підвищити надійність технологічного обладнання блоків атомних і теплових електростанцій, які завдяки включенню ГАЕС отримують можливість працювати в оптимальних режимах. Робота ГАЕС у нових умовах веде до суттєвого збільшення кількості пусків і зупинок агрегатів станцій. При цьому кількість змін режимів роботи гідроакumuлюючих електростанцій передбачається до 4000–8000 на рік. Наприклад, планові такі показники становлять: ГАЕС Дракенсберг (Drakensberg, ПАР, рис. 1.4) – 8000, Гільбоа (Gilboa, США) – 6000, Дінорвіг (Dinorwig, Англія) – 5000 [26; 27].



Рис. 1.4. ГАЕС Дракенсберг (вигляд на систему верхніх водоймищ)

Гідроакumuлювальна електростанція Дракенсберг [27] має такі характеристики: установлена потужність у турбінному режимі 1000 МВт (4 x 250) та 1080 МВт у насосному; середнє річне виробництво електричної

енергії 2041 млн кВт·год та середньо річне споживання у насосному режимі 2766 млн кВт·год; розрахунковий напір 400–448,5 м; турбіни радіально-осьові оборотні; витрата через агрегати у турбінному режимі 312 м³/с та 174 м³/с у насосному; гребля верхньої водойми кам'яно-накидна, висота 46,6 м, довжина 500 м, гребля нижньої водойми земляна, висота 51,0 м, довжина 825 м.

Останнім часом виявилася іще одна важлива функція гідроакумуляюючих електростанцій, пов'язана з можливістю використання їх для акумулювання «надлишкової» енергії, вироблюваної вітровими і сонячними станціями. Таке акумулювання можна здійснювати шляхом накачування води у верхнє водоймище агрегатами ГАЕС при їх роботі у насосному режимі. Сутність проблеми полягає в тому, що робота вітрових і сонячних електростанцій має спонтанний характер, істотно залежить від погодних умов (наявності чи відсутності вітру та теплового сонячного випромінювання) і в значній мірі є малопередбачуваною. Внаслідок цього виникають ситуації, коли обсяги енергії, вироблюваної потужними такими станціями, суттєво перевищують потреби споживачів, що призводить до відповідного дисбалансу [1; 3]. За таких умов використання ГАЕС для акумулювання «надлишків» енергії, вироблюваної вітровими і сонячними електростанціями, є дуже перспективною справою.

Актуальною є також проблема більш повного використання гідроенергетичного потенціалу річок за рахунок зменшення обсягів холостих скидів води через річкові гідровузли у періоди весняних повеней та дощових паводків шляхом акумулювання води у верхніх водоймах ГАЕС.

На нинішньому етапі проектування і експлуатації ГАЕС актуальними залишаються також питання, пов'язані з роботою енергетичного обладнання [28; 29], формуванням хвиль переміщення у верхній водоймі при роботі агрегатів [30–33], експлуатацією напірно-підвідного турбінного тракту [34; 35], впливом ГАЕС на навколишнє середовище [14; 20; 36].

Світовий досвід експлуатації енергетичних систем показує, що для забезпечення нормальної їх роботи доля електричної енергії, яка виробляється гідравлічними електростанціями, повинна складати у загальному балансі порядку 15–20%. Установлена потужність ГЕС і ГАЕС України станом на кінець 2021 р. становить 6317 МВт, що в загальному балансі складає 11,9%. Враховуючи, що найбільш економічно сприятливі створи для будівництва потужних гідроелектростанцій в Україні та в багатьох інших країнах світу вже використані, можна прогнозувати на перспективу інтенсивне будівництво і використання ГАЕС.

В Україні наразі діють три ГАЕС – Київська, Ташлицька і Дністровська. Енергетичною стратегією України на період до 2035 р. планується введення в експлуатацію третьої черги Дністровської ГАЕС у складі п'ятого – сьомого агрегатів потужністю 972 МВт, будівництво Канівської ГАЕС з встановленою потужністю 1000 МВт, розширення Ташлицької ГАЕС [37].

Серед названих станцій особливо необхідно виділити Дністровську

ГАЕС (рис. 1.5) [38]. Після введення в експлуатацію всіх семи агрегатів загальна потужність станції досягне 2268 МВт в генераторному режимі та 2947 МВт у насосному. За цими показниками Дністровська ГАЕС займе перше місце в Європі та шосте в світі після ГАЕС Фенгнінг (Fengning, 3600 МВт, Китай), Бат Кунті (Bath County, 3003 МВт, США), Канагава (Kanagawa, 2820 МВт, Японія), Хуейчжоу (Huizhou, 2448 МВт, Китай), Гуангдонг (Guangdong, 2400 МВт, Китай). Агрегати Дністровської станції відносяться до числа самих великих у світі, є реверсивними і мають потужність 324 МВт в генераторному режимі і 421 МВт у насосному [39; 4].



Рис. 1.5. Дністровська ГАЕС (вигляд зверху)

Описуючи роль ГАЕС у регулюванні графіка навантажень енергетичної системи, необхідно окремо зупинитися на питанні про використання гідроакumuлюючих електростанцій у районах з особливими природно-кліматичними умовами. У цій кліматичній зоні ГАЕС найбільш активно використовують у районах із спекотним кліматом. Високі значення температури не створюють особливих перешкод для роботи гідроакumuлюючих електростанцій. З точки зору впливу кліматичних факторів на роботу цих станцій зазначені умови є досить близькими до відповідних умов у помірній кліматичній зоні. В районах із спекотним кліматом успішно функціонують ГАЕС у США, Китаї, Італії, Іспанії, Португалії, Індії, Австралії, Ірані, ПАР, Тайвані та інших країнах.

В країнах з холодним кліматом гідроакumuлюючі електростанції побудовані в Норвегії та Ірландії. Необхідно підкреслити, що на роботу цих станцій істотно впливає тепла течія Гольфстрім, яка суттєво підвищує температуру навколишнього середовища. У районах з високою сейсмічністю ГАЕС використовуються в Японії та Чилі. Використані конструкції

продемонстрували надійну роботи згаданих енергетичних об'єктів в сейсмічних умовах.

У гірських умовах успішно експлуатуються ГАЕС в Австрії та Швейцарії. Характерно, що напір на таких станціях може бути дуже великим. Наприклад, напір на ГАЕС Рейсек в Австрії становить 1773 м.

1.5. Використання гідроенергетичного потенціалу планети

Постійне нарощення виробництва електричної енергії в світі, відображене в табл. 1.1, 1.3 та 1.4, потребує наявності відповідних енергетичних ресурсів. При проведенні аналізу наявності та рівня використання гідроенергетичного потенціалу необхідно мати на увазі, що не весь обсяг існуючих у природі водних ресурсів може бути використаний саме для виробництва електричної енергії. Значна частина цих ресурсів іде на водопостачання населених пунктів, зрошення засушливих земель, задоволення промислових, сільськогосподарських, комунальних, рекреаційних та інших потреб.

У звіті Міжнародної асоціації гідроенергетики [3] загальний гідроенергетичний потенціал розбивається на три складові частини.

1. Гідроенергетичний потенціал, реалізований на існуючих гідравлічних електростанціях (включаючи і ГАЕС), який можна виразити у вигляді встановленої потужності вказаних станцій.

2. Гідроенергетичний потенціал води, використаний у водогосподарських системах для задоволення промислових, сільськогосподарських, побутових, комунальних, рекреаційних та інших потреб населення. Така вода знаходиться у закритих трубопроводах (напірні виробничі системи, резервуари, градирні, бризкальні басейни тощо), а також у відкритих каналах і водоймах (стави-охолоджувачі, відстійники, хвостосховища, золошлаковідвали, зрошувальні системи, рибоводні стави тощо). У звіті [3] такий потенціал умовно називається гідроенергетичним потенціалом трубопроводів.

3. Залишковий (невикористаний) гідроенергетичний потенціал.

Існуючий стан використання гідроенергетичного потенціалу в регіонах світу на кінець 2021 р. відображено в табл. 1.6. Наведені дані показують, що найвищий рівень використання гідроенергетичного потенціалу (реалізованого і трубопроводів) спостерігається в Європі – 79,2% та Східній Азії і країнах Тихого океану – 68,0%. Самий низький рівень використання цього потенціалу становить 24,7% – в Африці та 37,6% – Північній і Центральній Америці.

Таблиця 1.6

Стан гідроенергетичного потенціалу в регіонах світу

| № з/п | Регіони | Гідроенергетичний потенціал | | |
|---------|--|-----------------------------|-------------|--------------|
| | | Типи | ГВт | % |
| 1 | Європа | ГЕС і ГАЕС | 255 | 72,6 |
| | | водогосп. системи | 23 | 6,6 |
| | | залишковий | 73 | 20,8 |
| | | всього | 351 | 100,0 |
| 2 | Північна і Центральна Америка | ГЕС і ГАЕС | 205 | 33,1 |
| | | водогосп. системи | 28 | 4,5 |
| | | залишковий | 387 | 62,4 |
| | | всього | 620 | 100,0 |
| 3 | Південна Америка | ГЕС і ГАЕС | 177 | 35,4 |
| | | водогосп. системи | 48 | 9,6 |
| | | залишковий | 275 | 55,0 |
| | | всього | 500 | 100,0 |
| 4 | Південна і Центральна Азія | ГЕС і ГАЕС | 162 | 26,6 |
| | | водогосп. системи | 91 | 15,0 |
| | | залишковий | 355 | 58,4 |
| | | всього | 608 | 100,0 |
| 5 | Східна Азія і країни Тихого океану | ГЕС і ГАЕС | 523 | 46,6 |
| | | водогосп. систем | 240 | 21,4 |
| | | залишковий | 359 | 32,0 |
| | | всього | 1122 | 100,0 |
| 6 | Африка | ГЕС і ГАЕС | 38 | 6,0 |
| | | водогосп. системи | 118 | 18,7 |
| | | залишковий | 474 | 75,3 |
| | | всього | 630 | 100,0 |
| Планета | | ГЕС і ГАЕС | 1360 | 35,5 |
| | | водогосп. системи | 548 | 14,3 |
| | | залишковий | 1923 | 50,2 |
| | | всього | 3831 | 100,0 |

Розглядаючи можливості розвитку світової гідроенергетики, можна зробити висновок, що використання цього енергетичного напрямку є дуже перспективною справою, адже невикористаний гідроенергетичних потенціал країн світу складає 50,6%, в тому числі Африки – 75,3% та Північної і Центральної Америки – 62,4% від загального значення. Характерно, що на планеті залишаються невикористаними унікальні природні створи, сприятливі для будівництва гідроелектростанцій з хорошими техніко-економічними показниками.

1.6. Загальна характеристика особливих природно-кліматичних умов

1.6.1. Клімат та кліматоформуючі фактори

Кліматом називається багаторічний режим погоди, характерний для даної місцевості. І клімат і погоду характеризують набором ряду метеорологічних параметрів:

- температура,
- інтенсивність опадів,
- вологість,
- атмосферний тиск,
- швидкість вітру,
- сонячна радіація та ін.

На відміну від погоди, характеристики якої змінюються безперервно і швидко, для клімату характерна певна сталість цих характеристик. Зміни і коливання параметрів клімату відбуваються дуже повільно.

Кліматоформуючі фактори:

- сонячна радіація,
- циркуляція атмосфери,
- вплив підстилаючої поверхні.

Дія кліматоформуючих факторів залежить від природних та географічних особливостей місцевості: географічної широти, висоти над рівнем моря, рельєфу місцевості, виду ґрунтів та рослинності, наявності водної поверхні (морів, озер, водосховищ, річок), снігового і льодового покриву, діяльності людини тощо.

1.6.2. Основні типи кліматів та природно-кліматичних зон на Землі

Типи кліматів на нашій планеті можна класифікувати за рядом ознак [41–43].

1. За характером вологості:
 - аридний (сухий),
 - гумидний (вологий).
2. За характером руху океанічних або материкових повітряних мас:
 - континентальний,
 - морський.
3. За особливостями температурно-вологісного режиму (рис 1.6):
 - 1 – екваторіальний,
 - 2 – субекваторіальний,
 - 3 – тропічний,
 - 4 – субтропічний,
 - 5 – помірний,
 - 6 – субарктичний,
 - 7 – субантарктичний,

8 – арктичний,
9 – антарктичний.

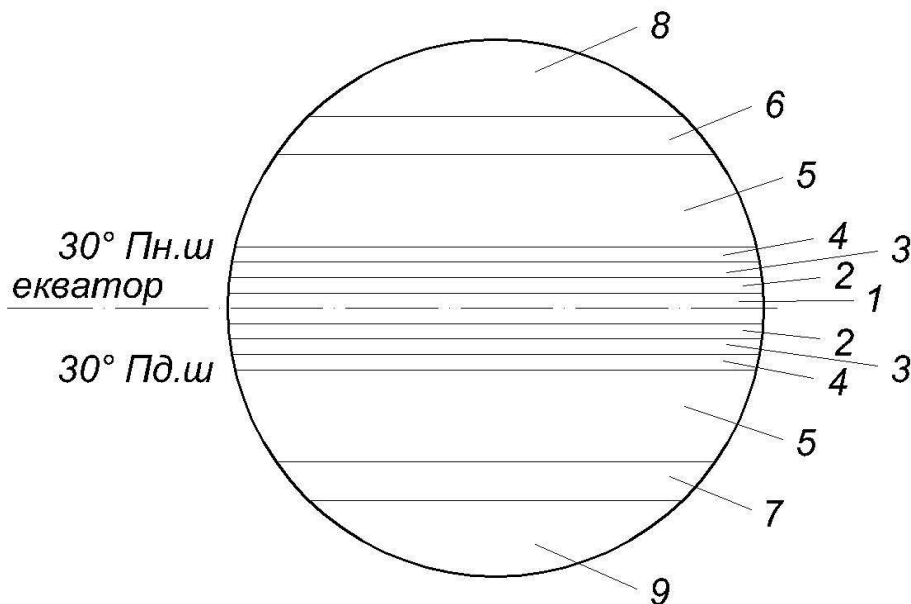


Рис. 1.6. Схема розташування типів кліматів на Землі за особливостями температурно-вологісного режиму: 1 – екваторіальний, 2 – субекваторіальний, 3 – тропічний, 4 – субтропічний, 5 – помірний, 6 – субарктичний, 7 – субантарктичний, 8 – арктичний, 9 – антарктичний

Серед названих типів кліматів можна виділити три основні кліматичні зони:

- область помірного клімату,
- область холодного клімату,
- область тропічного (спекотного) клімату.

За площею та кількістю населення найбільшою є область помірного клімату. У цій області зосереджена велика кількість матеріально-технічних ресурсів з розвиненою промисловістю і сільським господарством. Рівень розвитку гідроенергетики є досить високим – тут побудована велика кількість гідроелектричних станцій та гідроакумуючих електричних станцій з різноманітними типами і конструкціями станцій.

Область між 30° північної широти та 30° південної широти відноситься до області тропічного (спекотного) клімату. До цієї області входять райони з екваторіальним, субекваторіальним, тропічним і субтропічним кліматом. До області холодного клімату відносяться райони з субарктичним, субантарктичним, арктичним і антарктичним кліматом.

До числа кліматичних зон з особливими природно-кліматичними

умовами необхідно віднести наступні:

- область холодного клімату (до якої входять також зона вічної мерзлоти),
- область тропічного (спекотного) клімату,
- сейсмічні райони,
- гірські райони.

Природно-кліматичні умови цих областей істотно впливають на конструкції гідроенергетичних споруд, стан і перспективи розвитку гідроенергетики.

1.7. Вплив місцевих чинників на процес будівництва гідроелектростанцій

Узагальнюючи інформацію про області з особливими природно-кліматичними умовами, можна виділити ряд місцевих чинників, які істотно впливають на розвиток гідроенергетики. До цих чинників необхідно віднести такі.

1. Різноманітність і складність місцевих природних умов з екстремальними характеристиками

Для областей з холодним кліматом це сильні морози (до «-» 60–70° С), тривалий льодостав на річках, наявність зони вічної мерзлоти, снігові бурі, сильні вітри, тривалі повені, полярна ніч і полярний день, мала тривалість теплового періоду тощо. Для областей з тропічним кліматом це спека (з температурою до «+» 50–55° С), велика теплова сонячна радіація, інтенсивні дощі, сильні вітри, торнадо, піщані бурі, інтенсивні повені та дощові паводки (а в засушливих районах – тривалі посухи), тропічна та субтропічна флора і фауна тощо. Для сейсмічних районів характерними є можливість виникнення раптових сильних землетрусів (до 8–9 балів за шкалою Ріхтера) з додатковими динамічними навантаженнями на споруди, зсуви і обвали ґрунту, пошкодження і руйнування споруд, формування хвиль цунамі у прибережних районах морів і океанів тощо. У високогірних районах велику роль відіграють перепади атмосферного тиску, вплив висотного розташування ГЕС на характеристики гідроенергетичного обладнання, виникнення кавітаційного руйнування металевих та бетонних поверхонь водопропускних споруд, сильні вітри, наявність льодовиків і їх вплив на гідрологічні характеристики річок тощо.

Прикладом впливу місцевих природних умов з екстремальними характеристиками на роботу різноманітних споруд можуть слугувати термічні особливості експлуатації гідроенергетичних тунелів у вічномерзлих породах. Під дією теплового потоку води, що знаходиться всередині тунелів, відбувається розмерзання вічномерзлих порід, наявність якого необхідно враховувати при проектуванні та експлуатації цих споруд. Глибину розмерзання порід над тунелем $h_{н.т}$ та під тунелем $h_{п.т}$ визначають спеціальними розрахунками з врахуванням фактичних характеристик

геологічних порід, температури цих порід та води [44]. Методика таких розрахунків висвітлена при розгляді задачі № 1.

2. Наявність великих площ водозбору для вибраних створів ГЕС з нерівномірним характером розподілу стоку річок в часі

В районах з інтенсивними сніговими і дощовими опадами це приводить до виникнення потужних весняних повеней і дощових паводків з екстремально великими значеннями розрахункових витрат річок.

3. Ускладнення з будівництвом гідроелектростанцій в особливих природно-кліматичних умовах

В доповнення до впливу вищеописаних місцевих чинників необхідно назвати такі ускладнення з будівництвом ГЕС, пов'язані із наявністю особливих природно-кліматичних умов:

- 1) віддаленість району будівництва від економічно розвинених областей та культурних центрів;
- 2) відсутність залізничних і автомобільних доріг;
- 3) труднощі із доставкою будівельних матеріалів, обладнання та інших вантажів;
- 4) труднощі із забезпеченням будови електричною енергією;
- 5) труднощі із забезпеченням будівельників житлом, комунальними та побутовими послугами.

1.8. Перспективи розвитку гідроенергетики в особливих природно-кліматичних умовах

Як зазначалося у п. 1.5, на територіях з особливими природно-кліматичними умовами зосереджені величезні гідроенергетичні ресурси. На цих територіях побудовані, будуються і планують для будівництва унікальні за своїми характеристиками ГЕС і ГАЕС. Поступальний розвиток суспільства потребує постійного нарощення обсягів виробництва електричної енергії в тому числі і за рахунок невикористаного гідроенергетичного потенціалу.

Позитивним прикладом інтенсивного розвитку гідроенергетики та використання гідроенергетичного потенціалу може слугувати досвід країн, що знаходяться в особливих природно-кліматичних умовах. В доповнення інформації про успіхи світових країн-лідерів у галузі гідроенергетики (див. п. 1.1) необхідно висвітлити вагомі результати за 2021 р. таких країн, як Норвегія, Бразилія, Японія, Туреччина, Індія, Непал, які знаходяться у вищезазначених умовах.

Норвегія відноситься до країн з холодним кліматом. За установленю потужністю гідравлічних електростанцій (33,4 ГВт) та виробітком електричної енергії цими станціями (144 ТВт·год) вона займає перше місце в Європі. Установлена потужність її ГАЕС дорівнює 1,44 ГВт. За рахунок електричної енергії, генерованої гідравлічними електростанціями, Норвегія забезпечує 98% своїх потреб, експортуючи при цьому свою електричну енергію у Швецію, Англію, Німеччину [3; 45].

Яскравим прикладом інтенсивного розвитку гідроенергетики у тропічній кліматичній зоні є Бразилія, успіхи якої у цій галузі висвітлені в п. 1.1.

Японія знаходиться у високосейсмічній зоні, що істотно впливає на використовувані заходи щодо забезпечення надійності гідроенергетичних об'єктів та міцності гідротехнічних споруд. Установлена потужність гідравлічних електричних станцій станом на 2021 р. дорівнює 49,6 ГВт, а виробництво електричної енергії – 99 ТВт·год. Японія – це острівна держава, внаслідок чого в неї немає великих рік з потужним гідроенергетичним потенціалом. Країна компенсує їх відсутність за рахунок будівництва ГАЕС. Сумарна установлена потужність цих станцій у 2021 р. становила 27,47 ГВт. За цим показником Японія займає друге місце в світі.

Туреччина також знаходиться у високосейсмічній зоні. Свої потреби в електричній енергії вона задовольняє в значній мірі за рахунок ГЕС. Сумарна установлена потужність цих станцій у 2021 р. дорівнювала 31,5 ГВт, а виробіток електричної енергії агрегатами ГЕС – 55 ТВт·год. Характерно, що наразі в країні немає жодної ГАЕС.

Значна частина теорії таких країн, як Індія, Непал, Швейцарія, Австрія, Франція та інші знаходяться у високогірній зоні, що істотно впливає на вибір конструктивних рішень споруд при будівництві ГЕС і ГАЕС. Необхідно підкреслити, що за установленою потужністю гідравлічних електростанцій (51,4 ГВт) та виробітком електричної енергії на цих станціях (160 ТВт·год) Індія у 2021 р. займала шосте місце в світі, а за приростом вироблюваної електричної енергії (684 МВт) Непал займав четверте місце в світі.

Збільшення обсягів виробництва електричної енергії за допомогою ГЕС і ГАЕС в областях з особливими природно-кліматичними умовами відкриває хороші перспективи подальшого розвитку цих областей і дозволяє вирішити такі важливі проблеми.

1. Забезпечення населення віддалених і труднодоступних територій електричною енергією.

2. Освоєння нових територій, добування корисних копалин, будівництво нових шахт, рудників, гірничо-збагачувальних комбінатів, заводів, фабрик та інших підприємств.

3. Комплексне використання водних ресурсів та вирішення існуючих водогосподарських проблем району будівництва.

4. Створення нових промислово-економічних районів з розвинутою інфраструктурою.

5. Можливість приєднання в подальшому побудованих гідроенергетичних об'єктів до об'єднаної енергетичної системи країни за допомогою ЛЕП.

6. Розосередження промислових об'єктів і населення по території країни.

ЗАДАЧА № 1

Визначення глибини зони відтаювання вічномерзлих порід навколо напірного гідротехнічного тунелю

Розрахувати глибину зони відтаювання вічномерзлих гірських порід навколо напірного тунелю Колимської ГЕС (рис. 1.7) за таких вихідних даних:

- 1) діаметр тунелю $D = 6,0$ м;
- 2) глибина закладання тунелю під поверхню землі $h_{\text{зак}} = 100$ м;
- 3) потужність шару мерзлих порід $H_{\text{мерз}} = 260$ м;
- 4) геотермічний градієнт $G = 0,0154^\circ\text{C}/\text{м}$;
- 5) температура гірських порід на глибині річних нульових амплітуд температури $T = -4^\circ\text{C}$;
- 6) температура води в тунелі $T_{\text{в}} = +4^\circ\text{C}$.

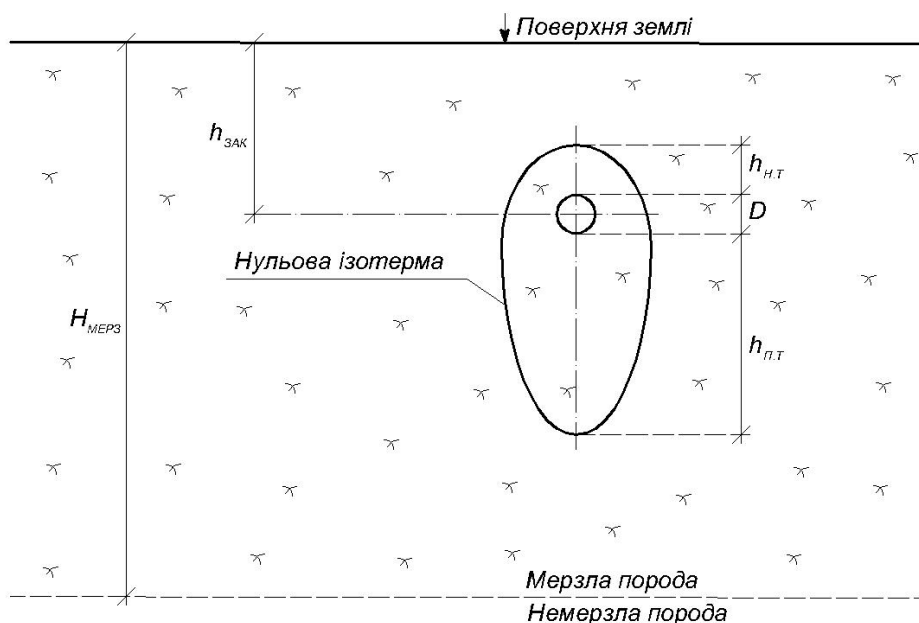


Рис. 1.7. Схема до визначення глибини зони відтаювання вічномерзлих порід навколо напірного тунелю

Розв'язання поставленої задачі виконуємо за методикою, викладеною в [44], с. 212–213, рис. 22 а, в. Графіки на цих рисунках побудовані для району Колимської ГЕС при $H_{\text{мерз}} = 260$ м, $G = 0,0154^\circ\text{C}/\text{м}$, $T_n = -4^\circ\text{C}$ (див. рис. 1.8).

1. Глибину зони відтаювання порід над тунелем $h_{\text{н.т}}$ (тобто максимальне віддалення нульової ізотерми над тунелем) знаходимо за графіком, відображеним на рис. 1.4, а, при $h_{\text{зак}}=100$ м, $D = 6,0$ м, $T_{\text{в}}=4^\circ\text{C}$ – отримуємо $h_{\text{н.т}}=19,5$ м.

2. Глибину зони відтаювання порід під тунелем $h_{п.т}$ знаходимо за графіком, показаним на рис 1.4, б, при $h_{зак}=100$ м, $D=6,0$ м, $T_B=4^\circ\text{C}$ – отримуємо $h_{п.т}=41,0$ м.

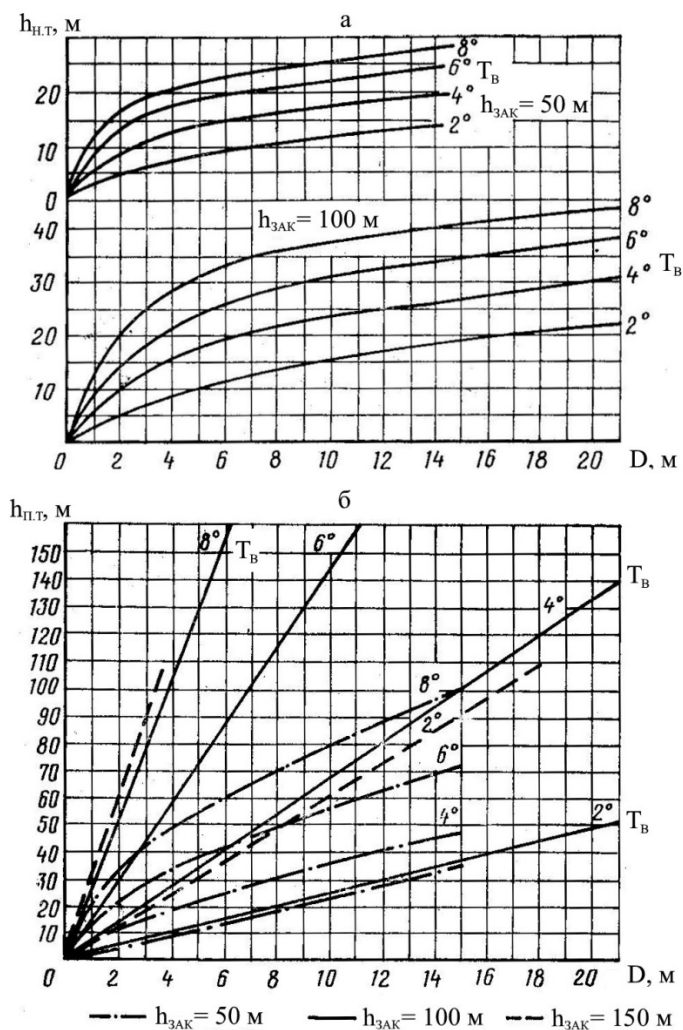


Рис. 1.8. Графіки для визначення глибини зони відтаювання породи над тунелем $h_{п.т}$ (а) та під тунелем $h_{п.т}$ (б) Колимської ГЕС при температурі гірських порід $T_{п}=-4^\circ\text{C}$

Відповідь: глибина зони відтаювання вічномерзлих порід над напірним тунелем Колимської ГЕС $h_{п.т}=19,5$ м, а під тунелем – $h_{п.т}=41,0$ м.

Важливо підкреслити, що глибина розмерзання порід під тунелем $h_{п.т}$ є більшою відповідної глибини розмерзання порід над тунелем $h_{п.т}$.

$$h_{п.т} > h_{п.т}. \quad (1.1)$$

Така особливість пов'язана з дією розмерзлої води, що утворилася навколо тунелю і рухається вниз під дією сили земного тяжіння.

РОЗДІЛ 2. ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ В ОБЛАСТЯХ З ХОЛОДНИМ КЛІМАТОМ

2.1. Природно-кліматичні умови в областях з холодним кліматом

2.1.1. Характеристика холодної кліматичної зони

До холодної кліматичної зони входять області з арктичним, субарктичним, антарктичним і субантарктичним кліматами (див. рис. 1.2), а також території, що відносяться до зони вічної мерзлоти (ЗВМ).

Вічномерзлим називається **грунт**, температура якого не піднімається вище 0° С протягом багатьох років. Зона вічної мерзлоти знаходиться в основному у північній півкулі, а в південній – лише на території Антарктиди. Наявність зони вічної мерзлоти у різних регіонах планети відображена у табл 2.1. [46; 47].

Таблиця 2.1

Характеристика зони вічної мерзлоти

| № з/п | Країна, острів, континент | Загальна площа | Площа вічномерзлих ґрунтів | |
|-------|---------------------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|
| | | F_1 млн. км ² | F_2 млн. км ² | % площі вічномерзлих ґрунтів |
| 1 | Росія | 17,07 | 10,5 | 61,5 |
| 2 | Канада | 9,9 | 5,7 | 5,2 |
| 3 | Аляска (США) | 1,5 | 1,5 | 100 |
| 4 | Гренландія (Данія) | 1,6 | 1,6 | 100,0 |
| 5 | Монголія | 1,57 | 0,8 | 51,0 |
| 6 | Антарктида | 13,5 | 13,5 | 100,0 |

За географічною широтою зона вічної мерзлоти розміщена досить нерівномірно. Цікаво, що в межах Монголії зона вічної мерзлоти розташована приблизно на широті Криму. Максимальна глибина промерзання ґрунту в зоні вічної мерзлоти доходить до 1500 м на середньосибірському плоскогір'ї. В теплий період року верхній шар ґрунту в ЗВМ розмерзається на глибину 0,2–3,0 м. Це так званий діяльний шар ґрунту. Між ЗВМ і областю сезонномерзлих ґрунтів знаходиться досить широка перехідна область так званої «острівної» вічної мерзлоти.

Антарктида не має постійного населення, через що особливості холодної кліматичної зони будемо розглядати лише стосовно північної півкулі.

Кліматичні умови в районах з холодним кліматом надзвичайно суворі. Клімат, як правило, різкоконтинентальний з холодною тривалою зимою,

коротким літом і нетривалими періодами весни та осені. Мінусова температура досить часто доходить до -60°C . Абсолютний мінімум в районі Оймякона (м. Верхоянськ, Якутія) становить -72°C . Тривалість морозного періоду в районі Курейської ГЕС дорівнює 240 діб, Колимської – 283 доби, Амгумської – 330 діб. Тривалість безморозного періоду коливається від кількох діб на крайній Півночі до 100 діб на півдні цієї зони.

Для холодної кліматичної зони характерна велика різноманітність кліматичних, мерзлотно-грунтових, інженерно-геологічних, гідравлічних, топографічних умов, які визначаються географічною широтою, висотним положенням території, а також віддаленістю від морів та океанів. Швидкість вітру доходить до 7–12 м/с і більше. Такий вітер в зимню пору викликає заметілі, завірюхи та снігові заноси. Сніговий покрив досягає 2 м. В районі р. Хантайки сніг утримується до 265 діб за рік. В деяких районах при значних морозах і сильних вітрах спостерігаються тумани. У негоду повністю припиняється робота на відкритому повітрі. Для зони вічної мерзлоти характерні морози, спека, вітер, тумани, полярна і білі ночі, цілодобове сонце, полярне сяйво та інші природні крайнощі [46; 47].

2.1.2. Інженерно-геологічні умови в областях з холодним кліматом

Внаслідок величезної території, що входить в холодну кліматичну зону і охоплює різні континенти, інженерно-геологічні умови цієї зони є надзвичайно різноманітні. Корінні породи представлені, в основному, вапняками, мергелями, доломітами, гранітами тощо. У більшості випадків корінні породи прикриті четвертичними відкладеннями. Їх товщина коливається від 0,5–5,0 м на водорозділах до 130–200 м у долинах (рис. 2.1).

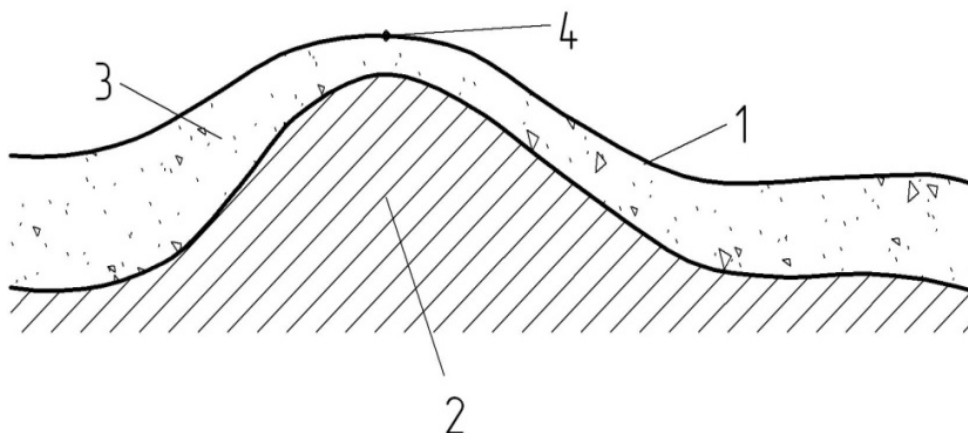


Рис. 2.1. Схема геологічної будови:

1 – поверхня землі, 2 – корінні породи, 3 – четвертичні відкладення, 4 – водорозділ

Можна виділити такі основні типи четвертичних відкладень.

1. Делювій (віл лат. deluo – змиваю) – продукти вивітрювання гірських порід, що нагромаджуються біля підніжжя гір і височин – глина, суглинки, пісок, щебінь та ін.). В зоні вічної мерзлоти делювіальні відкладення дуже поширені, складаються найчастіше з пилюватих суглинків з рідким включенням гальки і гравію. Для покривних суглинків є характерним високий вміст пилюватих частинок (до 90%) та висока вологість (30% і більше). Розробка таких суглинків досить складна внаслідок їх вологості. Крім того в морози вони спучуються, тобто збільшуються в об'ємі з утворенням тріщин.

2. Льодовикові відкладення – моренні та озерно-льодовикові. Морена (франц. moraine) – перенесені і відкладені льодовиком скупчення уламків гірських порід – валунів, суглинків, щебню, супісків тощо.

3. Алювіальні відкладення. Алювій (від лат. alluvio – нанос) – відклади, нагромаджені в долинах водними потоками – галька, гравій, пісок, глина, супісь, пилюватий суглинок. На узбережжі Північного льодовитого океану товщина алювіальних відкладень може бути більшою 100 м.

2.1.3. Геокріологічні умови в областях з холодним кліматом

Мерзлими називаються **грунти**, які мають нульову або від'ємну температуру протягом довгого періоду. Вони поділяються на сезонномерзлі та вічномерзлі. Сезонномерзлі грунти замерзають і розмерзаються протягом року. Вічномерзлі (багаторічномерзлі) знаходяться у замороженому стані від кількох років до десятків тисяч років. За [48] для вічномерзлих ґрунтів мінімальна тривалість замороженого стану дорівнює 3 роки.

Властивості мерзлих ґрунтів:

1. Грунти у мерзлому стані (як скельні, так і нескельні) мають високу міцність і малу водопроникність.

2. Скельні грунти при розморожуванні істотно не змінюють своєї міцності, а часто і водопроникності.

3. Нескельні грунти при розморожуванні різко зменшують свою міцність і збільшують водопроникність. Такі грунти називаються структурно-нестійкими. Будівництво об'єктів на таких ґрунтах без прийняття спеціальних заходів є надзвичайно ризикованою справою, що пов'язано з можливістю виникнення недопустимих деформацій споруд.

4. Утворення водосховищ, які є джерелом тепла, призводить до розмороження ґрунту ложа водосховищ, земляних гребель та їх основ, що може викликати утворення зосередженої фільтрації, великих осідань тіла і основи споруд, недопустимих їх деформацій, а в кінцевому рахунку і до руйнування споруд.

5. У вічномерзлих ґрунтах спостерігаються пустоти (термокарст) та лінзи льоду, небезпечні тим, що при появі джерела тепла лід розтає і утворюються нові пустоти, що викликає осідання споруд.

6. Внаслідок тривалої дії сильних морозів в ґрунті тіла і основи земляних гребель можуть виникати так звані морозобійні тріщини, особливо небезпечні в напрямку, перпендикулярному осі гребель.

7. Глинисті ґрунти при промерзанні спучуються (тобто збільшуються в об'ємі) з утворенням тріщин.

2.1.4. Режим ґрунтових вод в областях з холодним кліматом

Ґрунтові води в зоні вічної мерзлоти (рис. 2.2) поділяються на 3 типи: надмерзлотні, міжмерзлотні і підмерзлотні [47].

Надмерзлотні ґрунтові води знаходяться над вічномерзлим ґрунтом і їх режим визначається глибиною сезонного відтаювання ґрунту. Залягають вони, головним чином, в алювіальних, делювіальних, льодовикових ґрунтах та в інших типах четвертичних відкладень. Вічномерзла товща ґрунту для надмерзлотних ґрунтових вод слугує як водопор. Утворюються ці води з атмосферних опадів, танення снігу і льоду. Наявність у ґрунті надмерзлотних вод призводить до заболочення низинних ділянок місцевості та утворення наледів. В зимній період надґрунтові води, як правило, повністю промерзають.

Міжмерзлотні ґрунтові води знаходяться у товщі вічномерзлого ґрунту і залягають як у четвертичних відкладеннях, так і в тріщинах корінних порід. Значення цих вод полягає в забезпеченні зв'язку між надмерзлотними і підмерзлотними водами.

Підмерзлотні ґрунтові води знаходяться нижче вічномерзлого ґрунту. Дуже часто це напірні води. Підмерзлотні ґрунтові води використовуються як джерело водопостачання.

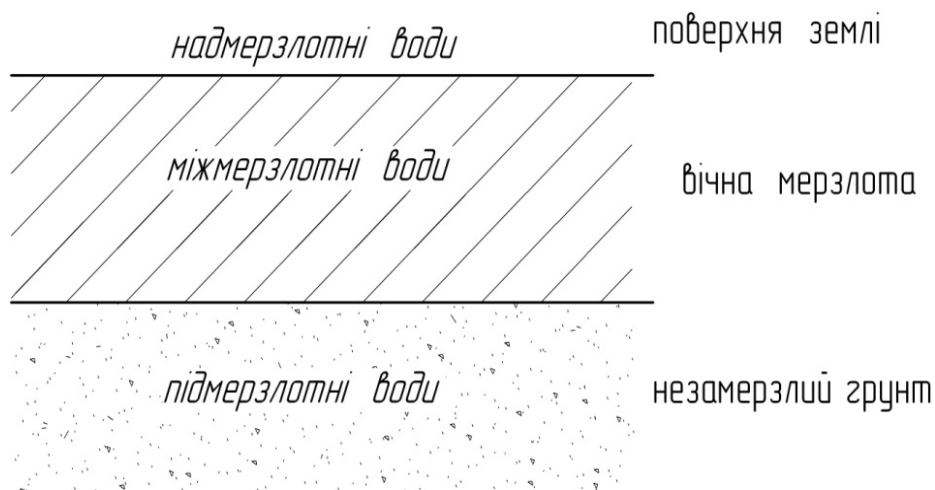


Рис. 2.2. Схема до режимів ґрунтових вод у зоні вічної мерзлоти

2.1.5. Гідрологічні умови в областях з холодним кліматом

Внаслідок великої різноманітності характеристик природного середовища гідрологічні умови річок районів з холодним кліматом істотно відрізняються між собою. В той же час можна виділити їх загальні спільні риси.

1. На Півночі Росії протікають унікальні ріки за своїми витратами, об'ємом стоку, довжиною тощо.

Таблиця 2.2

Характеристики великих рік у холодній кліматичній зоні

| № з/п | Ріка | Площа водозбору $F_{в.зб}$ тис. км ² | Витрата в гирлі $Q_{с.річн}$ м ³ /с | Довжина L км | Перепад м | Гідроенергетичний потенціал млрд кВт·год |
|-------|--------|---|--|----------------------|--------------|---|
| 1 | Єнісей | 2620 | 19800 | 3844 | 1578 | 588 |
| 2 | Лена | 2472 | 15140 | 4337 | 1619 | 235 |

Потенціальні гідроресурси річок басейну р. Єнісея оцінюються в 588 млрд кВт·год, в т.ч. економічно ефективні ресурси – 290 млрд кВт·год. Гідроенергетичний потенціал р. Лени – 235 млрд кВт·год [43]. Але будівництво ГЕС в нижніх ділянках цих річок знаходиться у далекій перспективі (унікально великі потужності ГЕС, об'єми робіт, вартості, тривалість будівництва, площі затоплення і т.п.). В наш час освоюються притоки та верхів'я таких річок.

2. Разом з великими є багато середніх та малих річок – на Кольському півострові, Алясці, Чукотці, в Канаді.

3. Для річок зони з холодним кліматом розподіл стоку протягом року надзвичайно нерівномірний. Для цієї зони характерні тривала весняна повінь, інтенсивні літні і дощові паводки, тривала зимова межінь. Наприклад, розподіл стоку р. Вілюй (спостережний пункт с. Сунгарі) протягом року характеризується такими цифрами: весна – 66,4%, літо-осінь – 31,9 %, зима – 1,7%. Тривалість весняної повені на таких річках триває 40 – 60 діб. За період будівництва Вілюйської ГЕС витрата річки Вілюй в створі гідровузла характеризується таким чином: $Q_{max} = 12700$ м³/с, $Q_{min} = 1,5$ м³/с. При цьому коефіцієнт нерівномірності витрати $k_Q = \frac{Q_{max}}{Q_{mix}} = 8500$. На Зейській ГЕС $k_Q = 10000$, на Колимській $k_Q = 9000$, на Бурейській $k_Q = 6000$. Цікаво порівняти: для Волги $K_Q = 40 - 60$, для Неви і Свірі $k_Q = 2 - 6$ [46; 47].

4. Тяжкі умови льодоходу, причому товщина льоду на річках доходить до 2 м. Льодохід річок з меридіанальним і широтним напрямками течії є різним. Переважний напрямок багатьох сибірських рік – з півдня на північ, тобто меридіанальний. В таких річках, внаслідок великої довжини ріки,

температура у верхів'ях і нижній течії істотно відрізняється між собою. Крига кресне спочатку у верхів'ях (на півдні), а в низинах тримається міцний лід. Внаслідок цього під час льодоходу виникають затори, тороси. Наприклад, на р. Лені, біля м. Ленськ, висота заторів доходила до 17 м.

У річках, що течуть у широтному напрямку, тобто вздовж паралелей, танення снігів відбувається одночасно, що викликає бурхливий підйом рівня води. Наприклад, на р. Вілюй вода піднімається за добу на 4–5 м, а загальний підйом води в повінь доходить до 16 м [47]. За таких умов відбулося аварійне затоплення котловану під час будівництва Мамаканської ГЕС. Річка Мамакан, що протікає в широкому напрямку, швидко очистилась від льоду, а р. Вітім (меридіанальний напрямок) – ні. Внаслідок утворення затору льоду на р. Вітім різко піднявся рівень р. Мамакан і був затоплений котлован ГЕС.

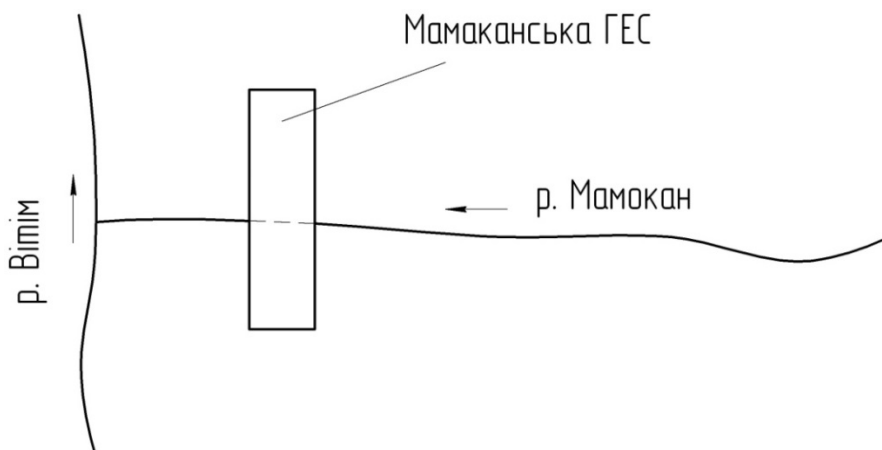


Рис. 2.3. Схема пропуску льоду при будівництві Мамаканської ГЕС

5. У осінньо-зимній період спостерігається інтенсивне утворення шуги, яка може займати до 85–90% живого перерізу річок.

6. Невеликі ріки (а іноді і середні) в зимній період повністю перемерзають. Наприклад, на річках Индигірка, Яна, Адича, Оленськ та ін. стік за період січень-квітень, як правило, дорівнює нулю.

7. Райони ЗВМ, Крайньої Півночі мало обжиті, є віддаленими і важко доступними. Внаслідок цього гідрологічна вивченість річок в цих районах, як правило, є недостатньою. Є випадки аварій об'єктів на Крайній Півночі внаслідок зниження максимальної витрати. Наприклад, на гідровузлі Ірелях максимальна витрата водоскиду в перший рік експлуатації досягла значення $193 \text{ м}^3/\text{с}$, хоча розрахункова витрата $Q_{max}^{10\%} = 167 \text{ м}^3/\text{с}$. Існувала реальна загроза переливу води через гребінь. Щоб не допустити аварії було підірвано береговий водоскид і вода була направлена в обхід греблі.

Враховуючи, що гідрологічний ряд спостережень за витратами та рівнями води є недостатнім, розрахунки витрати річок Q_{max} часто виконують на основі карт середнього модуля стоку (хоча точність невисока), або методом

аналогів (при цьому існує складність в підборі річки-аналога з подібними характеристиками).

8. Поверхня території холодної кліматичної зони характерна наявністю дерев, кущів, мохо-торф'яного шару. Через це у річках цієї зони спостерігається мала кількість зважених і донних наносів, внаслідок чого питання про замулення водосховищ є неактуальним.

9. У літній і осінній періоди можливе багаторазове підвищення рівнів води у річках за рахунок дощових паводків та додаткової води, що утворюється при розтаванні льоду, який знаходиться в ґрунті. Це істотно ускладнює виконання будівельних робіт в руслі річок та на низьких заплавах ділянках.

2.1.6. Вплив гідроенергетичного будівництва на навколишнє середовище в областях з холодним кліматом

Вплив гідроенергетичного будівництва на навколишнє середовище у зазначеній кліматичній зоні можна охарактеризувати наступним чином [36; 46; 47].

1. Створення великих водосховищ взагалі, а в зоні вічної мерзлоти особливо, призводить до змін клімату, гідрологічного, гідравлічного, теплового, гідрохімічного і гідробіологічного режимів водотоку.

2. Із всіх кліматичних змін найбільш помітні температурні. В районах, розміщених поблизу водосховищ, клімат стає м'якшим – в холодні періоди температура підвищується, а в теплі – понижується. Кількість опадів на схилах, що прилягають до водосховища, збільшується.

3. Швидкість вітру на водосховищах, як правило, збільшується в 1,3–1,5 рази. Особливо це помітно у напрямку вздовж водосховища. Можуть змінюватися також обриси «рози вітрів».

4. Водосховище це джерело тепла. Його тепловий потік у зоні вічної мерзлоти призводить до розморожування товщі вічної мерзлоти на дні і в схилах долини. Товщина розмороженого шару ґрунту становить 4–5 м за рік. Це явище особливо важливо враховувати у випадку нескількох ґрунтів, характеристики яких при розмерзанні істотно погіршуються.

5. В умовах сильних вітрів в теплу пору на водосховищах зони вічної мерзлоти утворюються високі хвилі висотою до 2–3 м. Такі вітрові хвилі викликають руйнування берегів водосховищ. Наприклад, на Колимській ГЕС зона деформації прибережної смуги водосховища оцінюється в 250–400 м [46].

6. В нижньому б'єфі ГЕС та водоскидів річка не замерзає навіть у сильні морози. Довжина цієї ділянки може бути дуже великою (іноді десятки кілометрів). Негативний вплив цього явища: випаровування, висока вологість, захворювання людей, складність роботи транспорту. Наявність туманів негативно впливає на авіаційний зв'язок. Висновок – житлові масиви, аеродроми та інші господарські об'єкти бажано розміщувати у верхньому

б'єфі.

7. Утворення туманів, намерзання льоду на водоскидах, лініях електропередач тощо.

8. Внаслідок влаштування водосховищ підвищується рівень ґрунтових вод. Наслідки від цього є негативні і позитивні. Відбуваються підтоплення великих територій, хоча умови водопостачання покращуються.

9. Бувають випадки масового спливання торф'яників. Це вимагає будівництва спеціальних захисних запаней перед водозаборами і водоприймачами гідроелектростанцій. Цікаво зазначити, що на Вілюйській ГЕС, на відміну від водосховищ у середній кліматичній смузі, масового спливання торф'яників не відбувалося [46].

10. В створених водосховищах істотно збільшується кількість риби (плотва, окунь, йорж, щука та ін.). Негативно впливає на розвиток риби затоплення дерев у водосховищах. Вважається, що цей негативний вплив від захоплення деревини зменшується через 5–8 років.

Як приклад негативної дії розмороження ґрунту від теплового потоку маси води у водосховищі розглянемо аварію греблі на р. Права Магдагача (рис. 2.4).

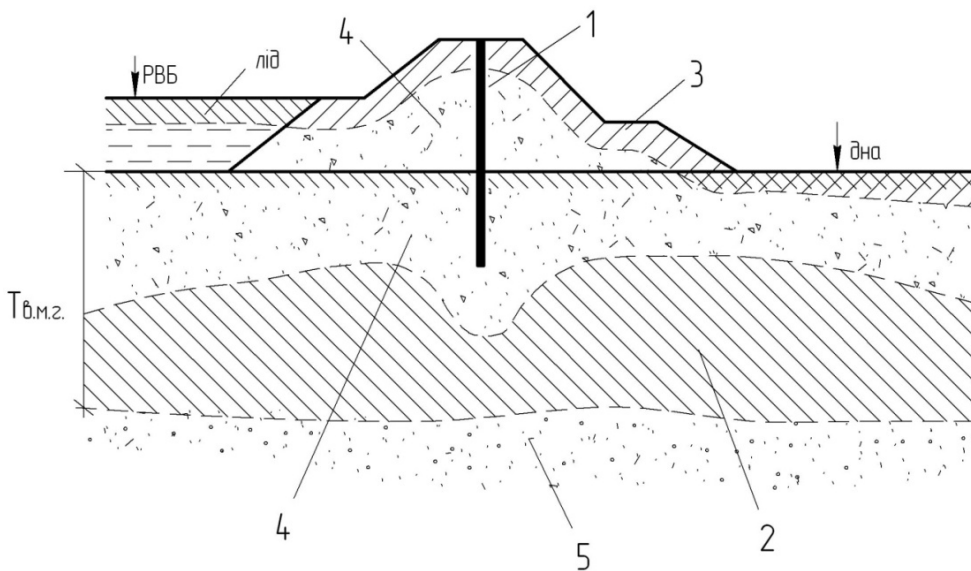


Рис. 2.4. Схема греблі на р. Права Магдагача:
1 – бетонна діафрагма, 2 – вічна мерзлота, 3 – мерзлий ґрунт, 4 – талий ґрунт,
5 – незамерзлий ґрунт

В основі греблі залягають туфи і зруйновані порфірити у замороженому стані. Товщина вічномерзлого ґрунту становить не більше 25–30 м. Гребля була побудована в 1932 р. В перший рік експлуатації вона працювала задовільно, хоча і була фільтрація в її основі. Через 2 роки експлуатації,

внаслідок відтаювання вічної мерзлоти, фільтрація в основі греблі стала загрозливою: $\Sigma Q_{\phi} = 800 \text{ м}^3/\text{д}$, причому через основу греблі $Q_{\phi.ос} \sim 500 \text{ м}^3/\text{д}$. Грунт просів, бетонна діафрагма лопнула в кількох місцях, а в бетонному стояку (між водоскидом і земляною греблею) утворилася тріщина. В результаті гребля зруйнувалася.

Стосовно описаної аварії можна зробити такі висновки.

1. Бетонна діафрагма була заглиблена недостатньо.
2. Не було нічого зроблено, щоб зберегти ґрунт основи греблі в замороженому стані.

2.2. Конструктивні особливості споруд гідроенергетичних вузлів в областях з холодним кліматом

2.2.1. Загальне

Термін «гідроенергетичні станції» у широкому розумінні цього слова передбачає наявність в гідроенергетичному вузлі великої кількості гідроенергетичних і гідротехнічних споруд. До числа гідроенергетичних споруд таких вузлів відносяться водоприймачі, дериваційні канали та тунелі, турбінні водоводи, зрівнювальні резервуари, будівлі ГЕС та ГАЕС, відвідні канали та тунелі тощо. До гідротехнічних споруд таких вузлів необхідно віднести глухі і водозливні греблі, огорожувальні дамби, водоскиди, б'єфоспряжуючі споруди тощо.

Характерною особливістю річкових гідроенергетичних вузлів з великими водосховищами є їх комплексне використання в інтересах багатьох галузей господарства держави – водопостачання, зрошення, водного транспорту, боротьби з повенями та захисту земель від затоплення, комунального господарства, організації рекреаційного відпочинку населення тощо. Гідроенергетичні і гідротехнічні споруди річкових гідроенергетичних вузлів у холодній кліматичній зоні мають свої конструктивні особливості пов'язані із впливом низьких температур на процес будівництва і експлуатації цих споруд.

2.2.2. Земляні греблі

У районах з холодним кліматом земляні греблі (греблі з ґрунтових матеріалів) використовують досить часто. Такі греблі у зазначеній зоні (так само, як і в інших кліматичних зонах), як правило, є глухими, тобто не допускають переливу води через їх гребінь. Для будівництва земляних гребель використовують місцеві нескельні і скельні ґрунти різних типів.

За видом використовуваних матеріалів у районах з холодним кліматом розрізняють такі типи земляних гребель:

- 1) з екраном,
- 2) з ядром (ґрунтовим),

3) з діафрагмою (залізобетонною чи металевою із шпунта).

За температурним режимом експлуатації земляні греблі в холодній кліматичній зоні поділяється на два типи [47; 49; 50]:

- 1) талі або фільтруючі,
- 2) мерзлі або нефільтруючі.

Талими називаються ґрунтові греблі в районах з холодним кліматом, в яких відбувається повне відтаювання (розмерзання) ґрунту тіла і основи споруди в експлуатаційний період. Звичайно такі греблі будують на скельних основах, міцнісні характеристики яких під час відтаювання мало змінюються. Приклади талих гребель: Колимська – з ядром, $H_{гр} = 125$ м; Серебрянська № 1 – з діафрагмою із металевого шпунта, $H_{гр} = 78$ м; Віллойська – з екраном, $H_{гр} = 74$ м (рис. 2.5).

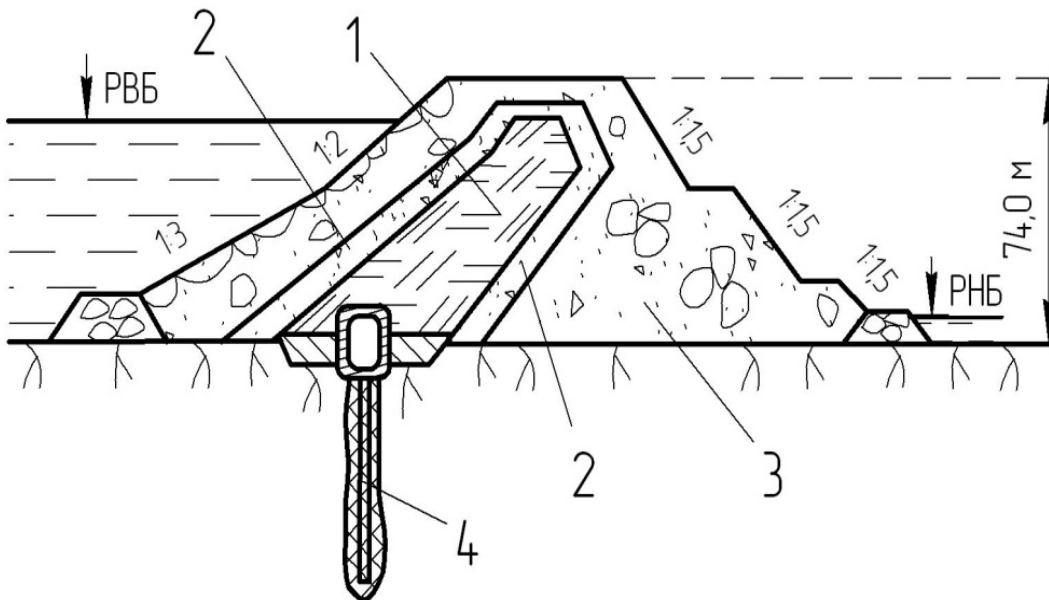


Рис. 2.5. Схема Віллойської греблі талого типу:

- 1 – екран із суглинку, 2 – перехідні зони з піщано-гравелистої суміші,
3 – великоуламковий ґрунт, 4 – цементційна завіса

Мерзлыми називаються ґрунтові греблі в районах з холодним кліматом, у тілі та основі яких є суцільна водонепроникна зона із мерзлого ґрунту, що не розмерзається протягом всього періоду експлуатації споруди. Такі греблі будуються на нескельних основах. Їх висота істотно менша, ніж талих гребель. Найвища гребля мерзлого типу Чітаніка (США) має висоту $H_{гр} = 44$ м. Прикладом гребель такого типу може слугувати Певекська гребля на р. Певек (рис. 2.6).

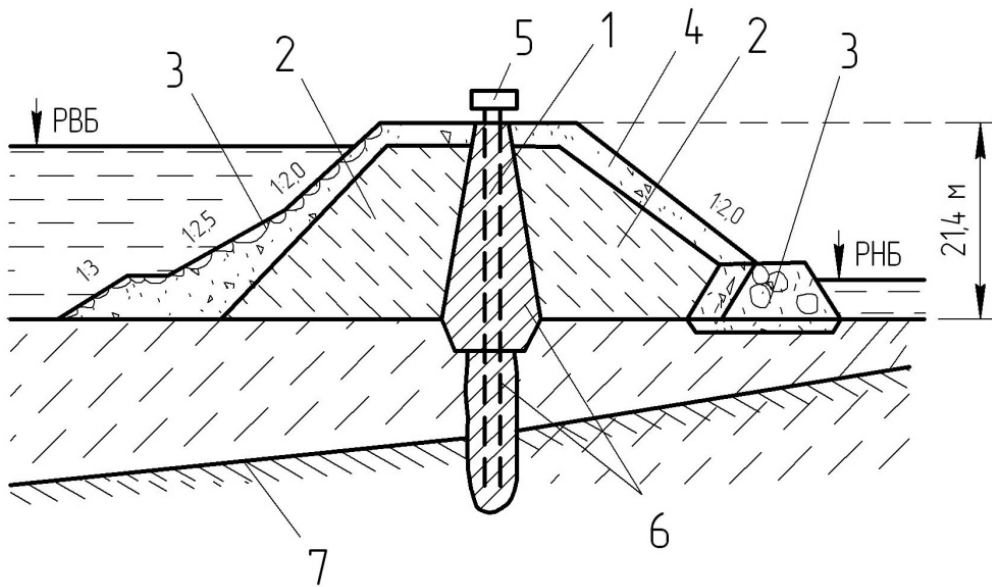


Рис. 2.6. Схема Певекської греблі мерзлого типу:

- 1 – ядро із суглинки, 2 – супісок із щебнем, 3 – кам'яна накидь, 4 – шар гальки,
 5 – повітряні колонки (210 штук через 2 м, довжиною $l = 12 - 30$ м),
 6 – мерзлий ґрунт, 7 – вічномерзлий ґрунт

2.2.3. Глухі бетонні греблі

Глухі бетонні греблі в районах з холодним кліматом влаштовують звичайно на скельних основах. Основні типи цих гребель (рис. 2.7):

- 1) гравітаційні (наприклад, Красноярська, Усть-Ілімська),
- 2) гравітаційні з розширеними швами (Братська),
- 3) масивно-контрфорсні (Зейська),
- 4) арково-гравітаційні (Саяно-Шушенська) [51].

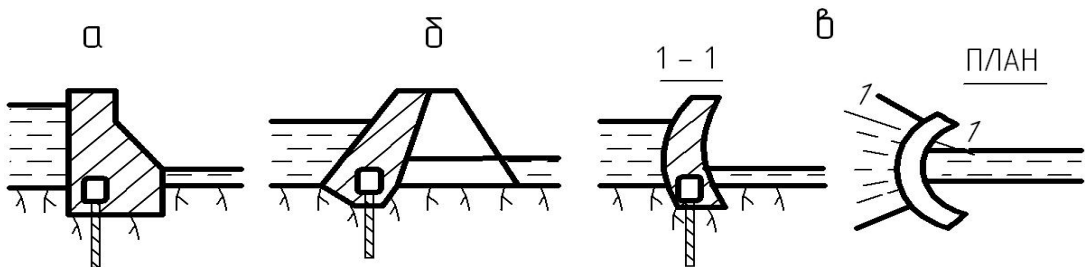


Рис. 2.7. Схема бетонних гребель в районах з холодним кліматом:
 а – гравітаційні, б – контрфорсні, в – аркові (арково-гравітаційні)

При будівництві бетонних гребель в районах з холодним кліматом за основу беруться звичайні (класичні) конструкції, використання яких має такі особливості:

1) тонкі аркові та контрфорсні греблі з тонкостінними елементами не використовуються (приклад арково-гравітаційної греблі наведено на рис. 2.8);



Рис. 2.8. Вигляд з нижнього б'єфу на Саяно-Шушенську ГЕС

2) застосовується спеціальна утеплена опалубка при виконанні бетонних робіт;

3) бетонування при низьких температурах здійснюється у тепляках;

4) використовується морозостійкий бетон;

5) здійснюється дренаж тіла греблі і відведення фільтраційної води. (Цікаво зазначити, що загальна фільтраційна витрата через бетон тіла Братської греблі $Q_{\phi} = 8$ л/с, а Усть-Ілімської – $Q_{\phi} = 20$ л/с);

6) застосовується штучне підтримання позитивної температури та необхідної вологості у потернах, порожнинах, приміщеннях всередині тіла греблі;

7) використовується «зонування бетону» в тілі греблі (рис. 2.9).

Арково-гравітаційна гребля Саяно-Шушенської ГЕС має висоту 242 м, довжину по гребеню 1074,4 м, товщину в основі 105,7 м, а на гребені – 25 м. Потужність ГЕС 6400 МВт (10 x 640), турбіни радіально-осьові, розрахунковий напір 194 м, максимальна витрата через турбіни 3580 м³/с.

Площа водосховища 621 км², повний об'єм 31,3 км³, корисний об'єм 15,3 км³ [52].

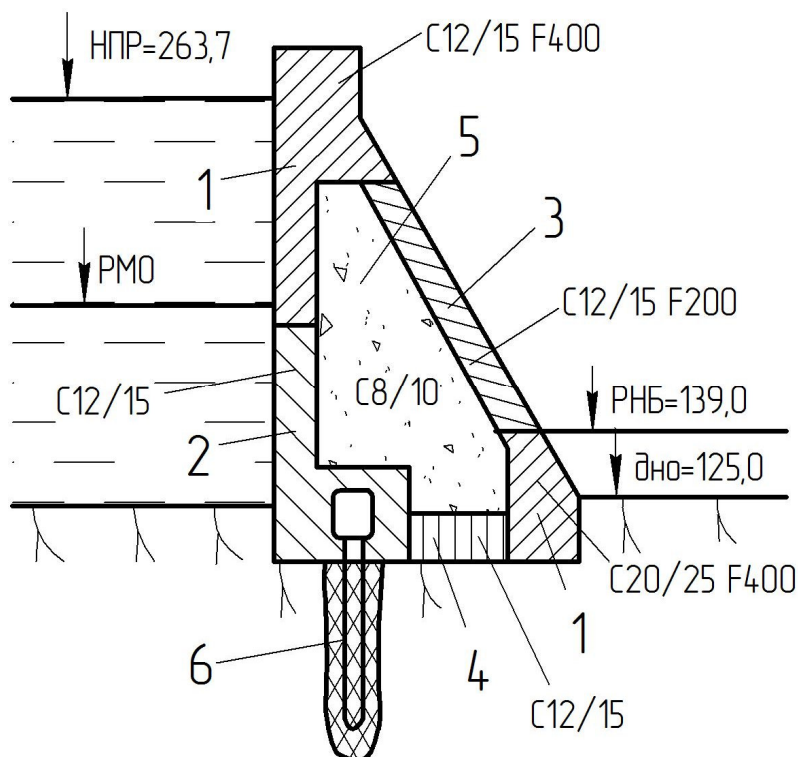


Рис. 2.9. Схема зонування бетону в гравітаційній греблі:
 1 – водостійкий, водонепроникний, морозостійкий; 2 – водостійкий, водонепроникний, 3 – водостійкий, морозостійкий; 4 – водостійкий, водопроникний; 5 – звичайний (гідротехнічний); 6 – цементацинна завіса

2.2.4. Особливості влаштування водоскидних споруд

Водоскидними спорудами (водоскидами) річкових гідровузлів називаються споруди, призначені для скидання в нижній б'єф лишніх повеневих і паводкових вод.

Внаслідок великої різноманітності природних умов (напори, витрати, геологія, рельєф місцевості тощо) для зони вічної мерзлоти є характерною велика кількість типів водоскидних споруд. На вибір типу, конструкції і розмірів водоскидів в районах з холодним кліматом великий вплив мають такі фактори.

1. Наявність льоду, що знаходиться у водосховищі та приходить по річці із верхів'їв, а також спосіб поводження з ним (скид в нижній б'єф чи акумуляція).

2. Прогони водоскидів для забезпечення скидання льоду повинні бути досить великими.

3. Кріплення каналів в складі берегових водоскидів має бути розраховане на пропуск льоду.

4. Механічне обладнання водоскидів та інших водопропускних споруд гідровузла повинно надійно працювати при низьких температурах.

5. Умови пропуску будівельних витрат.

6. Термічний режим водоскиду, його основи та примикань до інших споруд (особливо за наявності в гідровузлі земляної греблі мерзлого типу).

7. Інші ускладнення роботи водоскидів при низьких температурах: протікання води через ущільнення затворів, намерзання льоду за затворами внаслідок утворення бризок та високої вологості повітря.

У холодній кліматичній зоні найчастіше використовують такі два типи розташування водоскидів:

- 1) в межах напірного фронту гідровузлів (водозливні греблі),
- 2) берегові.

2.2.5. Водозливні греблі

Водоскиди в межах напірного фронту – це бетонні водозливні греблі. Як правило, вони використовуються в сукупності з бетонними глухими греблями різних типів. У районах з холодним кліматом бетонні водоскиди в межах напірного фронту гідровузла у примиканні до земляних, кам'яно-земляних і кам'яно-накидних гребель практично не використовуються як з конструктивних міркувань, так і з умов їх спільної термічної роботи.

За наявності бетонної водозливної греблі в межах напірного фронту гідровузлів у районах з холодним кліматом використовуються такі основні гідравлічні режими спряження б'єфів:

- 1) донний режим,
- 2) режим відкинутої струмини,
- 3) поверхневий режим.

Донний режим спряження б'єфів використано на водозливній греблі Саяно-Шушенської ГЕС (рис. 2.10). Водозливна частина греблі Саяно-Шушенської ГЕС має 11 прогонів шириною по 5 м і розрахована на пропуск витрати $13600 \text{ м}^3/\text{с}$ [49; 52].

Багаторічний досвід експлуатації водоскиду Саяно-Шушенської ГЕС показав, що гідравлічні умови його роботи є надзвичайно важкими, внаслідок чого досить часто доводиться проводити дорогі ремонти водобою. За цих обставин було прийнято рішення про будівництво додаткового берегового водоскиду.

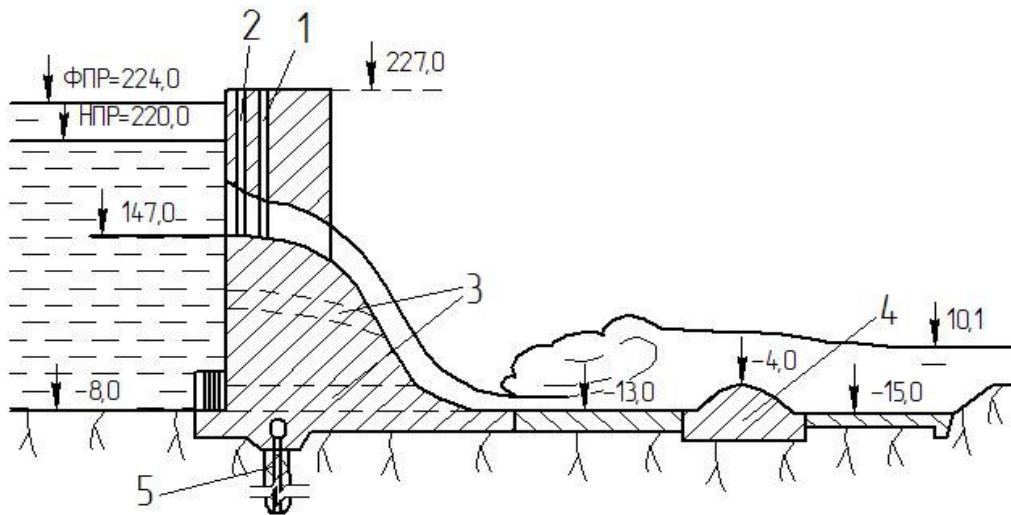


Рис. 2.10. Схема водоскиду Саяно-Шушенської ГЕС з донним режимом спряження б'єфів: 1 – паз основного затвора, 2 – паз ремонтного затвора, 3 – глибинні водоскиди, 4 – допоміжна водозливна гребля для створення водобійного колодязя, 5 – цементацийна завіса

Режим відкинутої струмни характерний тим, що потік відкидається від водоскиду на велику віддаль (іноді більшу 100 м), що виключає можливість підмиву споруди з боку нижнього б'єфу. Ця схема переважно використовується за наявності міцних скельних порід в основі споруди. Прикладом застосування такого режиму може бути водозливна гребля Красноярської ГЕС (рис. 2.11).

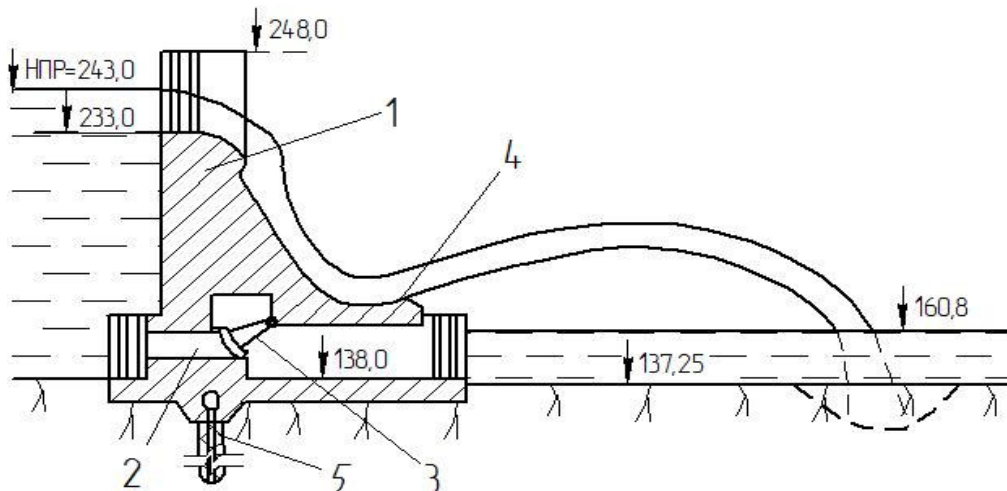


Рис. 2.11. Схема водоскиду Красноярської ГЕС з режимом відкинутої струмни: 1 – поверхневий водозлив, 2 – донний водоскид, 3 – сегментний затвор, 4 – трамплін, 5 – цементна завіса

Характеристика Красноярської ГЕС: р. Єнісей, $N = 6000$ МВт, максимальна висота греблі $H_{гр} = 124$ м, максимальний напір $H = 101$ м, об'єми водосховища $W_{всх}^п = 73,3$ км³, $W_{всх}^к = 30,4$ км³, водоскид – форсована витрата $Q_{вск}^ф = 14570$ м³/с, число прогонів $n = 7$, ширина прогонів $b = 25$ м [51].

Поверхневий режим спряження б'єфів формується за низьконапірними водозливними греблями з низьким уступом при відповідних рівнях води у нижньому б'єфі (рис. 2.12). Завдяки особливостям кінематичної структури течії (відсутність поверхневого вальця та концентрація великих швидкостей у верхній частині потоку) цей режим спряження б'єфів використовуються в районах з холодним кліматом для скидання льоду з водосховища в нижній б'єф – наприклад на Волховській та Свірській гідроелектростанціях.

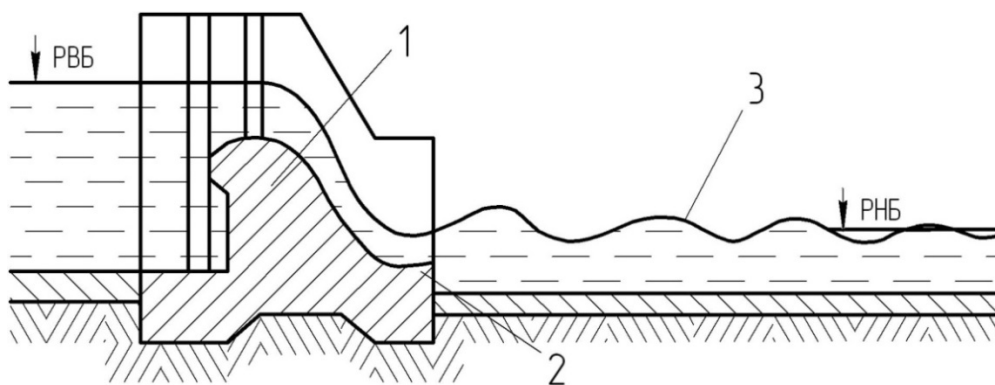


Рис. 2.12. Схема водоскиду з поверхневим режимом спряження б'єфів:
1 – поверхневий водозлив, 2 – низький уступ, 3 – хвиляста поверхня

2.2.6. Берегові водоскиди

За наявності в складі гідровузла ґрунтової греблі водоскидні споруди у холодній кліматичній зоні, як правило, влаштовують береговими. Як приклад розглянемо компоновку гідровузла Ірелях (рис. 2.13).

Характеристика гідровузла Ірелях: р. Ірелях, призначення – водопостачання м. Мирного, висота греблі $H_{гр} = 20,0$ м, ґрунти в основі греблі: на заплаві – мергелі, мергелисті глини з прошарками вапняків і доломітів, а в русловій частині – алювіальні відкладення. Розрахункові витрати берегового водоскиду $Q_{2\%} = 166$ м³/с, $Q_{0,1\%} = 356$ м³/с [47].

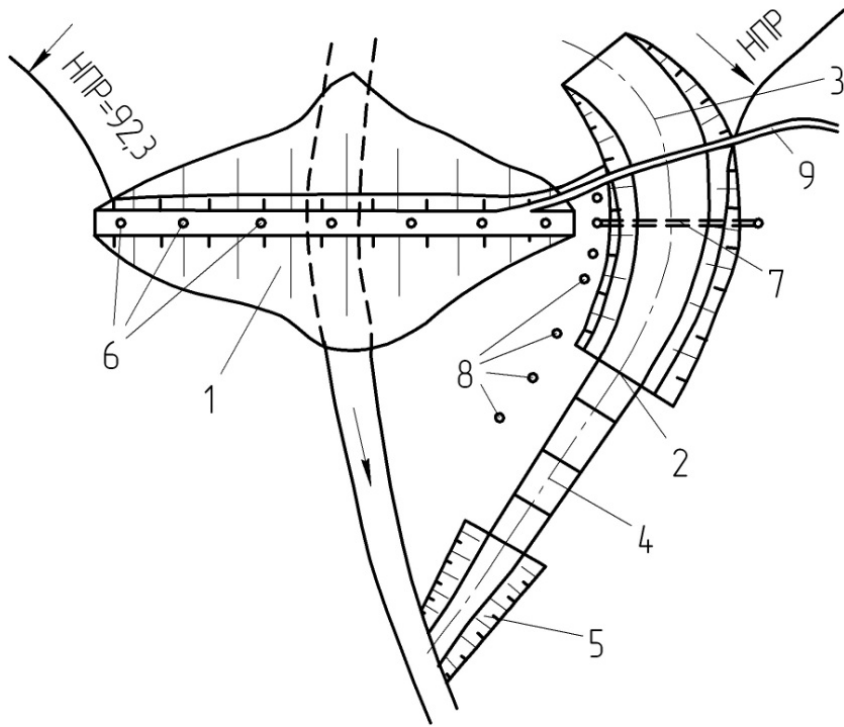


Рис. 2.13. План гідровузла Ірелях (постійного):

1 – земляна гребля мерзлого типу, 2 – береговий водоскид, 3 – підвідний канал, 4 – багатоступінчатий перепад, 5 – відвідний канал, 6 – колонки мерзлотної завіси в тілі греблі, 7 – мерзлотно завіса під каналом, 8 – колонки мерзлотної завіси між греблею і водоскидом, 9 – дорога

Основні причини широкого застосування берегових водоскидів у районах з холодним кліматом полягають у наступному.

1. Під час експлуатації ґрунтові греблі та їх основи часто мають значні осідання (особливо у талих греблях), що недопустимо для бетонних споруд водоскиду. Наприклад, осідання греблі Келсі (Канада) дорівнює 2,2 м. При висоті греблі $H_{гр} = 6,0$ м це становить (20–30)% від її висоти.

2. Відділення водоскиду від ґрунтової греблі є позитивним фактором з точки зору термічної роботи гідровузла. Справа в тому, що вода, яка пропускається в нижній б'єф через водоскидні споруди, несе величезну кількість тепла (це вже весняний період, а температура води коливається від 2°C до 18°C). Велику кількість тепла несуть також і фільтраційні води. Це все викликає інтенсивний теплообмін, що призводить до розмерзання ґрунтів, які примикають до водоскидних споруд. Щоб не допустити розмерзання ґрунту греблі Ірелях мерзлого типу на цьому гідровузлі влаштована спеціальна мерзлотно завіса між водоскидом і земляною греблею.

З метою забезпечення пропуску льоду в нижній б'єф берегові водоскиди, звичайно, приймають відкритими. До складу берегового

водоскиду входять такі типи споруд: скидний шлюз-регулятор, швидкотік (наприклад, на гідровузлах Ситикан, Ойуур Юреге), багатоступінчатий перепад (гідровузол Ірелях) та канали. При великих скидних витратах за наявності міцних скельних порід використовують траншейний скид (гідровузол Мянунджа).

Водоскидні споруди гідровузлів у холодній кліматичній зоні складають досить велику частину загальної вартості гідровузла (табл. 2.3).

Таблиця 2.3

Відносна вартість споруд ряду гідровузлів у районах з холодним кліматом

| № з/п | Гідровузол | Відносна вартість % (від загальної вартості) | | |
|-------|-------------|---|----------|------|
| | | гребля | водоскид | ГЕС |
| 1 | Вілюйський | 27,8 | 18,2 | 54,0 |
| 2 | Колимський | 24,0 | 24,0 | 52,0 |
| 3 | Хантайський | 32,0 | 32,0 | 36,0 |
| 4 | Ірелях | 52,5 | 46,5 | – |

Поздовжній профіль по осі берегового водоскиду гідровузла Ситикан показано на рис. 2.14. Характеристика гідровузла Ситикан: р. Ситикан, $W_{вск} = 35,0$ млн м³, $Q_{0,5\%} = 318,0$ м³/с.

Водоскидна споруда гідровузла Ситикан запроєктована без збереження мерзлого стану напівскельних ґрунтів основи. Проте були прийняті наступні заходи для обмеження відтаювання ґрунту внаслідок дії відкритого та фільтраційного потоків – влаштування буробетонної стінки (8) та двох мерзлотних завіс (9). Льодозатримуюча споруда має довжину по фронту $L = 120$ м. Складається вона із биків $l = 7,5$ м, $t = 1,2$ м, причому віддаль між осями биків – 6,0 м, а бики опираються на палі $l \sim 7,0$ м [47].

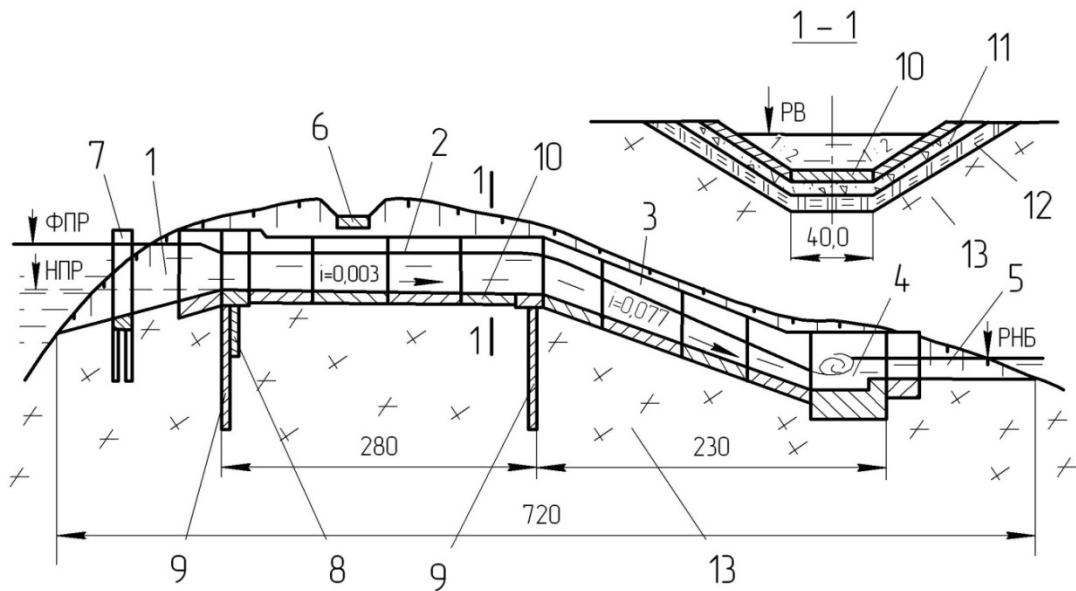


Рис. 2.14. Поздовжній профіль берегового водоскиду гідровузла Ситикан:
 1 – вхідна частина, 2 – скидний канал, 3 – швидкотік ($b = 18,0$ м, $t_{пл} = 0,5$ м),
 4 – водобійний колодезь, 5 – відвідний канал, 6 – міст, 7 – льодозатримуюча споруда
 (льодоріз), 8 – буробетонна стінка, 9 – мерзлотна завіса,
 10 – залізобетонні плити ($t = 0,2$ м), 11 – щебінь ($t = 0,2$ м), 12 – суглинок ($t = 0,7$ м),
 13 – напівскельні ґрунти

Кінцеву частину швидкотоків іноді виконують у вигляді трампліну з відкиданням струмни від споруди (рис. 2.15) [53].



Рис. 2.15. Береговий водоскид Колимської ГЕС

2.2.7. Влаштування мерзлотної завіси під береговими водоскидами

Наявність лише мерзлотної завіси в тілі та основі гребель мерзлого типу не може забезпечити надійну роботу гідровузла. Справа полягає в тому, що вода, яка скидається з водосховища у нижній б'єф, має досить велику кількість тепла. Так наприклад, на початку повені вода має температуру $0-2^{\circ}\text{C}$, а в кінці повені – $6-8^{\circ}\text{C}$. В періоди сильних літніх дощів температура води на водоскиді може доходити до $15-18^{\circ}\text{C}$ (в залежності від розташування гідровузла). Крім того, велику кількість тепла приносить також і фільтраційна вода. Процеси тепло- і масообміну мають істотний вплив на термічний стан, а відповідно і фізико-хімічні характеристики ґрунту (несуча здатність, коефіцієнт фільтрації тощо).

Враховуючи неможливість влаштування заморожуючих колонок на водоскиді в межах відкритого водного потоку, конструкція заморожуючої системи під відкритими береговими водоскидними спорудами істотно відрізняється від подібних системами в тілі мерзлих гребель.

Конструкція заморожуючої системи під каналом водоскиду гідровузла Ірелях показана на рис. 2.16. Ця система є продовженням мерзлотної завіси під греблею. Система складається з труб, розташованих на різній висоті. Число труб $n=5$, подачу холодного повітря по трубах у холодну пору забезпечує вентилятор [47].

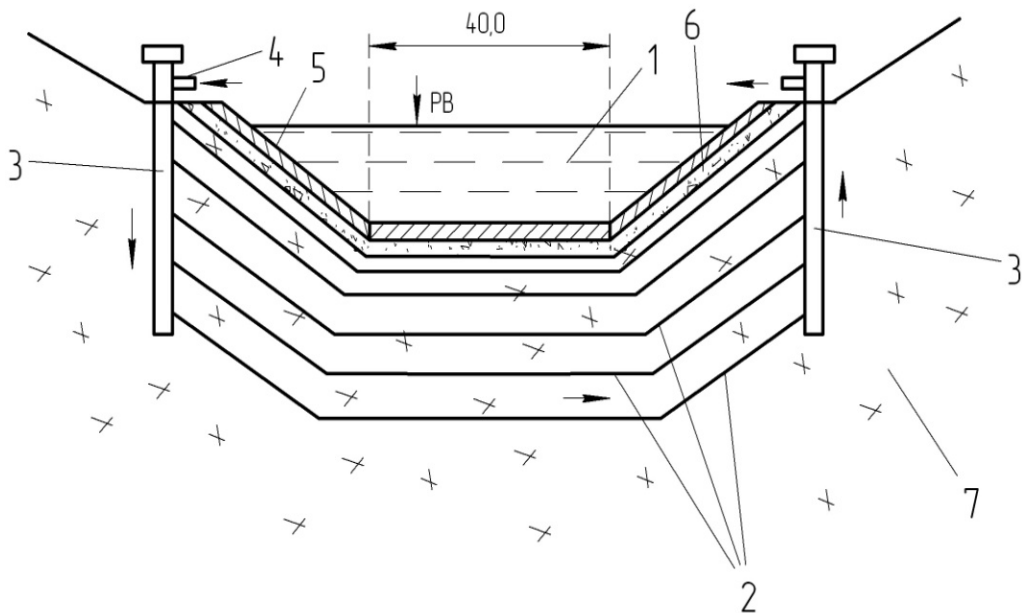


Рис. 2.16. Схема заморожуючої системи під водоскидним каналом водоскиду гідровузла Ірелях: 1 – канал, 2 – заморожуючі труби, 3 – колектор, 4 – вентилятор, 5 – залізобетонні плити, 6 – щербинь, 7 – напівскельні ґрунти

Досвід експлуатації цієї заморозуючої системи показав, що така конструкція виявилася невдалою. Внаслідок дії тепла від води в каналі та фільтраційного потоку відбулося відтаювання ґрунту в основі каналу. Після чотирьох років експлуатації гідровузла глибина відтаювання ґрунту під водоскидним каналом досягла 15–16 м.

2.2.8. Водосховища

Водосховищами називаються штучні водойми, створювані на річках шляхом будівництва гребель. Наразі на планеті в експлуатації знаходиться понад 60 тисяч водосховищ з сумарним повним об'ємом 6,6 тис. км³ і площею водного дзеркала 400 тис. км². Природні водойми називаються озерами.

Будівництво гідроелектростанцій на річках передбачає створення водосховищ, які забезпечують наявність відповідних умов для роботи цих станцій. Водосховища в складі гідроенергетичних вузлів використовують не тільки для виробництва електричної енергії, а й для задоволення різноманітних потреб суспільства – регулювання стоку, боротьба з повеннями, зрошення земель, водопостачання, судноплавство тощо.

Поряд із зазначеним позитивним впливом будівництво водосховищ створює ряд серйозних проблем, серед яких необхідно виділити наступні:

- затоплення значних територій, які вилучаються із сільськогосподарського виробництва;
- підйом рівня ґрунтових вод на прилеглих землях і підтоплення великих територій;
- розмиви берегів під дією вітрових хвиль;
- негативні екологічні наслідки через зміни гідравлічного, температурного, хімічного режимів та їх впливу на тваринний і рослинний світ;
- серйозні ускладнення для рибного господарства і судноплавства;
- замулення водосховищ тощо.

Створення і використання водосховищ у холодній кліматичній зоні має ряд особливостей. Річки Росії, Канади, США (Аляска), які впадають у Північний льодовитий океан, у нижній своїй частині протікають у низовинних місцевостях. Будівництво в таких умовах гідровузлів, навіть при невеликих та середніх напорах за наявності великих витрат ріки і широких долин викликає значні обсяги робіт і потребує величезних капіталовкладень.

Прикладом водосховищ у холодній кліматичній зоні може слугувати водосховище Братської ГЕС на р. Ангари (рис. 2.17). Це водосховище за своїми параметрами входить у п'ятірку найбільших водосховищ світу і має такі характеристики: повний об'єм 169 км³, площа 5470 км², довжина 570 км, максимальна глибина 150 м [54].



Рис. 2.17. Вигляд на водосховище Братської ГЕС

2.2.9. Пропуск льоду через гідровузли в областях з холодним кліматом

Утворення льоду на річках та водосховищах в районах з холодним кліматом істотно погіршує умови роботи споруд і суттєво впливає на конструкцію споруд та процес їх експлуатації.

Товщина льоду доходить до 2,0–2,1 м (без врахування торосів), міцність льоду під час скресання криги становить 80–100% його максимальної міцності. Проблема ускладнюється тим, що через гідровузлу необхідно скинути в нижній б'єф лід не тільки із водосховища, а також ще й лід, який прибуває з верхів'їв ріки. Наприклад, об'єм льоду, що скидався в нижній б'єф на Вілюйському гідровузлі у 1966 р. доходив до 8 млн м³. Утворення на річках заторів у холодний період викликає намерзання льоду і утворення торосів висотою до 10 м.

Для полегшення пропуску льоду через гідровузли використовують такі заходи.

1. Збільшення ширини водоскидних прогонів (більше 20 м) або використання автоматичних водоскидів без влаштування биків.

2. Використання бетонних водозливних гребель з носком при утворенні поверхневого режиму спряження б'єфів (наприклад Волховська і Свірська гідроелектростанції).

3. Ширина споруд берегового водоскидного тракту (особливо каналів) приймається досить великою (40–50 м і більше).

4. Канали, прорізані у міцних скельних породах, приймаються неукріпленими. У випадку слабких порід використовуються кріплення каналів у вигляді залізобетонних плит ($t = 0,2 - 0,5$ м) або кам'яної накиді $d \approx 0,5$ м.

5. Влаштування перед водоскидами спеціальних льодозатримуючих споруд та льодорізів (із залізобетонних паль чи інших матеріалів).

6. Затримка льоду у водосховищі на кілька тижнів (1–2 тижні) для зменшення міцності та товщини льоду. Наприклад, на Усть-Хантайському гідровузлі під час скидання льоду товщиною 0,8–1,5 метрів його міцність становила 200–400 МПа.

7. Використання сонячної радіації для зменшення міцності льоду з застосуванням затемнюючих матеріалів – шлаку, вугільного пилу, ґрунту.

8. Використання хімічних методів обробки льоду для його послаблення (різні солі, розчини).

9. Механічне руйнування і подрібнення льоду за допомогою вибухівки (особливо в місцях звуження потоку та перед водоскидами).

10. Створення гідравлічних умов, сприятливих для розламування льодяного поля на окремі крижини (з розмірами до 10–20 м) за допомогою перепаду рівнів води на звуженнях потоку ($\Delta z \approx 0,5 - 0,8$ м) та на спорудах ($\Delta z \approx 2,0 - 4,0$ м).

2.2.10. Гідроенергетичні тунелі

При створенні та експлуатації ГЕС і ГАЕС широко використовують гідроенергетичні тунелі, тобто енергетичні водоводи, влаштовані у товщі геологічній порід без розробки вищерозташованого ґрунту. Такі споруди використовують для різноманітних цілей – подачі води на турбіни (турбінні водоводи), транспортування води на відносно великі віддалі у складі дериваційних ГЕС (дериваційні тунелі), пропуску будівельних витрат через створ гідровузла (будівельні тунелі), відведення води від турбін у нижній б'єф (водовідвідні тунелі) і т. п. [44; 55–57]. З гідравлічної точки зору гідроенергетичні тунелі бувають **безнапірними** з формуванням вільної поверхні потоку по довжині споруди, коли вода заповнює лише частину поперечного перерізу, та **напірними** без утворення вільної поверхні, коли вода повністю заповнює поперечний переріз тунелю (рис. 2.18) [58].

Форми поперечного перерізу безнапірних гідроенергетичних тунелів вибирають в залежності від міцності геологічних порід. Типові форми таких тунелів представлені на рис. 2.19 [44]. Напірні гідроенергетичні тунелі звичайно приймають круглої форми поперечного перерізу. Міцність різних типів гірських порід характеризують за допомогою коефіцієнт міцності k_m , значення якого у відповідності з рекомендаціями М.М. Протодьяконова [44] наведені у додатку Б.



Рис. 2.18. Вигляд portalу напірного тунелю ГЕС Квілдел

Характеристики ГЕС Квілдел (Kvittdal): Норвегія, водозбірний басейн Бокнафіорден (Boknafjorden), станція дериваційна, установлена потужність 1240 МВт (4 x 310), турбіни – радіально-осьові, розрахунковий напір 537 м [58].

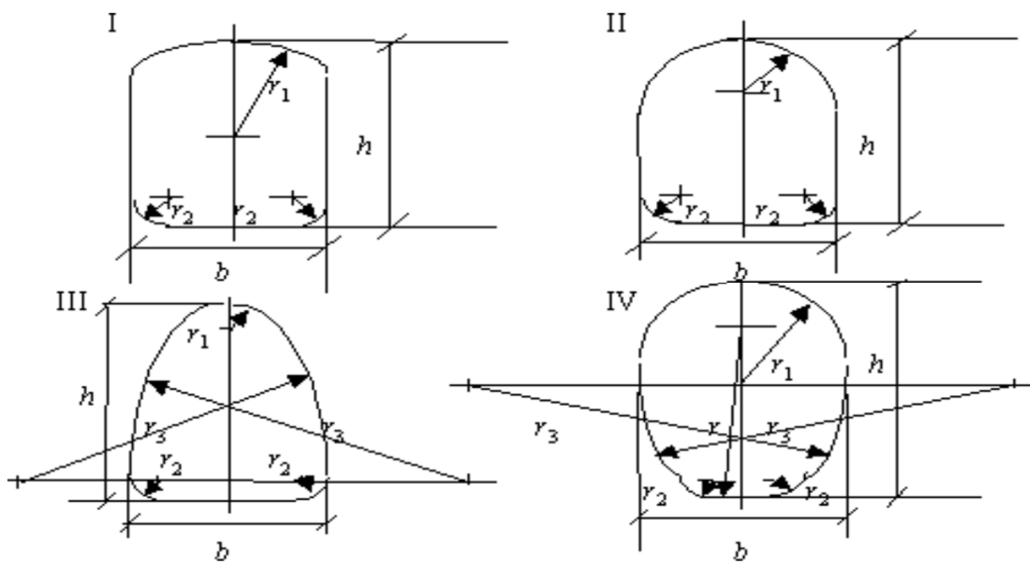


Рис. 2.19. Схеми поперечних перерізів безнапірних тунелів

Звичайно за наявності скельних, напівскельних і нескельних геологічних період у гідроенергетичних тунелях влаштовують обробку, яка виконує такі функції:

- забезпечує стійкість період на контакт з підземною виробкою;
- сприймає навантаження гірських порід (гірничий тиск) та тиск ґрунтових вод ззовні, а також статичні і динамічні навантаження водного потоку зсередини тунелю;
- зменшує втрати води на фільтрацію із тунелю;
- зменшує шорсткість внутрішньої поверхні тунелю.

Найчастіше використовують залізобетонні та бетонні обробки.

Товщину залізобетонних і бетонних обробок безнапірних та напірних гідроенергетичних тунелів можна визначити за різними методиками [49; 55; 56], які розглянуті в задачах № 2–№ 4. У реальному проектуванні товщину таких обробок розраховують з урахуванням фактичних характеристик наявних геологічних порід, положення рівня ґрунтових вод, особливостей гідравлічних режимів роботи тунелю та інших факторів.

В окремих випадках (у місцях з дуже великими швидкостями, на перехідних ділянках тунелів) застосовують металеве облицювання залізобетонних обробок. За наявності дуже міцних геологічних порід (граніти, спіліти, діабази тощо) в останні десятиріччя влаштовують тунелі без обробки. В таких тунелях часто використовують анкерне кріплення породи бокових стін та склепіння. Методика розрахунків анкерного кріплення тунелів, розташованих як у звичайних умовах (з плюсовими температурами), так і в зоні вічної мерзлоти, викладена в [44] і розглянута в задачах № 5, № 6.

2.2.11. Виконання підземних робіт у мерзлих ґрунтах

Серед характерних особливостей виконання підземних робіт у мерзлих породах відзначимо наступні.

1. В районах з холодним кліматом (у зоні вічної мерзлоти) температура всередині закритої виробки довгий час є від'ємною (до -20°C і нижче).

2. Наявність підземних вод, деяке відтаювання породи та утворення конденсату під час виконання будівельних робіт, призводять до формування наледів на поверхнях гірничої виробки. Це викликає суттєві ускладнення з рухом транспорту, обмерзання елементів кріплення породи і т.п.

3. Під час проведення бурових робіт у мерзлих породах при $t < + (0,5 \div 1)^{\circ}\text{C}$ відбувається замерзання промивної води у шпурах та системі подачі води. Для запобігання цього використовують протиморозні добавки – кухонну сіль NaCl , поташ K_2CO_3 в кількості (5–6)%. Недоліки цього методу – швидка корозія бурової сталі, зменшення в 3–4 рази терміну експлуатації гумових ущільнень.

4. Тужавіння звичайних бетонів при температурі нижче $+5^{\circ}\text{C}$ різко уповільнюється. Для пришвидшення процесу тужавіння бетону використовують такі заходи:

- прогрівання поверхні скелі;
- використання «холодних бетонів», які твердіють при від’ємних температурах. Наприклад, на Колимській ГЕС бетон наносили на поверхню скелі з температурою $t_{\text{ск}} = -10^{\circ}\text{C}$ при температурі повітря $t_{\text{п}} = -20^{\circ}\text{C}$.

5. Відтаювання ґрунту в підземних виробках під час будівництва (особливо в літній період) та експлуатації веде до виникнення температурних напружень в обробці підземних виробках, що може призвести до утворення тріщин. Наприклад, у залізобетонному склепінні будівлі Колимської ГЕС під час будівництва виникла тріщина. У цьому випадку для посилення склепіння було застосоване анкерне кріплення.

2.2.12. Влаштування цементацийних завіс у мерзлих ґрунтах

Цементацийна завіса являє собою суцільну водонепроникну перепону (стінку) в основі водопідпірних споруд та в берегах долини, створювану шляхом нагнітання цементного розчину (вода та цемент) у скельні породи. Призначена для зменшення фільтраційної витрати $Q_{\text{ф}}$, швидкості фільтрації $V_{\text{ф}}$, градієнту напору $I_{\text{н}}$, зменшення фільтраційного тиску на підшву греблі та недопущення фільтраційних деформацій ґрунтів в основі водопідпірних споруд. Цементацийна завіса влаштовується під всіма спорудами в напірному фронті – глухі і водозливні греблі, будівлі ГЕС і т.п (рис. 2.20).

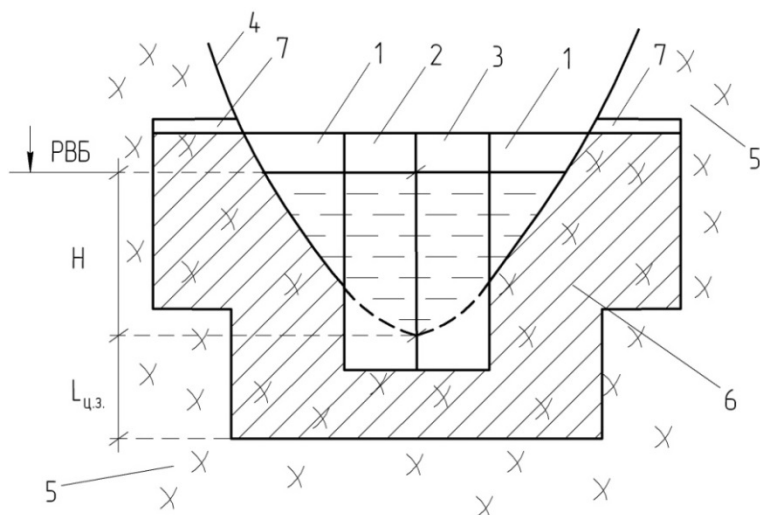


Рис. 2.20. Схема влаштування цементацийної завіси в основі водопідпірних споруд та в берегах долини:

- 1 – глуха гребля, 2 – водозливна гребля, 3 – будівля ГЕС, 4 – поверхня землі,
5 – мерзлий ґрунт, 6 – цементацийна завіса, 7 – галерея

Влаштуються цементацийні завіси як у звичайних, так і мерзлих скельних грунтах. Глибина влаштування завіси

$$L_{ц.з.} \cong (0,5 - 1,0)H, \quad (2.1)$$

де H – напір на гідровузлі.

Особливості цементациї в мерзлих грунтах:

- 1) скельні ґрунти мають тріщини (товщиною від мікрон до 10 см і більше) та розломи в скельному масиві;
 - 2) ці тріщин, як правило, заповнені льодом;
 - 3) при відтаюванні ґрунту його водопроникність істотно збільшується.
- Товщина зони відтаювання ґрунту становить від 1,5–1,8 до 4 м/рік.

Способи влаштування цементних завіс у мерзлих грунтах:

1-й спосіб – під час заповнення водосховища і експлуатації гідровузла по мірі відтаювання ґрунту (цементация здійснюється в розмерзлий ґрунт);

2-й спосіб – в процесі будівництва водопідпірних споруд до наповнення водосховища (цементация здійснюється в штучно розморожений ґрунт);

3-й спосіб – комбінований, цементация виконується як до заповнення водосховища, так і під час експлуатації гідровузла.

1-й спосіб – самий простий здійснюється так само, як і в немерзлих грунтах. Але є обмеження: середня швидкість фільтрації $V_{\phi} < 600$ м/д; градієнт напору $I_n < 2-3$; розкриття тріщин у скельному масиві повинно бути меншим долей міліметра. Якщо фільтраційний потік виносить цементний розчин і цемент не встигає тужавіти, то здійснюють часткове або повне спорожнення водосховища.

2-й спосіб – передбачає штучне розморожування скельного масиву перед проведенням цементацийних робіт, яке здійснюється або за допомогою подачі у свердловини води (іноді підігрітої), або шляхом електропрогріву. Технічно можлива глибина такого розморожування скельного ґрунту доходить до 40 м за сезон. Цементация ведеться знизу вгору для забезпечення відведення лишньої води із скельного масиву. Другий спосіб використовувався на Колимській ГЕС з такими характеристиками: тріщинуваті граніти; температура породи $t = -7^{\circ}$ С; цементний розчин використовувався з прискорювачем тужавіння цементу (NaCl); питоме водопоглинання $> 0,1$ л/хв; тиск відмови – 12–20 ат. Використаний метод називається «цементациєю в замкненому мерзлому масиві».

3-й спосіб – найбільш вартісний і найбільш ефективний, адже цементация здійснюється не в замкнений мерзлий масив, а у розморожений на велику товщину скельний ґрунт. Часто використовується у випадках, коли другий спосіб виявився неефективним.

В нескільких грунтах замість цементної завіси останнім часом використовують протифільтраційні завіси які називають «стінка в ґрунті». Для цього під тискотропним (глинистим) розчином влаштувають вузьку і

глибоку траншею (щілину), яку заповнюють протифільтраційним матеріалом (бетон, полімери, різноманітні суміші).

2.2.13. Забезпечення надійності роботи механічного обладнання при низьких температурах

Основні типи механічного обладнання ГЕС:

- 1) затвори водоприймачів, водоскидів, водозаборів, водоспусків (затвори – робочі, ремонтні, аварійні);
- 2) сміттєзатримуючі решітки;
- 3) підйомно-транспортні механізми для обслуговування затворів, сміттєзатримуючих решіток та інших рухомих конструкцій тощо.

Можливі проблеми, які можуть виникати в процесі експлуатації механічного обладнання гідроелектростанцій при низьких температурах, зводяться до наступного.

1. Примерзання льодового поля водосховища до затворів (неможливість маневрування затворами, додаткові навантаження на конструкції при підвищенні температури).

2. Обмерзання затворів льодом під водою з боку верхнього б'єфу внаслідок дії низької температури повітря (а відповідно і затвору) з боку нижнього б'єфу.

3. Примерзання затворів до биків, порогу споруди, забральних стінок.

4. Примерзання ущільнюючих і опорно-ходових пристроїв затворів до закладних частин.

5. Утворення льоду на поверхні споруд за затвором внаслідок протікання води через ущільнення між затворами та спорудою.

6. Забивка льодом і шугою сміттєзатримуючих решіток.

7. Крихке руйнування металевих конструкцій при дуже низьких температурах.

8. Випучування металевого облицювання пазів і затворних камер при великих морозах.

9. Обмерзання робочих вузлів підйомних механізмів та пристроїв.

Небезпека – неробочий стан водопропускних споруд під час повеней і як наслідок виникнення аварій.

Заходи для недопущення аварійних ситуацій в процесі роботи механічного обладнання гідроелектростанцій при низьких температурах:

- 1) тепловий захист механічного обладнання;
- 2) спеціальні системи проти дії льодового поля на затвори, а також проти обмерзання затворів;
- 3) використання металів і сплавів, що можуть працювати без їх крихкого руйнування при температурах до -70°C ;
- 4) використання сегментних затворів, підйомне зусилля яких істотно менше ніж плоских вертикальних.
- 5) обігрівання кабін підйомних кранів та рухомих елементів.

2.3. Характеристика сучасного стану гідроенергетики та конструктивні особливості гідроелектростанцій в областях з холодним кліматом

2.3.1. Загальна характеристика гідроенергетики в областях з холодним кліматом

До холодної кліматичної зони входять такі держави, як США (Аляска), Росія, Канада, Норвегія, Фінляндія, Швеція, Данія (Гренландія). Характерно, що зазначена кліматична зона займає лише частину території вказаних країн. Для цих країн характерним є високий рівень економічного і технічного розвитку, проте використання гідроенергетики в районах з особливими природно-кліматичними умовами має свою специфіку.

США, Росія, Канада володіють дуже великими територіями. При цьому гідроелектростанції, що знаходяться у віддалених районах, працюють в автономному режимі, забезпечують електричною енергією лише місцеві господарські об'єкти і не входять до об'єднаної електричної системи цих держав. Норвегія, Фінляндія, Швеція мають відносно невеликі території і їх ГЕС здебільшого входять до об'єднаної енергетичної системи своїх країн.

Необхідно підкреслити, що забезпечення електроенергією віддалених малих господарських об'єктів (ферми, дослідні станції тощо) більш рентабельно здійснювати за допомогою невеликих мобільних дизельних установок.

На території, що відноситься до холодної кліматичної зони, протікає величезна кількість рік з колосальним водно-енергетичним потенціалом. Унікально великі ріки Об, Єнісей, Лена протікають у Росії. Велика кількість середніх і малих річок зосереджені в Канаді, на Алясці і Чукотці, в Норвегії, Фінляндії, Карелії. На таких річках побудовано багато великих, середніх і малих гідроелектростанцій, основні характеристики деяких із них наведені у таблиці 2.4.

У районах з холодним кліматом використовують більшість типів, будівель ГЕС, що застосовують і у помірній кліматичній зоні. До числа таких типів відносяться руслові, пригребельні, підземні, напівпідземні гідроелектростанції. Проте названі типи будівель ГЕС у холодній кліматичній зоні мають ряд особливостей, викликаних специфікою будівництва і експлуатації споруд в умовах сильних морозів, вітрів, снігопадів. Характерно, що в таких умовах використовують будівлі ГЕС тільки закритого (або підземного) типу, а відкриті і напіввідкриті будівлі не застосовують.

Серед великого числа різноманітних вимог, які висовують до роботи гідроелектростанцій у холодній кліматичній зоні, необхідно виділити наступні.

1. Водоприймачі ГЕС повинні забезпечити забір води із водосховищ за наявності міцного льодового покриву на поверхні води.

Таблиця 2.4

Характеристики ряду гідроелектростанцій у холодній кліматичній зоні

| № з/п | Назва | Річка | Країна | Установлена потужність МВт | Число агрегатів | Тип турбін | Рік пуску перших агрегатів |
|-------|-----------------|---------|----------|----------------------------|-----------------|------------|----------------------------|
| 1 | Саяно-Шушенська | Єнісей | Росія | 6400 | 10 | РО | 1978 |
| 3 | Красноярська | Єнісей | Росія | 6000 | 12 | РО | 1967 |
| 4 | Колимська | Колима | Росія | 720 | 5 | Д+РО | 1985 |
| 5 | Вілюйська | Вілюй | Росія | 648 | 4 | ПЛ | 1967 |
| 6 | Кетгл | Нельсон | Канада | 1440 | 12 | ПР | 1970 |
| 7 | Квілдал | Уллада | Норвегія | 1240 | 4 | РО | 1981 |
| 8 | Сіма | Біорея | Норвегія | 1120 | | К | 1980 |

2. Термічний режим роботи турбінних водоводів не може допустити замерзання води в них у періоди зупинки агрегатів станції.

3. Механічне обладнання гідроелектростанцій (затвори, сміттєзатримуючі решітки, підйомні крани) повинно забезпечити надійну роботу ГЕС відповідно до графіка подачі електричної енергії за будь-яких кліматичних умов.

4. Використовувані методи і технології будівельних робіт (наземних, підземних, цементацийних, дренажних тощо) повинні враховувати особливості мерзлого ґрунту і забезпечити необхідну якість виконуваних робіт.

5. Електричне обладнання (генератори, трансформатори, розподільчі пристрої, ЛЕП та інше) повинні забезпечити відповідні режими роботи ГЕС при будь-яких температурах навколишнього повітря.

2.3.2. Руслові гідроелектростанції

Руслові ГЕС входять до напірного фронту гідровузла і сприймають напір води, внаслідок чого вони відносяться до класу водопідпірних споруд (рис. 2.21). У районах з холодним кліматом використовуються будівлі гідроелектростанцій закритого типу, при якому все основне і допоміжне обладнання та мостовий кран станції розміщуються в середині будівлі.

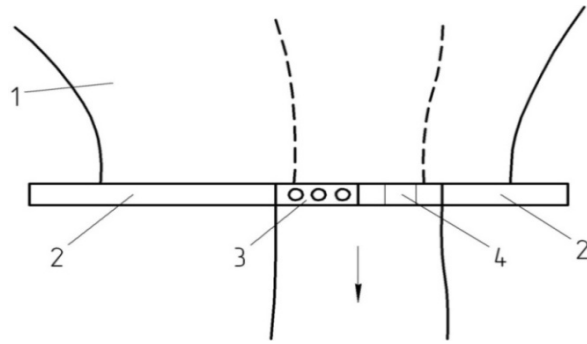


Рис. 2.21. Схема руслової ГЕС:

1 – водосховище, 2 – глуха гребля, 3 – будівля ГЕС, 4 – водоскид

Приклад руслової гідроелектростанції Кеттл в районі з холодним кліматом наведено на рис. 2.22–2.24. Характеристики ГЕС Кеттл: Канада, р. Нельсон, установлена потужність 1440 МВт (12 × 120), напір 30 м, турбіна пропелерна, $D_I = 7,36$ м, $Q_T = 385$ м³/с, $Q_{гес} = 4415$ м³/с, гребля талого типу (з ядром), $H_{гр} = 48$ м, водозлив має 8 прогонів і розрахований на пропуск витрати 10200 м³/с [59].

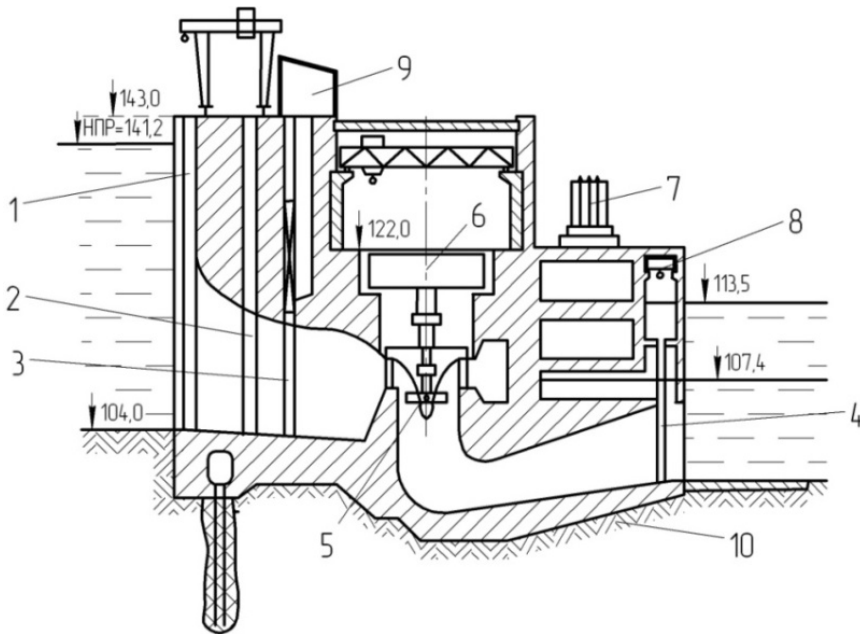


Рис. 2.22. Схема будівлі ГЕС Кеттл:

1 – паз смітгезатримуючої решітки, 2 – паз ремонтного затвора, 3 – паз робочого (турбінного) затвора, 4 – паз ремонтного затвора відсмоктувальної труби, 5 – турбіна, 6 – генератор, 7 – трансформатор, 8 – кран для затвора відсмоктувальної труби, 9 – утеплене приміщення, 10 – щільні валунні глини



Рис. 2.23. ГЭС Кеттл: загальний вигляд



Рис. 2.24. ГЭС Кеттл: машина зала

Особливості розглядуваної будівлі гідроелектростанції, пов'язані з холодним кліматом:

- 1) будівля ГЕС є закритого типу і забезпечує тепловий захист обладнання та персоналу;
- 2) отвори водоприймача заглиблені під рівень верхнього б'єфу щоб не допускати захоплення льоду потоку води;
- 3) кран гідроенергетичного обладнання станції та пазів (3, 4) закриті від холоду.

Характерним прикладом руслової гідроелектростанції у районах з холодним кліматом може бути також ГЕС Мускрат Фоллс (Muskrat Falls), яка розташована в Канаді на річці Черчилл і є нижньою станцією каскаду гідроелектростанцій на цій річці (рис. 2.25–2.26). Характеристики ГЕС Мускрат Фоллс: установлена потужність 824 МВт (4Х206), тип турбін поворотно-лопатевої, глуха бетонна гребля складається із двох частин, розділених будівлею ГЕС. Південна ділянка цієї греблі має висоту 29 м і довжину 325 м, а північна – висоту 32 м і довжину 432 м. Довжина водосховища 59 км, а площа 101 км² [60; 61].



Рис. 2.25. ГЕС Мускрат Фоллс: вигляд з верхнього б'єфу під час будівництва



Рис. 2.26. ГЕС Мускрат Фоллс: вигляд з нижнього б'єфу

2.3.3. Пригребельні гідроелектростанції

Пригребельні гідроелектростанції не сприймають тиск води з боку верхнього б'єфу і розміщуються за греблею, саме яка і сприймає цей тиск (рис. 2.27). Зазначена обставина дозволяє істотно полегшити конструкцію будівлі ГЕС. Пригребельні ГЕС побудовані на Красноярському, Братському, Усть-Ілімському та інших гідровузлах в районах з холодним кліматом.

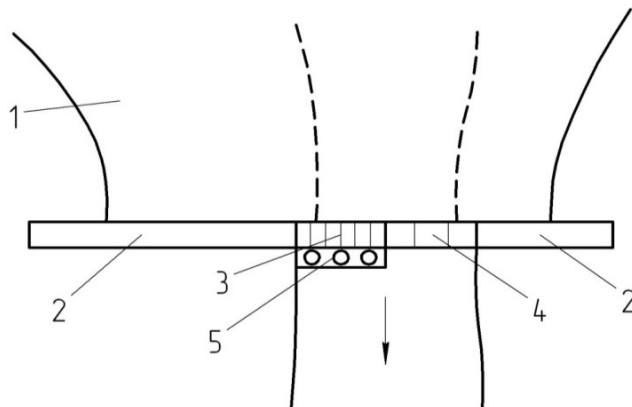


Рис. 2.27. Схема пригребельної ГЕС: 1 – водосховище, 2 – глуха гребля, 3 – станційна гребля, 4 – водоскид, 5 – будівля ГЕС

Приклад пригребельної Усть-Ілімської гідроелектростанції в районі з холодним кліматом наведено на рис. 2.28.

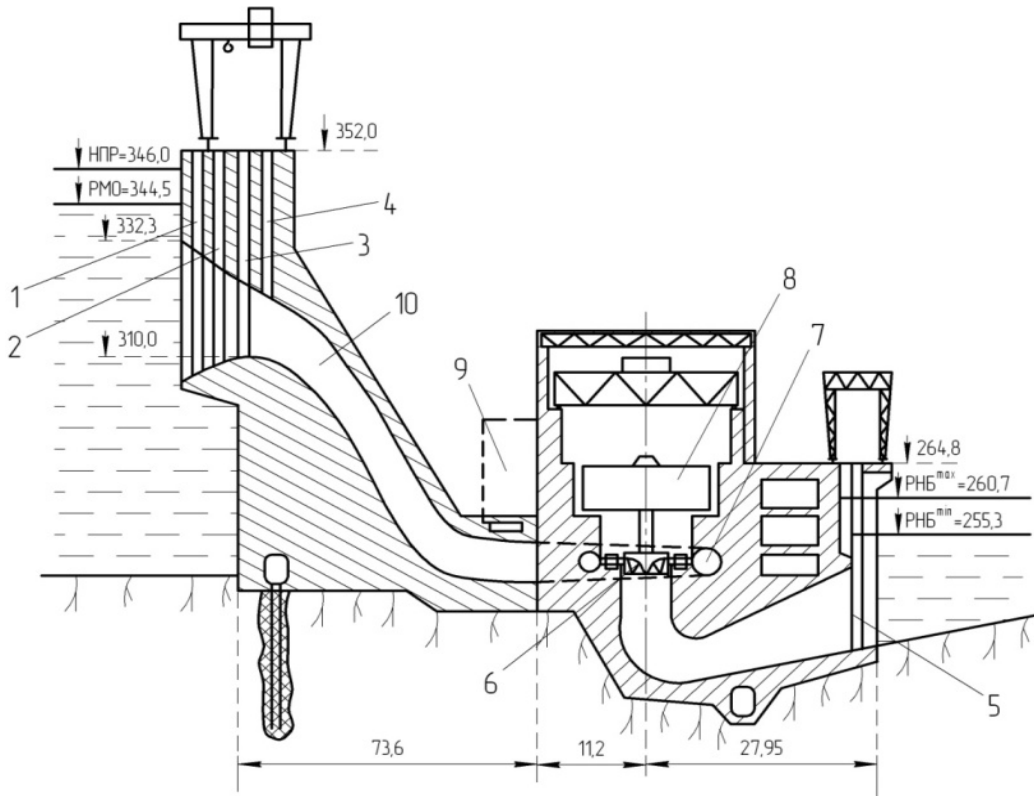


Рис. 2.28. Схема Усть-Ілімської ГЕС:

- 1 – паз сміттезатримуючої решітки, 2 – паз ремонтного затвора, 3 – паз робочого (турбінного) затвора, 4 – аераційні отвори, 5 – паз ремонтного затвора відсмоктувальної труби, 6 – турбіна, 7 – спіральна камера, 8 – генератор, 9 – приміщення електричного обладнання, 10 – турбінні водоводи

Характеристики Усть-Ілімської ГЕС: р. Ангара, установлена потужність 4320 МВт (18 x 240), розрахунковий напір ГЕС 86 м, турбіни радіально-осьові, діаметр робочого колеса 5,5 м, витрата турбіни 320 м³/с, частота обертання 125 об/хв, максимальна висота греблі 102 м, повний об'єм водосховища 59,3 км³ [56].

Особливості розглядуваної будівлі гідроелектростанції, пов'язані з холодним кліматом:

1) будівля ГЕС є закритого типу і забезпечує тепловий захист обладнання та персоналу;

2) отвори водоприймача заглиблені під рівень верхнього б'єфу щоб не допускати захоплення льоду потоком води;

3) електричне обладнання станції знаходиться в утепленому приміщенні;

4) турбінні водоводи ГЕС розміщені в тілі бетонної греблі.

2.3.4. Підземні гідроелектростанції

Підземні ГЕС влаштовують в схилах долин за наявності міцних скельних порід, причому будівля електростанції повністю розміщується під поверхнею землі. Такі станції мають ряд переваг перед іншими типами будівель ГЕС, завдяки яким широко застосовуються в районах як з помірним, так і холодним чи тропічним кліматом. Наразі число підземних ГЕС і ГАЕС перевищує 500.

Додаткові переваги підземних ГЕС в районах з холодним кліматом:

1) можливість ведення будівельних робіт в будь-яку пору року незалежно від природних умов навколишнього середовища;

2) істотне поліпшення термічних умов експлуатації споруд і обладнання, що викликає спрощення конструкцій та зменшення їх вартості.

Будівництво підземних ГЕС в районах з холодним кліматом широко поширене в таких країнах, як Канада (Черчілл Фоллс, Міка, Портідж-Маунтін, Нечако-Кемано), Норвегія (Тонстад), Швеція (Сторнорфорс), Росія (Колимська) та ін. Діапазон напорів $H = 20 - 1400$ м, внаслідок чого використовуються всі типи турбін.

Розміри підземних машинних залів можуть бути надзвичайно великими: прогони – до 30 м, висота виломки – до 45 м (і навіть до 60 м). Вартість підземної скельної виїмки на великих ГЕС становить 1.5–2.5 вартості наземної скельної виїмки. Найбільш поширена форма поперечного перерізу виломки – прямокутна. Коефіцієнт міцності порід за Протодьяконовим $f_m = 20 - 8$ і менше. Кріплення виломки: облицювання, анкерування, цементация. В міцних породах застосовуються виломки без кріплення. Форма склепіння: напівциркульна, підковоподібна, еліпсоподібна.

На рис. 2.29, як приклад, наведено поперечний переріз підземної Колимської ГЕС. Характеристики Колимської ГЕС: р. Колима, потужність 750 МВт, (5 x 150), максимальний напір ГЕС 116 м, турбіни – радіально-осьові (РО–115), діаметр робочого колеса 4,2 м, витрата турбіни 186 м³/сек, частота 214 об/хв, гребля земляна талого типу, висота греблі 126,0 м, повний об'єм водосховища 14,6 км³ (рис. 2.30) [62].

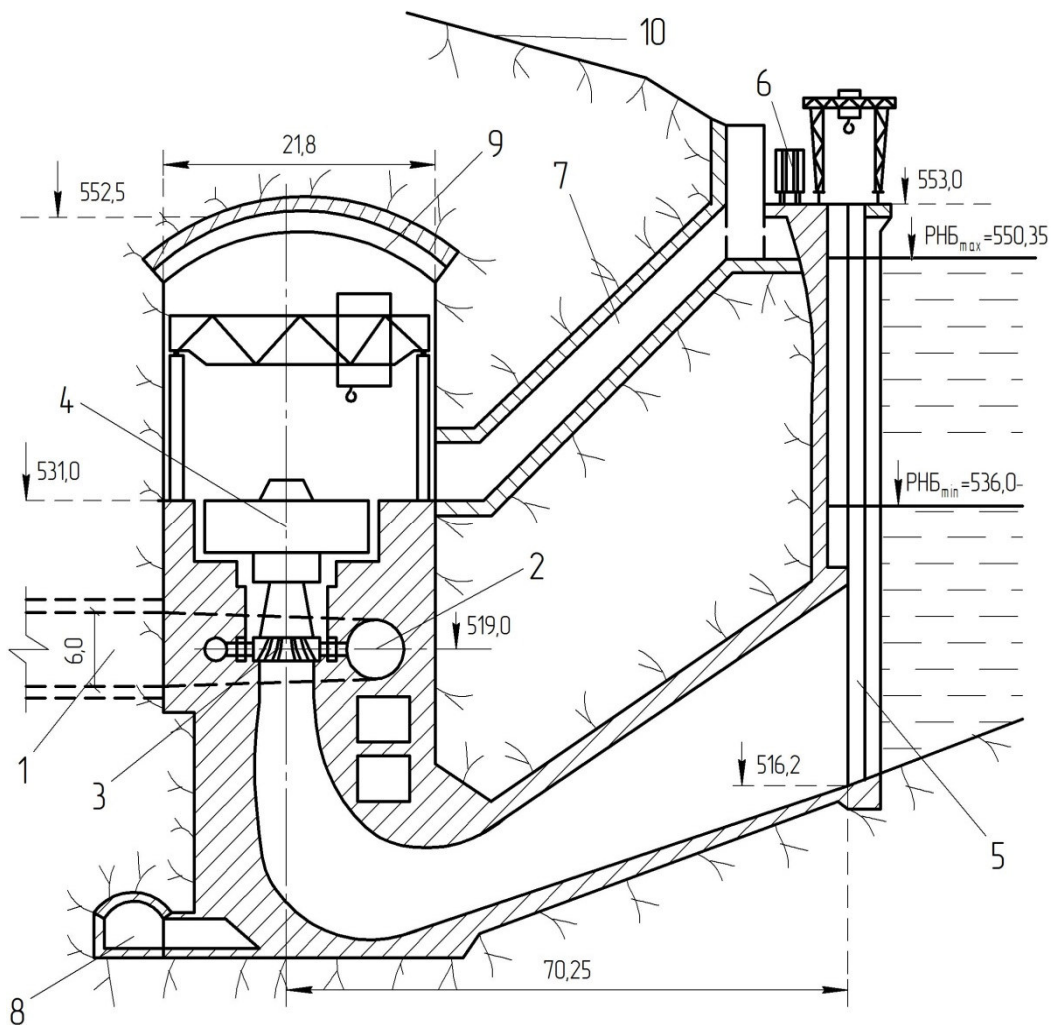


Рис. 2.29. Схема підземної Колимської ГЕС:

1 – турбінний водовод, 2 – спіральна камера, 3 – турбіна, 4 – генератор, 5 – паз для ремонтного затвора відсмоктувальної труби, 6 – трансформатор, 7 – галерея для електрошин від генератора до трансформатора, 8 – транспортно-будівельний тунель, 9 – підвісна стеля, 10 – поверхня землі

Особливості ГЕС розглядуваного типу в районах з холодним кліматом:

1) наявність підземної будівлі ГЕС закритої від дії атмосферних факторів,

2) робота водоприймача в складних умовах низьких температур за наявності льоду,

3) влаштування додаткової підвісної стелі, яка захищає обладнання та персонал від крапель води, що утворюються внаслідок розмерзання вічної мерзлоти та виникнення конденсату.



Рис. 2.30. Колимська ГЕС, загальний вигляд

Прикладом підземної гідроелектростанції у районах з холодним кліматом може бути також ГЕС Черчилл Фоллс (Churchill Falls), яка розташована в Канаді на р. Черчилл вище за течією від ГЕС Мускрат Фоллс і має такі характеристики: установлена потужність 5428 МВт, розрахунковий напір 312,4 м, турбіни радіально-осьові, кількість агрегатів 11, частота обертання 200 об/хв, підземна машина зала має довжину 296 м, ширину 25 м, висоту 47 м, і розташована на глибині 310 м, від поверхні землі, площа водосховища 6988 км², загальний об'єм 28 км³ (рис. 2.31) [63].



Рис. 2.31. ГЕС Черчилл Фоллс, ремонт турбіни

2.3.5. Напівпідземні гідроелектростанції

Напівпідземні ГЕС є перехідним типом від звичайних наземних ГЕС до підземних. Принципова відмінність напівпідземних ГЕС від підземних полягає в тому, що напівпідземна ГЕС знаходиться близько від поверхні землі, внаслідок чого будівля ГЕС повністю не розміщується під цією поверхнею. В наш час нараховується біля 50 побудованих ГЕС і ГАЕС напівпідземного типу. Як приклад на рис. 2.32 наведено поперечний переріз напівпідземної Вілюйської ГЕС-1.

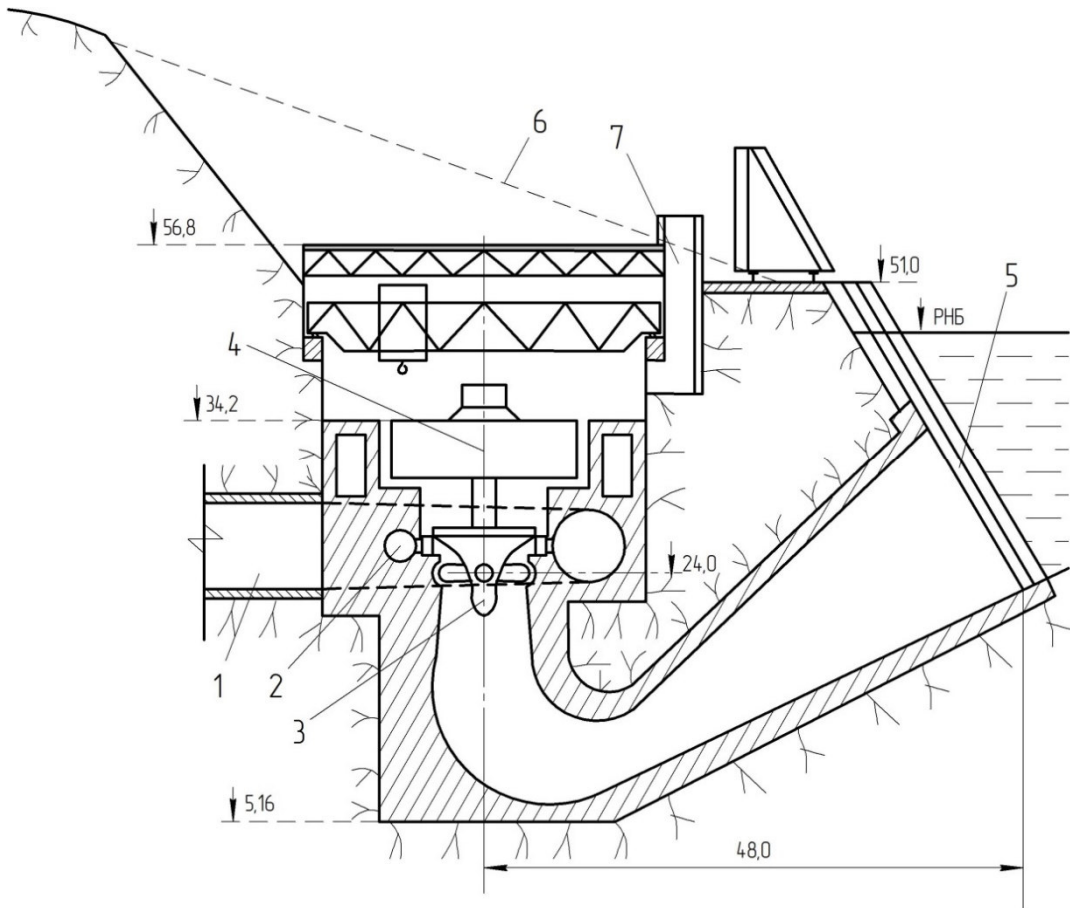


Рис. 2.32. Схема Вілюйської ГЕС-1:

- 1 – турбінний водовід, 2 – спіральна камера, 3 – турбіна, 4 – генератор, 5 – паз для ремонтного затвора відсмоктувальної труби, 6 – поверхня землі, 7 – транспортно-вентиляційна шахта

Особливості конструкції Вілюйської ГЕС-1 пов'язані з роботою у холодній зоні:

- 1) наявність напівпідземної будівлі станції, закритої від дії

атмосферних факторів, що забезпечує експлуатацію обладнання станції при плюсових температурах;

2) робота водоприймача в складних умовах низьких температур за наявності льоду;

3) влаштування похилого ремонтного затвора відсмоктувальної труби, що полегшує операції з маневруванням цим затвором.

Комплекс Вілюйських ГЕС-1 та ГЕС-2 загальною потужністю 680 МВт (рис. 2.33) розташований на р. Вілюй. Напівпідземна ГЕС-1 потужністю 340 МВт (4 x 85) розміщена на правому березі і обладнана поворотно-лопатевими турбінами. ГЕС-2 має також потужність 340 МВт (4 x 85) розміщена на лівому березі і обладнана радіально-осьовими турбінами. Розрахунковий напір станції 55 м. Земляна гребля талого типу з екраном має висоту 75 м і довжину 608 м. На об'єкті влаштовано відкритий береговий водоскид з каналом [64].



Рис. 2.33. Комплекс Вілюйських ГЕС-1 та ГЕС-2, вигляд зверху

2.3.6. Особливості конструкцій і роботи водоприймачів гідроелектростанцій в областях з холодним кліматом

Водоприймачі ГЕС призначені для прийому води із водосховища і подачі її на турбіни. Водоприймальні отвори споруди обладнуються затворами і сміттєзатримуючими решітками. На руслових ГЕС водоприймачі входять в конструкцію будівлі ГЕС, на пригребельних – в станційну греблю, а на дериваційних – в головний вузол деривації. Загальний вигляд водоприймача Колимської ГЕС показано на рис 2.34 [62]. За висотним розміщенням водоприймачі ГЕС поділяються на два типи: глибинні (напірні), що розміщуються нижче відмітки РМО, та поверхневі (безнапірні), в межах яких потік має вільну поверхню. Бувають випадки, коли напірні водоприймачі заглиблені на 50-100 м нижче відмітки НПР.



Рис. 2.34. Водоприймач Колимської ГЕС, вигляд з верхнього б'єфу

В районах з холодним кліматом над водоприймачем часто влаштовують закриті щитове приміщення, в якому знаходиться і мостовий кран. Прикладом такої конструкції може слугувати водоприймач Палакоргської ГЕС (рис. 2.35) [56].

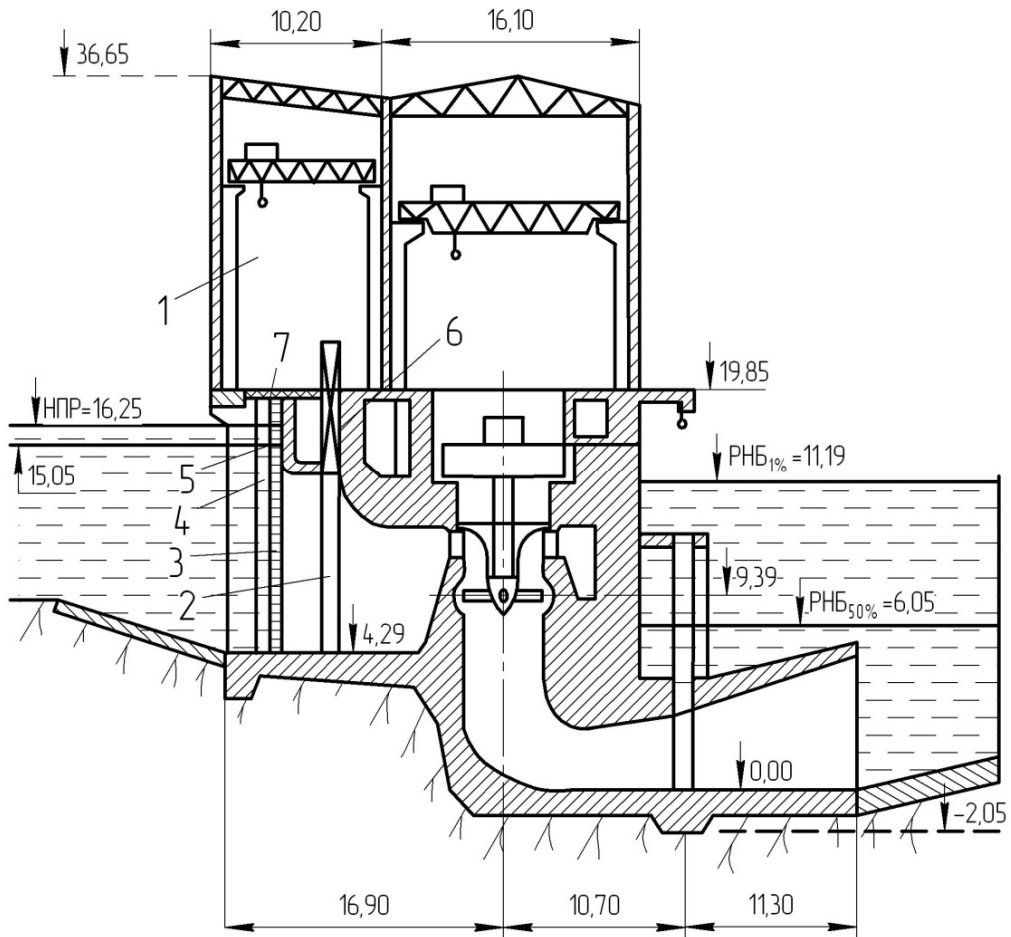


Рис. 2.35. Схема Палакоргської ГЕС:

- 1 – закрите щитове приміщення водоприймача, 2 – паз швидкодіючого турбінного затвора, 3 – суміщений паз решіток і ремонтного затвора, 4 – паз грейфера, 5 – забральна балка, 6 – напірна стінка будівлі ГЕС ($t > 1,5-3,0$ м), 7 – зйомні залізобетонні плити

Особливості цієї станції, пов'язані з холодним кліматом:

- 1) приміщення водоприймача – закрите (утеплене),
- 2) наявність забральної балки для сприйняття ударів льоду,
- 3) паз решітки та ремонтного затвора суміщений і розташований в межах утепленого приміщення,
- 4) використання зйомних бетонних плит для утеплення приміщення водоприймача.

Забральна балка призначена для сприйняття ударів льоду та тиску льодяного поля. Крім того вона дозволяє зменшити висоту решітки. Товщина забральної балки дорівнює 1–2 м, її низ повинен бути заглиблений під відмітку РМО на 1–1,5 м.

Характеристики Палакоргської ГЕС (рис. 2.36): річка Виг, установлена потужність 30 МВт (3 x 10), річний виробіток електричної енергії 165 млн кВт·год, турбіни поворотно-лопатеві з діаметром робочого колеса 5,5 м, розрахунковий напір 8 м, гребля земляна насипна довжиною 520 м і максимальною висотою 18,4 м, площа водосховища 85 км², загальний об'єм 299 млн м³, корисний об'єм 74 млн м³ [65].

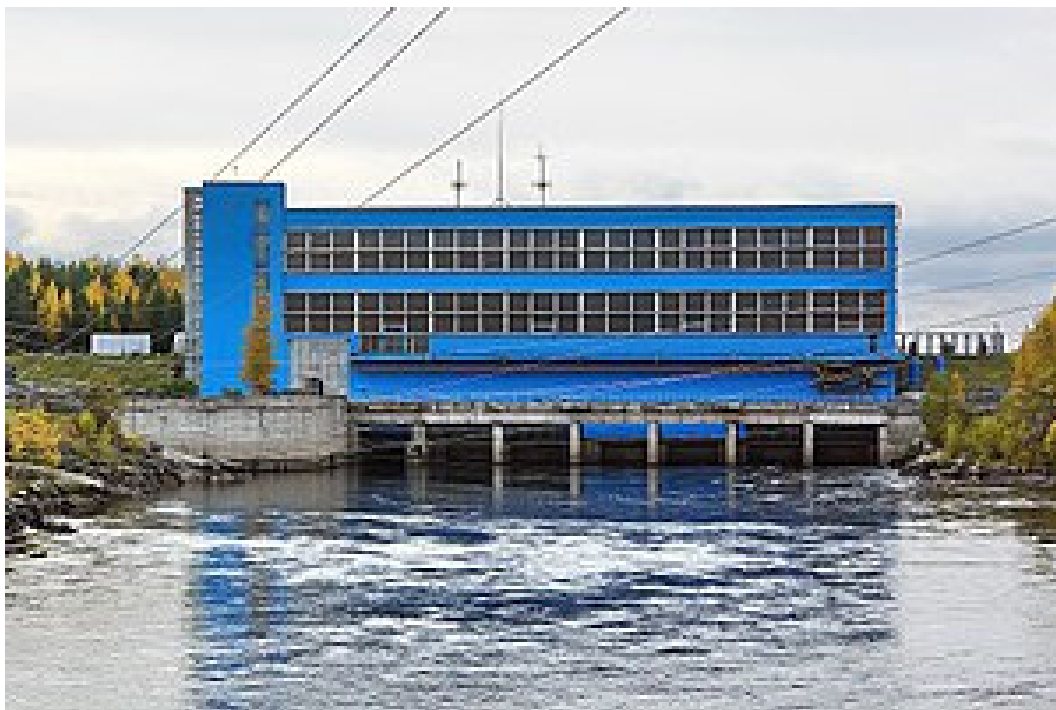


Рис. 2.36. Палакоргська ГЕС, вигляд з нижнього б'єфу

2.3.7. Сміттєзатримуючі решітки ГЕС

Такі решітки призначені для недопущення попадання льоду, плаваючих тіл і сміття в проточний тракт турбіни. По висоті решітки складається з окремих секцій. Найчастіше решітки влаштовують вертикальними. Іноді решітки роблять похилими, при цьому кут нахилу їх до горизонту $\gamma = 60 - 80^\circ$. Швидкість руху води на решітці 1,1–1,5 м/с. При ручній очистці решіток 0,6–0,8 м/с.

Сміттєзатримуючі решітки очищають грейферами, для роботи яких ширина робочої зони перед решітками повинно бути не менше 2–3 м, а в биках споруди влаштовують спеціальний направляючий паз для грейфера шириною порядку 30 см.

Секції решіток складаються з вертикальних стержнів, з'єднаних спільним каркасом із ригелів та стійок. Відстані b між стержнями залежать від типу турбін: для поворотно-лопатевих і пропелерних $b = 5 - 20$ см, для радіально-осьових $b = 3,2 - 10$ см, для ковшових $b = 2,0 - 6,5$ см (рис. 2.37).

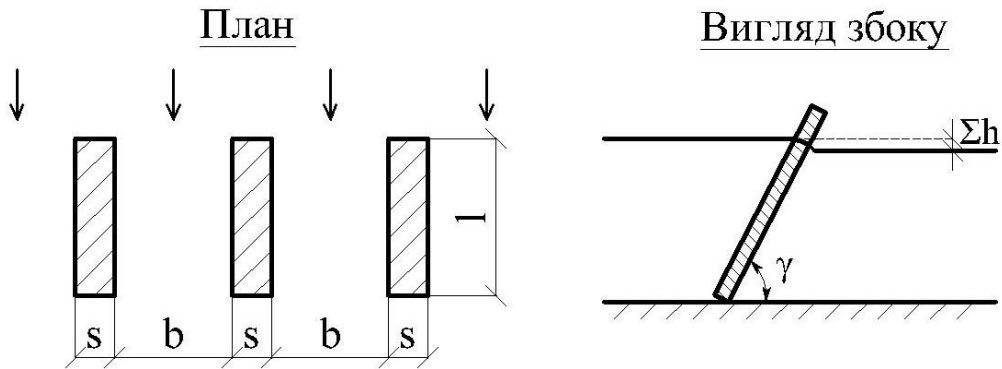


Рис. 2.37. Схема сміттєзатримуючих решіток

Втрати напору на решітці визначають за формулою

$$h_w = \zeta \frac{V^2}{2g}, \quad (2.2)$$

де V – швидкість руху води на решітці; ζ – коефіцієнт втрат напору на решітці, який можна визначити за формулою А. Р. Березінського [55]

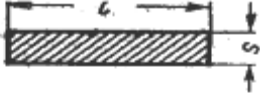
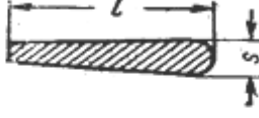
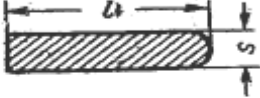
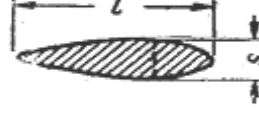
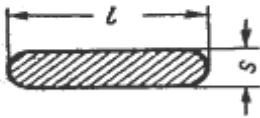

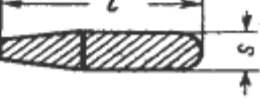
$$\zeta = \beta_\phi \left(\frac{s}{s+b} \right)^{1,6} \left(2,3 \frac{l}{b} + 8 + 2,4 \frac{b}{l} \right) \sin \gamma, \quad (2.3)$$

де s – товщина стержнів; l – ширина стержнів; b – віддаль між стержнями; β_ϕ – коефіцієнт форми стержнів, який приймається за табл. 2.5 [55].

Втрати напору на решітках істотно залежить від ступеню їх засміченості гілками дерев і кущів, поліетиленовими плівками і пляшками, водоростями та іншими предметами. Для зменшення кількості плавнику, що попадає на решітку, перед водоприймачами ГЕС часто влаштовують запані, які направляють поверхневі струминки водного потоку (разом з плаваючими тілами) до прогонів водозливної греблі. На двох волзьких ГЕС побудовані окремі сміттєзатримуючі споруди, розміщені на віддалі 80 м перед водоприймачами.

Таблиця 2.5

Значення коефіцієнтів форми стержнів решіток

| Форма стержнів | Коефіцієнт β_{ϕ} | Форма стержнів | Коефіцієнт β_{ϕ} |
|---|---------------------------|--|---------------------------|
|  | 0,504 |  | 0,18 |
|  | 0,37 |  | 0,15 |
|  | 0,32 |  | 0,26 |
|  | 0,21 | | |

В районах з холодним кліматом актуальним є обмерзання решіток з утворенням льоду та забивка їх шугою. Решітки обмерзають під водою у випадках, коли вода переохолоджена, тобто при температурі води

$$t_{\text{вод}} < -(0,07 \div 0,1)^{\circ} \text{C}. \quad (2.4)$$

З метою недопущення обмерзання решіток часто використовують їх електричне обігрівання. Для цього достатньо підтримувати температуру решітки

$$t_{\text{реш}} = +(0,01 \div 0,03)^{\circ} \text{C}. \quad (2.5)$$

Дуже важливо пам'ятати, що обігрівання не може ліквідувати обмерзання решіток, якщо обмерзання вже почалося. Через це обігрівання решіток починають до початку періоду переохолодження води.

Потужність електричного струму, необхідну для обігрівання одного квадратного метра поверхні стержнів решітки, можна визначити за такою формулою [55].

$$N = 0,00116k\alpha(t_{\text{реш}} - t_{\text{вод}}), \text{ кВт/м}^2 \quad (2.6)$$

де $0,00116 = \frac{427}{3600 \cdot 102}$ – коефіцієнт переходу від ккал/год до кВт, $k = 1,5 \div 2,0$ – коефіцієнт запасу; α – коефіцієнт теплопередачі від металу до води,

виражений в кВт/м²·°С – див. табл. 2.6; $t_{реи}$ – температура решітки, °С; $t_{вод}$ – температура води, °С.

Таблиця 2.6

Коефіцієнт α теплопередачі від металу до води

| № з/п | Підведення тепла | Форма поперечного перерізу стержнів | Коефіцієнт теплопередачі α кВт/м ² ·°С |
|-------|------------------|-------------------------------------|--|
| 1 | рівномірне | кругла | $\alpha = 1700 \frac{V^{0,6}}{d^{0,4}} \quad (2.7)$ |
| 2 | рівномірне | прямокутна | $\alpha = 6670 V^{0,8} \quad (2.8)$ |
| 3 | диференційоване | кругла | $\alpha = 950 \frac{V^{0,6}}{d^{0,4}} \quad (2.9)$ |
| 4 | диференційоване | прямокутна | $\alpha = 2400 \frac{V^{0,8}}{\chi^{0,2}} \quad (2.10)$ |

В цій таблиці V – швидкість води, м/с; d – діаметр стержня, м; χ – периметр поперечного перерізу стержня; α – коефіцієнт теплопередачі від металу до води, виражений в кВт/м²·°С.

2.3.8. Особливості влаштування генераторів і трансформаторів гідроелектростанцій в областях з холодним кліматом

Основні типи електроенергетичного обладнання ГЕС: електрогенератори, трансформатори, розподільчі пристрої та ін.

Генератори призначені для виробництва (генерації) електричного струму (енергії) шляхом перетворення механічної (обертової) енергії ротора в електричну. В районах з холодним кліматом генератори та їх обслуговуючі системи (збудження, охолодження, масляне господарство та ін.) знаходяться всередині закритої будівлі ГЕС і захищені від холоду. Вимоги до генераторів в таких умовах – звичайні.

Трансформатори призначені для перетворення (трансформації) струму однієї напруги в струм іншої напруги. Трансформатори є понижуючі, призначені для обслуговування електричною енергією місцевих споживачів (в радіусі до 5 км), в тому числі і власних потреб ГЕС, та підвищуючі – для обслуговування віддалених споживачів з передачею електричної енергії на великі відстані за допомогою лінії електропередач. При цьому характерні значення напруги можна описати таким чином: $U_{генер} \cong 15$ кВ; $U_{ЛЕП} = 35 - 1150$ кВ; $U_{внутр} = 220$ кВ. Для зменшення втрат енергії на

ділянці між генераторами і силовими трансформаторами останні прагнуть встановити поближче до генераторів.

В районах з холодним кліматом на підземних ГЕС трансформатори звичайно розміщують під землею. Варіанти такого розміщення: 1) між генераторами; 2) напроти генераторів; 3) в нішах машинного залу; 4) в нішах трансформаторного тунелю; 5) в окремих виломках та ін. Іноді на підземних ГЕС трансформатори встановлюють також і на поверхні землі (наприклад, Колимська ГЕС).

На надземних ГЕС в районах з холодним кліматом трансформатори розміщують як і в звичайних умовах:

1) руслові низьконапірні ГЕС – з боку нижнього б'єфу вздовж машинного залу над відсмоктувальними трубами;

2) пригребельні ГЕС – між греблею і машинним залом (вздовж машинного залу) [66; 67].

2.3.9. Особливості влаштування розподільчих пристроїв гідроелектростанцій в областях з холодним кліматом

Розподільчі пристрої ГЕС призначені для розподілу електричної енергії, що виробляється генераторами, між окремими електричними лініями і здійснюють подачу (чи припинення подачі) електричної енергії на ці лінії. Номінальну напругу ЛЕП визначають в залежності від потужності, що передається, та довжини віддалі, на яку здійснюється ця передача (табл. 2.7) [67].

Таблиця 2.7

Пропускна здатність ЛЕП

| Напруга кВ | Найбільша довжина км | Найбільша потужність, що передається на одну лінію МВт |
|---------------|-------------------------|--|
| 110 | 50–150 | 25–50 |
| 220 | 150–250 | 100–200 |
| 330 | 200–300 | 300–400 |
| 500 | 800–1200 | 700–1000 |
| 750–1150 | 1200–2000 | 1800–2200 |

Розподільчі пристрої генераторної напруги розміщуються всередині будівлі ГЕС – це закриті розподільчі пристрої (ЗРП). Розподільчі пристрої високої напруги внаслідок їх великих розмірів та напруги найчастіше розміщують на поверхні землі – це відкриті розподільчі пристрої (ВРП). В умовах холодного клімату через дію сильних снігопадів, пурги, обмерзання льодом розподільчі пристрої високої напруги часто розміщують всередині будівель як ЗРП, хоча закриті розподільчі пристрої дорожчі від відкритих. Наприклад, на Колимській ГЕС влаштовані ЗРП, а на Курейській – ВРП.

В одну комірку розподільчого пристрою входять: один вимикач, два роз'єднувачі (по одному з кожного боку вимикача) та інше обладнання. Правилами безпеки вимагається, що на вимикачах розподільчих пристроїв має бути візуальний (видимий) розрив електричного ланцюга. Цей розрив забезпечується роз'єднувачами.

Розміри однієї комірки відкритих розподільчих пристроїв вказані у табл. 2.8 [67].

Таблиця 2.8

Габарити однієї комірки ВРП

| | | | | | | | |
|-----------------------|-----|-----|-----|------|------|------|-------|
| Напруга, кВ | 35 | 110 | 150 | 220 | 330 | 500 | 750 |
| Довжина, м | 40 | 60 | 80 | 90 | 120 | 160 | 280 |
| Ширина, м | 6 | 7 | 11 | 15 | 22 | 30 | 41 |
| Площа, м ² | 240 | 420 | 880 | 1350 | 2640 | 4800 | 11480 |

2.4. Аналіз аварій та пошкоджень споруд гідроенергетичних вузлів в областях з холодним кліматом

Аварії на гідровузлах у холодній кліматичній зоні пов'язані, в основному, з температурним режимом роботи споруд і їх основ. Вода (у рідкому стані) є джерелом тепла і в результаті контакту її із спорудами відбувається розмерзання споруд та їх основ. При цьому міцність (несуча здатність) нескільких ґрунтів істотно зменшується, а їх водопроникність (коефіцієнт фільтрації) – збільшується. Ці ефекти призводять до деформації ґрунтів, виникнення промоїн в спорудах та подальших руйнувань і аварій. Характерно, що причини таких аварій можуть виникати протягом тривалого часу – на етапах вишукувань, проектування, будівництва і експлуатації об'єктів. Наведено кілька прикладів аварій гідровузлів у холодній кліматичній зоні.

1. Аварія греблі на р. Права Магдагача, що відбулася внаслідок термічної дії фільтраційного потоку води на підземній контур ґрунтової греблі з бетонною діафрагмою, описана в п. 2.6.

2. Гребля Кадикчан (Магаданська обл., гребля талого типу). Аварія відбулася 10.07.1970 р. Утворилася промоїна в тілі греблі в правобережному примиканні. Водосховище було повністю спорожнено ($H = 4$ м) за 4,5 год. Промоїна мала вигляд тунелю. Склепіння із промоїною із мерзлого ґрунту мало товщину 4–5 м. Воно протрималося 5 днів, а потім обвалилося.

3. Гребля Певек (гребля мерзлого типу, довжина $L_{gp} = 464$ м, максимальна висота $H_{gp} = 21,4$ м). Аварія трапилася 12.07.1970 р. причина – промоїна в тілі греблі у вигляді тунелю площею порядку 40 м^2 . При цьому рівень води у водосховищі упав рівень на 6,35 м.

4. Водоскид тимчасової греблі на р. Ірелях (гребля талого типу, довжина $L_{gp} = 300$ м, максимальна висота $H_{gp} = 13$ м, водоскид влаштований у вигляді швидкотоку шириною $b = 24$ м з двома поздовжніми

струминонаправляючими залізобетонними стінками – тобто 3 прогони по 8 м). Аварія відбулася 19.05.1953 р. На швидкотоці утворився затор льоду, внаслідок чого були зірвані залізобетонні стінки разом з дном. Почався інтенсивний розмив торця і низового укусу талої греблі в примиканні до водоскиду. При цьому рівень верхнього б'єфу підвищувався і почався перелив води через гребінь греблі. За цих умов був підірваний правобережний стояк водоскиду, після чого за 3 години відмітка рівня верхнього б'єфу понизилася на 21 см, а через 2 доби – на 1,44 м.

5. Воткінська ГЕС (р. Кама, $N_y=1020$ МВт). Внаслідок статичного тиску льодового поля при підвищенні температури навколишнього середовища був розчавлений здвоєний затвор на гребні водозливної греблі.

6. Водозливна гребля гідровузла Кнокак (США). В умовах, подібних до описаних у попередньому пункті, були розчавлені три затвори одночасно [47; 68].

ЗАДАЧА № 2

Визначення товщини бетонної та залізобетонної обробок безнапірних гідротехнічних тунелів

Вихідні умови. Визначити попередніми розрахунками за методикою, наведеною в [56], з умови сприйняття гірничого тиску товщину бетонної δ_b та залізобетонної $\delta_{зб}$ обробок безнапірного тунелю, показаного на рис. 2.38 (розміри дані в метрах), при таких даних:

- 1) гірська порода – м'який вапняк;
- 2) максимальна ширина тунелю $B=7,0$ м.

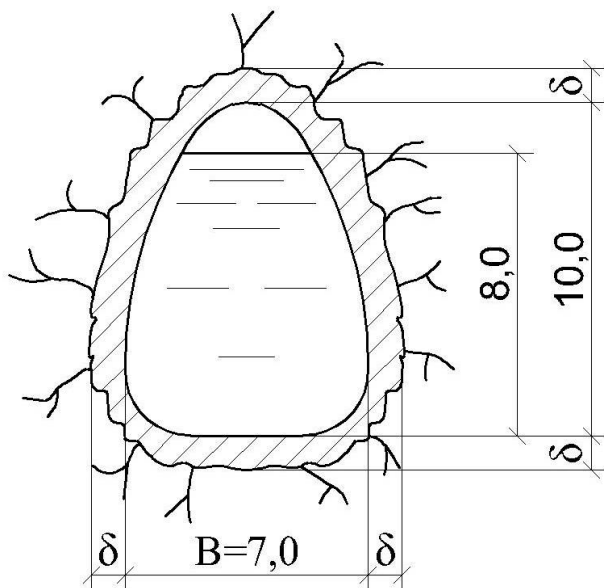


Рис. 2.38. Схема для визначення товщини бетонної та залізобетонної обробок безнапірних тунелів

Розв'язок

Визначаємо коефіцієнт міцності f_M м'якого вапняку. Згідно [44] $f_M=2,0$.
По кривій 1 рис. 2.39 [56] для $f_M=2,0$ знаходимо відношення $\frac{\delta_\sigma}{B} = 0,11$.

Товщина бетонної обробки $\delta_\sigma = 0,11B = 0,11 \cdot 7,0 = 0,77$ (м).
Приймаємо $\delta_\sigma = 0,8$ м.

По кривій 2 рис. 2.37 для $f_M=2,0$ знаходимо відношення $\frac{\delta_{\sigma\beta}}{B} = 0,066$.

Товщина залізобетонної обробки $\delta_{\sigma\beta} = 0,066 \cdot 7,0 = 0,462$ (м).
Приймаємо $\delta_{\sigma\beta} = 0,5$ м.

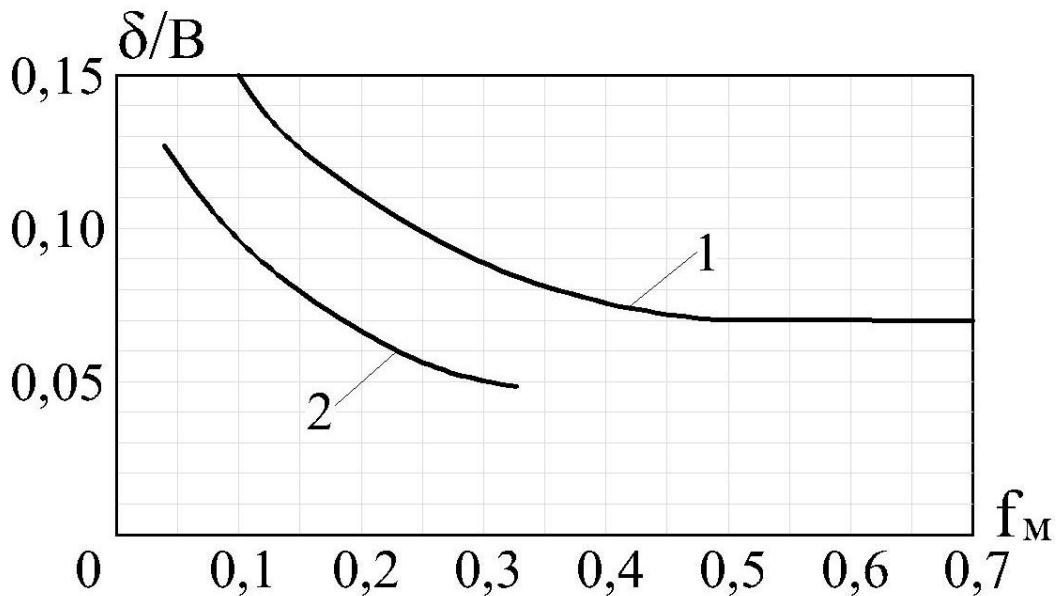


Рис. 2.39. Графік для визначення товщини бетонної (1) та залізобетонної (2) обробок безнапірних тунелів

Відповідь. Приймаємо товщину бетонної обробки тунелю $\delta_\sigma = 0,8$ м, а залізобетонної – $\delta_{\sigma\beta} = 0,5$ м.

ЗАДАЧА № 3

Визначення товщини залізобетонної обробки напірних гідротехнічних тунелів круглої форми

Вихідні умови. Визначити попередніми розрахунками за методом Бугаєвої О.Є. [49] товщину залізобетонної обробки напірного тунелю круглої

форми, показаного на рис. 2.40, який проходить в доломітах, для експлуатаційного випадку роботи тунелю, що знаходиться під дією внутрішнього тиску води $P = 0,7$ МПа. Внутрішній радіус тунелю $r = 3,0$ м, коефіцієнт пружного відпору породи $k = 1000$ Н/см³.

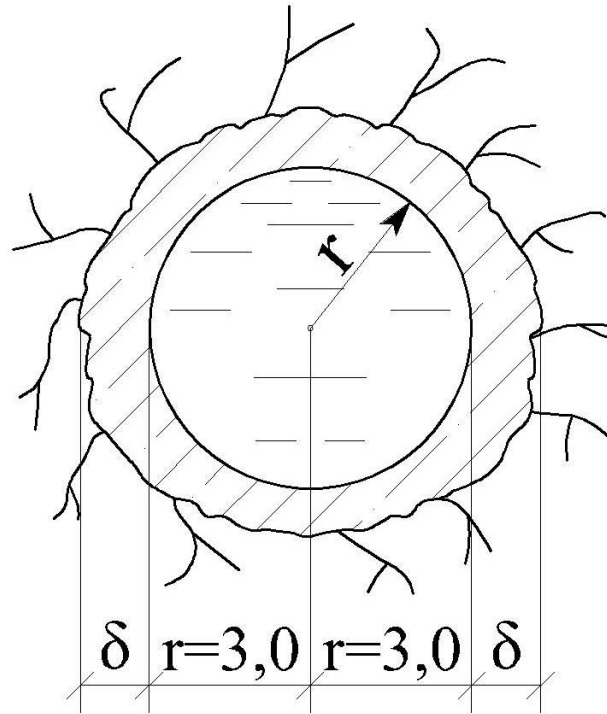


Рис. 2.40. Схема для визначення товщини залізобетонної обробки напірних тунелів

Розв'язок

Згідно [44] для доломітів коефіцієнт міцності $f_M = 8,0$.

Навантаження від тиску води P розділяється між обробкою P_0 та породою P_n , причому

$$P_0 = nP, \quad (2.11)$$

$$P_n = (1 - n)P. \quad (2.12)$$

Коефіцієнт $n = f(k)$. Відповідно до рис. 2.41, а, запозиченого в [49], для $k = 1000$ н/см³ отримаємо: $n = 0,66$. Тоді $P_0 = 0,66 \cdot 0,7 = 0,462$ (МПа).

Згідно рис. 2.41, б при $P_0 = 0,462$ МПа та $f_M = 0,8$ знаходимо $\frac{\delta}{D} = 0,17$; товщина обробки $\delta = 0,17D = 0,17 \cdot 6,0 = 1,02$ (м).

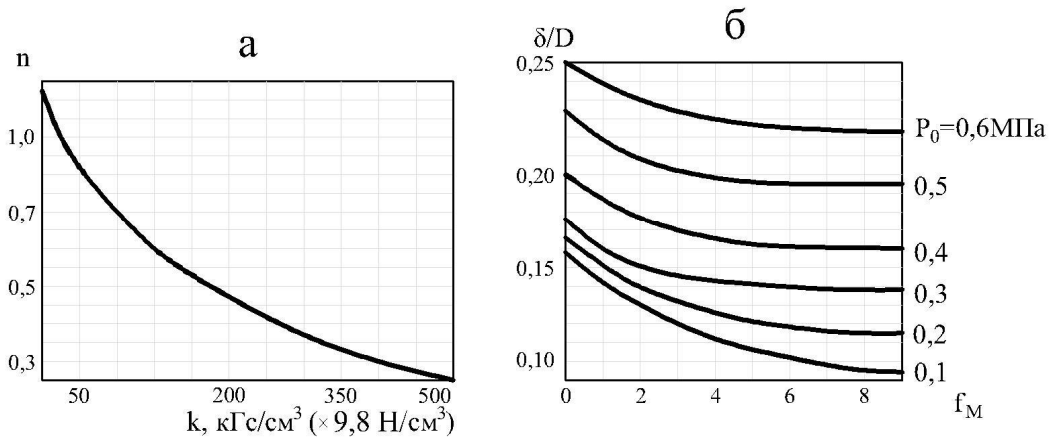


Рис. 2.41. Графіки для визначення товщини залізобетонної обробки напірних тунелів

Відповідь. Приймаємо товщину обробки $\delta=1,05$ м.

ЗАДАЧА № 4

Визначення товщини залізобетонної обробки напірних гідроенергетичних тунелів круглої форми

Вихідні умови. Розрахувати за методом Шаншієва С.К. [56] товщину залізобетонної обробки напірного гідроенергетичного тунелю круглої форми поперечного перерізу, показаного на рис. 2.42, за таких даних:

- 1) діаметр тунелю $D=6,0$ м;
- 2) порода – звичайний піщаник;
- 3) внутрішній тиск у ключі тунелю $p=0,8$ МПа;
- 4) коефіцієнт питомого пружного відпору породи $k_o=8000$ Н/см³;
- 5) питома маса породи $\rho_n=2700$ кг/м³;
- 6) міцність бетону при розтягуванні $R_p=1,45$ МПа.

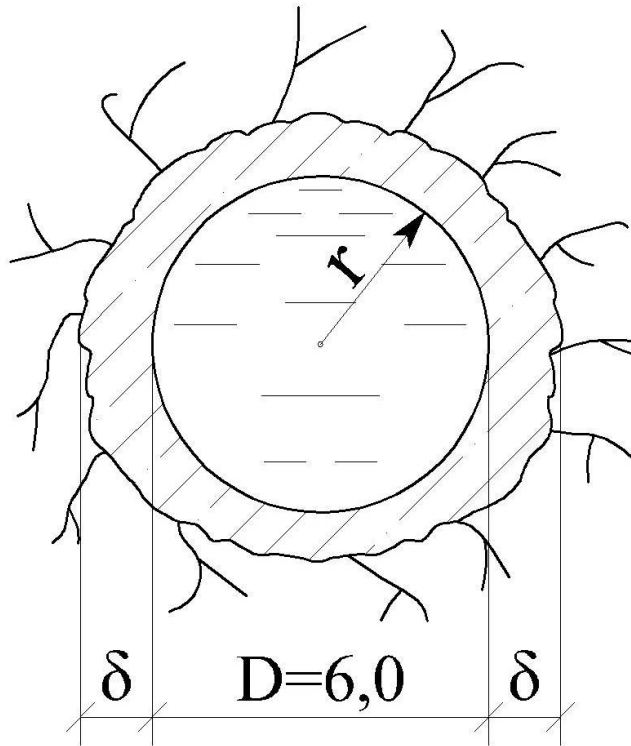


Рис. 2.42. Схема для визначення товщини залізобетонної обробки напірних гідроенергетичних тунелів

Розв'язок

Для звичайних піщаників згідно [44] коефіцієнт міцності $f_m = 6,0$.

В процесі розрахунків використаємо такі відомі співвідношення:
 $\text{МПа} = 10^6 \text{ Н/м}^2 = 10 \text{ кГс/см}^2$; $1 \text{ кГс} \approx 10 \text{ Н}$.

При цьому $p = 0,8 \text{ МПа} = 8,0 \text{ кГс/см}^2$; $k_o = 8000 \text{ Н/см}^3 = 800 \text{ кГс/см}^3$;
 $\gamma_{II} = 2700 \text{ кГ/м}^3 = 2,7 \text{ Т/м}^3$; $R_p = 1,45 \text{ МПа} = 14,5 \text{ кГс/см}^2 = \sigma_p$.

Користуючись рис. 2.43, б, запозиченого в [56], при $f_m = 6,0$;
 $r_{вн} = 6,0/2 = 3,0 \text{ (м)}$; $p = 8 \text{ кГс/см}^2$ знаходимо: $\delta/r = 0,26$.

Товщина обробки $\delta = 0,26 \cdot r = 0,26 \cdot 3,0 = 0,78 \text{ (м)}$.

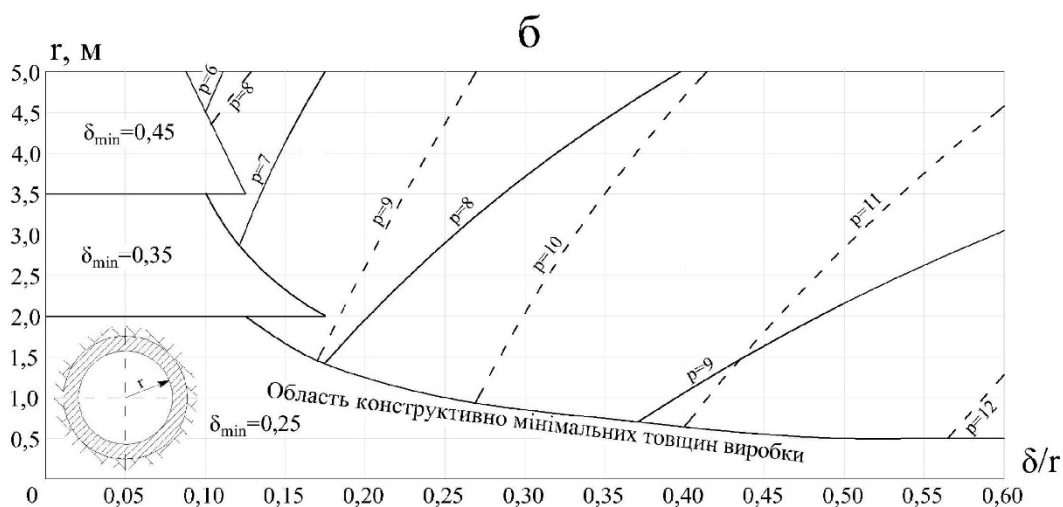
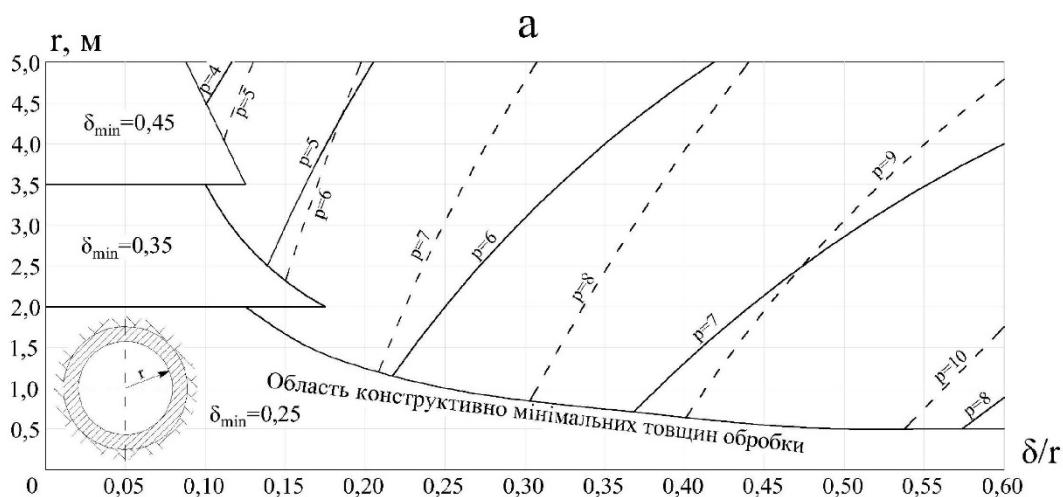


Рис. 2.43 Графіки для визначення товщини залізобетонних напірних гідроенергетичних тунелів:

а – для $f_M = 4,0$; $k_o = 500 \text{кГс/см}^3$; $\gamma_{II} = 2,4 \text{Т/м}^3$;

б – для $f_M = 6,0$; $k_o = 800 \text{кГс/см}^3$; $\gamma_{II} = 2,7 \text{Т/м}^3$;

— $\sigma_p = 14,5 \text{кГс/см}^3$; - - - $\sigma_p = 20,0 \text{кГс/см}^3$

Відповідь. Приймаємо товщину обробки $\delta = 0,8 \text{ м}$.

ЗАДАЧА № 5

Визначення розмірів залізобетонного анкерного кріплення склепіння тунелів без обробки

Вихідні умови. Розрахувати залізобетонне анкерне кріплення склепіння будівельного тунелю без обробки Курейської ГЕС, розташованій в зоні вічної мерзлоти, при таких даних:

- 1) порода – граніт тріщинуватий (щільний);
- 2) температура породи $T_n = -6^\circ \text{C}$;
- 3) анкери: діаметр $d_a=25$ мм, сталь класу А-500С, форма поперечного перерізу – кругла, розчин для анкерів – піщано-цементний марки М300;
- 4) форма і розміри поперечного перерізу тунелю показані на рис. 2.44 (розміри дані в метрах).

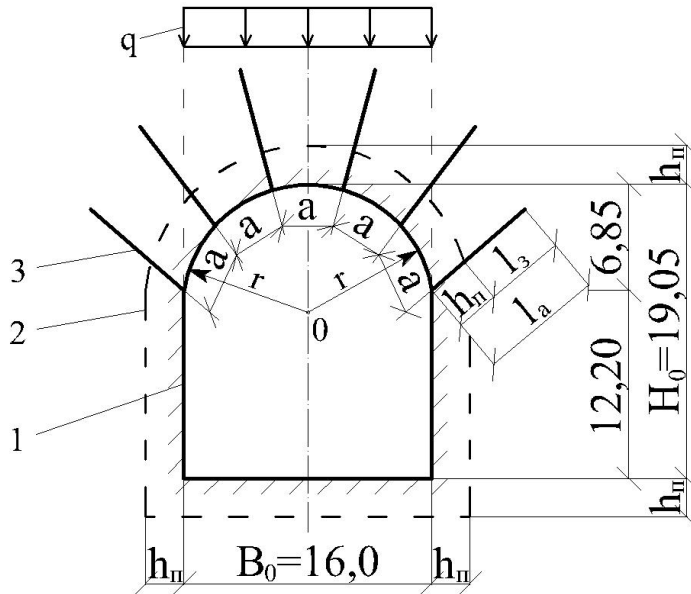


Рис. 2.44. Схема для розрахунків анкерного кріплення склепіння тунелів без обробки: 1 – поверхня виробки, 2 – границя порушеної зони, 3 – залізобетонні анкери

Розв'язок

Розрахунки анкерного кріплення гідротехнічних тунелів, розташованих в областях з помірним, тропічним та холодним кліматом, можна виконувати за методикою, висвітлену в [44].

Для ґрунтів тріщинуватих (щільних): коефіцієнт міцності $f_m = 10$; об'ємна вага $\gamma_n = 2,55 \text{ Тс/м}^3$, кут внутрішнього тертя $\varphi = 82,5^\circ$. Форма поперечного перерізу тунелю – I ([44], с. 20).

Глибина порушеної зони

$$h_n = k_l B_0, \quad (2.13)$$

де k_l – коефіцієнт, що враховує міцність та тріщинуватість гірських порід; B_0 – ширина тунелю.

Відповідно до [44] для коефіцієнта міцності $f_m = 10$ та тріщинуватих порід знаходимо $k_l = 0,1$. Тоді глибина порушеної зони

$$h_n = 0,1 \cdot 16,0 = 1,6 \text{ (м)}.$$

Глибина заглиблення l_3 анкерів у непорушену зону скелі для залізобетонних анкерів,

$$l_3 = \frac{R_a d_a}{400 \tau_a}, \quad (2.14)$$

де R_a – розрахунковий опір стержня на розтягування, згідно [44] для стержневої арматури класу А-400С із $d_a = 25$ мм, $R_a = 3600$ кГс/см²;
 τ_a – розрахункове зчеплення стержня анкера із розчином, згідно [44] для цементно-піщаного розчину марки М300 при від'ємній температурі скелі для круглої арматури $\tau_a = 18$ кГс/см². Тоді

$$l_3 = \frac{3600 \cdot 2,5}{400 \cdot 18} = 1,25 \text{ (м)}$$

Довжина анкерів

$$l_a = h_n + l_3. \quad (2.15)$$

Відповідно $l_a = 1,60 + 1,25 = 2,85$ (м).

Приймаємо $l_a = 3,0$ м.

Нормативне значення вертикального гірничого тиску q^H при $f_m > 4$ та $B_0 \geq 6$ м

$$q^H = \gamma_n h_n. \quad (2.16)$$

Тоді $q^H = 2,55 \cdot 1,6 = 4,08$ (Тс/м²).

Розрахункове значення вертикального гірничого тиску

$$q = n q^H, \quad (2.17)$$

де n – коефіцієнт перевантаження (коефіцієнт надійності за навантаженням) для вертикального гірничого тиску від ваги породи при утворенні склепіння. Згідно з [44] $n = 1,5$. Тоді

$$q = 1,5 \cdot 4,08 = 6,12 \text{ (Тс/м}^2\text{)}.$$

Віддаль між анкерами a в поздовжньому і поперечному напрямках приймається найменшою із трьох значень, знайдених з таких умов.

1. З умови утворення склепіння виробки

$$a = l_a - \frac{k_e \cdot q}{c} (l_a + B_0), \quad (2.18)$$

де k_e – коефіцієнт виробки, що залежить від форми поперечного перерізу виробки та міцності породи. Цей коефіцієнт приймається згідно [44]. При $f_m > 5$ і формі виробки типу І $k_e = 0,25$.

У формулі (2.18) c означає внутрішнє зчеплення породи в порушеній зоні і виражається в Тс/м². В попередніх розрахунках

$$c = 3 \cdot f_m. \quad (2.19)$$

Тоді $c = 3 \cdot 10,0 = 30,0$ (Тс/м²).

Відповідно
$$a = 3,0 - \frac{0,25 \cdot 6,12}{30,0} (3,0 + 16,0) = 2,03 \text{ (м)}.$$

2. З умови стійкості породи між анкерами

$$a = \frac{l_a}{3} \sqrt{\frac{c}{q}}. \quad (2.20)$$

Відповідно
$$a = \frac{3,0}{3} \sqrt{\frac{3,0}{6,12}} = 2,21 \text{ (м)}.$$

3. З умови міцності закріплення анкера

$$a = \sqrt{\frac{N_a}{\gamma_n h_n}} \quad (2.21)$$

де N_a – несуча здатність анкера, в Тс; для залізобетонних анкерів приймається рівною міцності стержня анкера на розрив

$$N_a = R_a \frac{\pi d_a^2}{4}. \quad (2.22)$$

Тоді
$$N_a = 3600 \cdot \frac{3,14 \cdot 2,5^2}{4} = 17662,5 \text{ (кГс)} = 17,66 \text{ (Тс)}.$$

У такому випадку
$$a = \sqrt{\frac{17,66}{2,55 \cdot 1,6}} = \sqrt{4,33} = 2,08 \text{ (м)}.$$

Із трьох підрахованих значень приймаємо найменше $a=2,0$ м. При цьому $a=2,0 \text{ м} > 1,0 \text{ м} = a_{min}$.

Відповідь. За результатами розрахунків приймаємо довжину анкерів $l_a=3,0$ м; діаметр анкерів $d_a=25$ мм; віддаль між анкерами $a=2,0$ м.

Для порівняння зауважимо, що на зазначеному об'єкті фактично прийняті такі розміри анкерів: $l_a=3,0$ м; $d_a=25$ мм $a=1,65$ м, що свідчить про близькість порівнюваних результатів.

ЗАДАЧА № 6

Визначення розмірів залізобетонного анкерного кріплення бокових стін тунелів без обробки

Вихідні умови. Розрахувати залізобетонне анкерне кріплення бокових стін будівельного тунелю без обробки ГЕС, розташованої в зоні вічної мерзлоти, при таких даних:

- 1) порода – звичайний піщаник сильнотріщинуватий;
- 2) температура вічномерзлої породи $T_n = - 8^\circ \text{ C}$;
- 3) характеристики анкерів: $d_a=25$ мм, сталь класу А-240, форма поперечного перерізу – кругла, кількість стержнів в анкері $m_l=1$
- 4) віддаль між анкерами в повздовжньому напрямку $a_0=3,0$ м;

- 5) розчин для анкерів – піщано-цементний марки М200;
- 6) діаметр свердловин анкерів $d_c=105$ мм;
- 7) питоме зчеплення у масиві породи $c_l=5,5$ Тс/м²;
- 8) форма і розміри тунелю дані на рис. 2.45 (розміри вказані в метрах).

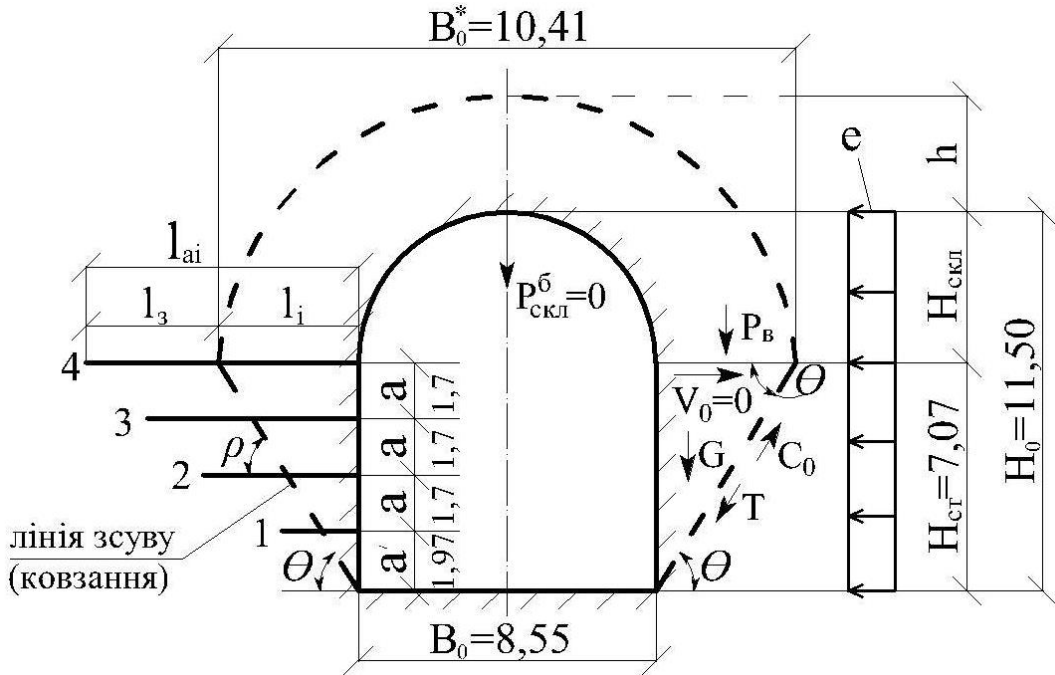


Рис. 2.45. Схема для розрахунків анкерного кріплення бокових стін тунелів без обробки

Розв'язок

Розрахунки анкерного кріплення бокових стін тунелів, розташованих в областях з помірним, тропічним і холодним кліматом, можна виконувати за методикою, викладеною в [44]. Ця методика використовується при коефіцієнті міцності порід $f_m > 4$ та висоті стін тунелів $H_{cm} > 6$ м.

1. Визначення діючих сил

Для звичайного піщаника згідно [44] приймаємо: $f_m=6$, $\gamma_n=2,4$ Тс/м³, $\varphi_m=75^\circ$.

При $8 > f_m > 4$ форма поперечного перерізу тунелю – II (див. [44], с. 20).

Кут нахилу лінії зсуву до горизонту

$$\theta = 45^\circ + \frac{\varphi_m}{2}. \quad (2.23)$$

Тоді

$$\theta = 45^\circ + \frac{75^\circ}{2} = 82,5^\circ.$$

Вага призми сповзаючого масиву породи у стіні виробки

$$G = \frac{\gamma_n \cdot H_{cm}^2}{2 \operatorname{tg} \theta} . \quad (2.24)$$

Відповідно $G = \frac{2,4 \cdot 7,07^2}{2 \operatorname{tg} 82,5^\circ} = 7,90 \text{ (Тс/м)}.$

Привантаження на призму ковзання від ваги вивалу породи в склепінні виробки

$$P_e = \gamma_n B_0^* h_{np} , \quad (2.25)$$

де B_0^* – ширина можливої призми зсуву вгорі тунелю

$$B_0^* = B_0 + 2H_{cm} \operatorname{ctg} \theta , \quad (2.26)$$

де H_{cm} – висота бокових стін, тобто прямокутної частини профілю тунелю.

Тоді $B_0^* = 8,55 + 2 \cdot 7,07 \operatorname{ctg} 82,5^\circ = 10,41 \text{ (м)}.$

Висота привантаження

$$h_{np} = k_{np} B_0^* , \quad (2.27)$$

де k_{np} – коефіцієнт привантаження, який приймається згідно [44]. Для $f_m = 5 \div 9$ і сильнотріщинуватих порід $k_{np} = 0,3$. Тоді

$$h_{np} = 0,3 \cdot 10,41 = 3,12 \text{ (м)}.$$

Відповідно вага привантаження на призму ковзання від вивалу породи в склепінні виробки

$$P_e = 2,4 \cdot 10,41 \cdot 3,12 = 77,95 \text{ (Тс/м)}.$$

Вага бетонного склепіння $P_{скл}^{\delta=0} = 0$ (адже в задачі бетонної обробки немає).

Сила зчеплення по площині ковзання

$$C_0 = \frac{0,7 c_1 H_{cm}}{\sin \theta} , \quad (2.28)$$

де c_1 – питоме зчеплення у масиві породи.

Тоді $C_0 = \frac{0,7 \cdot 5,5 \cdot 7,07}{\sin 82,5^\circ} = 27,5 \text{ (Тс/м)}.$

Зсовуюча сила T , що діє на 1 погонний метр довжини виробки в площині ковзання

$$T = [G + 0,5(P_e + P_{скл})] k_2 - C_0 - N_0 k_3 , \quad (2.29)$$

де k_2 – коефіцієнт, що визначається за формулою

$$k_2 = k_4 \sin \theta - \cos \theta \operatorname{tg} \varphi_0 , \quad (2.30)$$

де k_4 – коефіцієнт запасу, який залежить від клас наслідків (відповідальності) споруд. Для споруд класу СС3 $k_4 = 1,2-1,3$; стосовно умов розглядуваної задачі приймаємо $k_4 = 1,3$;

φ_0 – кут тертя по площині ковзання $\varphi_0 \approx \varphi_m = 75^\circ$.

Тоді $k_2 = 1,3 \cdot \sin 82,5^\circ - \cos 82,5^\circ \operatorname{tg} 75^\circ = 0,802$.

У формулі (2.29) N_0 – розпір бетонного склепіння, що визначається за формулою

$$N_0 = \frac{(q + q_1)B_0^2}{8h_0}, \quad (2.31)$$

де h_0 – висота бетонного склепіння;

q_1 – рівномірно розподілене навантаження із власної ваги склепіння;

k_3 – коефіцієнт, який визначається залежністю

$$k_3 = \cos \theta + \operatorname{tg} \varphi_0 \sin \theta. \quad (2.32)$$

Враховуючи, що в умовах розглядуваної задачі немає бетонного склепіння, розпір $N_0=0$.

Тоді зсовуюча сила $T = [7,90 + 0,5(77,95 + 0)]0,802 - 27,5 - 0 = 10,1$ (Тс/м).

Нормативне значення горизонтального гірничого тиску e^H визначається таким чином.

1. В породах з $f_m \leq 4$ за формулою

$$e^H = \gamma_n (h + 0,5H_0) \operatorname{tg}^2 (45^\circ - \frac{\varphi}{2}), \quad (2.33)$$

де h – висота склепіння тиску, яка визначається залежністю

$$h = \frac{B_0^*}{2f_m}. \quad (2.34)$$

При цьому значення горизонтального гірничого тиску e^H не може прийматися більшим вертикального гірничого тиску q^H .

2. В породах з $f_m > 4$ значення e^H , як правило, приймається рівним нулю.

3. В сильно тріщинуватих породах

$$e^H = 0,1\gamma_n H_0. \quad (2.35)$$

Для умови розглядуваної задачі приймаємо $e^H=0$.

2. Визначення довжини і кроку анкерів

Кількість залізобетонних анкерів у стіні виробки на одній вертикальній лінії

$$n_1 = \frac{Ta_0}{N_a (\cos \rho + k_6 \sin \rho)}, \quad (2.36)$$

де ρ – кут нахилу анкерів до площини ковзання, для горизонтально розташованих анкерів $\rho = \theta$;

k_6 – коефіцієнт, $k_6 \approx 0,6$;

a_0 – віддаль між анкерами в напрямку вздовж виробки;

N_a – несуча здатність анкера, що визначається залежністю

$$N_a = R_a \frac{\pi d_a^2}{4}, \quad (2.37)$$

де R_a – розрахунковий опір стержня анкера на розтягування, згідно [44] для арматури класу А-I, $d_a = 25$ мм приймаємо $R_a = 2100$ кГс/см².

Тоді
$$N_a = 2100 \frac{3,14 \cdot 2,5^2}{4} = 10311 (\text{кГс}) = 10,31 \text{ (Тс)}.$$

Відповідно кількість анкерів у стіні тунелю на одній вертикалі

$$n_1 = \frac{10,1 \cdot 3,0}{10,31 (\cos 82,5^\circ + 0,6 \sin 82,5^\circ)} = 4,05 \text{ (шт.)}.$$

Приймаємо $n_1 = 4$ шт.

Розміщення 4 рядів анкерів на одній вертикалі приймаємо так, як показано на рис. 2.43, тобто: віддаль від дна тунелю до нижнього анкера $a = 1,70$ м, а крок наступних анкерів по висоті $a' = 1,97$ м.

Перевірка: $1,70 \cdot 3 + 1,97 = 7,07$ м.

Довжина анкерів є різною для кожного ряду і змінюється по висоті виробки. В загальному випадку для i -го анкера

$$l_{a,i} = l_i + l_3, \quad (2.38)$$

де l_i – активна довжина анкера, тобто довжина відрізка між контуром виробки і площиною ковзання;

l_3 – заглиблення анкера за площину ковзання.

Активна довжина для кожного анкера знаходиться за формулою

$$l_i = [a' + (n' - 1)a] \text{ctg} \theta, \quad (2.39)$$

де n' – номер ряду анкерів, рахуючи від підосви виробки.

Тоді
$$l_i = [1,97 + (n' - 1)1,7] \text{ctg} 82,5^\circ.$$

Підраховані значення активної довжини анкерів вказані в табл. 2.9.

Таблиця 2.9

Результати розрахунків довжини анкерів бокових стін тунелю без обробки

| № анкера n' | $n'-1$ | Активна довжина l_i м | Довжина заглиблення анкерів l_3 м | Розрахункова довжина анкера $l_{a,i}$ м | Прийнята довжина анкера $l_{a,i}^{np}$ м |
|---------------|--------|-------------------------|-------------------------------------|---|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | 0 | 0,26 | 1,65 | 1,91 | 2,00 |
| 2 | 1 | 0,48 | 1,65 | 2,13 | 2,20 |
| 3 | 2 | 0,71 | 1,65 | 2,36 | 2,40 |
| 4 | 3 | 0,93 | 1,65 | 2,58 | 2,60 |

Довжина заглиблення анкерів за площину ковзання l_3 знаходиться з таких двох умов.

1. Умова опору зсуву по контакту анкер-розчин

$$l_3 = \frac{0,4N_a}{d_a \tau_a m_1}, \quad (2.40)$$

де τ_a – розрахункове зчеплення стержня анкера з розчином для цементно-піщаного розчину марки М200, від’ємної температури та круглому поперечному перерізі арматури $\tau_a = 10,0 \text{ кГс/см}^2$ [44];

$m_1 = 1$ – кількість стержнів у анкері.

Тоді
$$l_3 = \frac{0,4 \cdot 10311}{2,5 \cdot 10,0 \cdot 1,0} = 165,0(\text{см}) = 1,65(\text{м})$$

2. Умова опору зсуву по контакту розчин-порода

$$l_3 = \frac{0,4N_a}{d_c \tau_c}, \quad (2.41)$$

де d_c – діаметр свердловини анкера;

τ_c – розрахункове зчеплення омонолічуючого розчину, згідно [44] для цементно-піщаного розчину і піщанику (як для вапняків і сланців) для обводненого масиву приймаємо $\tau_c = 18,0 \text{ кГс/см}^2$.

Тоді
$$l_3 = \frac{0,4 \cdot 10311}{10,5 \cdot 18,0} = 21,8(\text{см}) = 0,22(\text{м}).$$

З двох розрахованих значень приймаємо більше $l_3 = 1,65 \text{ м}$. Підраховані і прийняті значення довжин анкерів дані в таблиці 2.9.

Відповідь. Прийняті значення довжин анкерів відповідно становлять: $l_{a1} = 2,0 \text{ м}$; $l_{a2} = 2,2 \text{ м}$; $l_{a3} = 2,4 \text{ м}$; $l_{a4} = 2,6 \text{ м}$. Розміщення рядів анкерів по висоті бокових стін тунелю показано на рис. 2.43.

ЗАДАЧА № 7

Визначення втрат напору на сміттєзатримуючій решітці водоприймачів ГЕС

Вихідні умови. Розрахувати втрати напору на сміттєзатримуючій решітці, показаній на рис. 2.46, водоприймача ГЕС при таких даних:

- 1) швидкість потоку на решітці $V = 1,5 \text{ м/с}$;
- 2) кут нахилу решітки до горизонту $\gamma = 90^\circ$;
- 3) товщина стержнів $s = 10 \text{ мм}$;
- 4) ширина стержнів $l = 80 \text{ мм}$;
- 5) віддаль між стержнями $b = 100 \text{ мм}$.

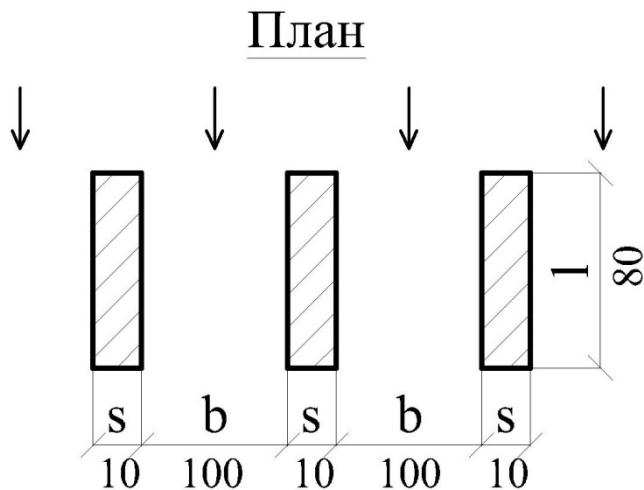


Рис. 2.46. Схема решітки водоприймача ГЕС

Розв'язок

Коефіцієнт втрат напору на решітці ζ знаходимо за формулою А.Р. Березінського (2.3)

$$\zeta = \beta_{\phi} \left(\frac{s}{s+b} \right)^{1,6} \left(2,3 \frac{l}{b} + 8 + 2,4 \frac{b}{l} \right) \sin \gamma = 0,504 \left(\frac{10}{10+100} \right)^{1,6} \left(2,3 \frac{80}{100} + 8 + 2,4 \frac{100}{80} \right) \sin 90^{\circ} = 0,14.$$

У цій формулі $\beta_{\phi} = 0,504$ – коефіцієнт форми стержнів приймається за таблицею 2.5 для прямокутної форми поперечного перерізу стержнів.

Втрати напору на решітці визначаємо за формулою (2.2)

$$h_w = \zeta \frac{V^2}{2g} = 0,14 \frac{1,5^2}{2 \cdot 9,81} = 0,02 \text{ (м)}.$$

Відповідь. Втрати напору на стержнях решітки водоприймача ГЕС дорівнюють 0,02 м.

ЗАДАЧА № 8

**Визначення потужності електричного струму,
необхідної для обігрівання поверхні сміттєзатримуючої решітки
водоприймача ГЕС при рівномірному підведенні тепла до стержнів**

Вихідні умови. Розрахувати потужність електричного струму, необхідну для обігрівання 1 м^2 поверхні решітки, показаної на рис. 2.47, при таких даних:

- 1) температура решітки $t_{\text{реш}} = 0,03^{\circ}\text{C}$;
- 2) температура води $t_{\text{вод}} = -0,10^{\circ}\text{C}$;
- 3) швидкість води на решітці $V = 1,3 \text{ м/с}$;

- 4) форма поперечного перерізу стержнів – прямокутна з напівкруглим оголовком (або круга);
- 5) підведення тепла до стержнів – рівномірне;
- 6) коефіцієнт запасу $k = 2,0$;
- 7) діаметр закруглення стержнів $d = s = 10$ мм;
- 8) віддаль між стержнями $b = 110$ мм;
- 9) ширина стержнів $l = 90$ мм.

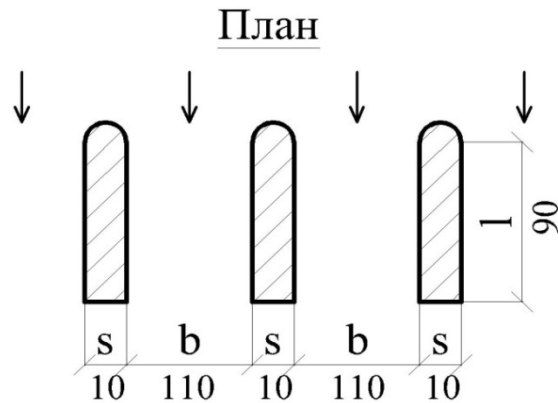


Рис. 2.47. Схема поперечного перерізу стержнів решітки водоприймача ГЕС

Розв'язок

Згідно таблиці 2.6 за формулою (2.7) для прямокутних стержнів з напівкруглим оголовком та рівномірним підведенням тепла знаходимо коефіцієнт теплопередачі

$$\alpha = 1700 \frac{V^{0,6}}{d^{0,4}} = 1700 \cdot \frac{1,3^{0,6}}{0,01^{0,4}} = 12554,95 \text{ (кВт/м}^2 \cdot \text{°С)}.$$

Потужність електричного струму, необхідну для нагрівання 1 м^2 поверхні стержнів решітки визначимо за формулою (2.6)

$$N = 0,00116k\alpha(t_{\text{реш}} - t_{\text{вод}}) = 0,00116 \cdot 2,0 \cdot 12554,95(0,03 - (-0,10)) = 3,79 \text{ (кВт/м}^2\text{)}.$$

Відповідь. Потужність електричного струму, необхідна для обігрівання 1 м^2 поверхні зазначеної решітки становить $3,79 \text{ кВт/м}^2$.

ЗАДАЧА № 9

Визначення потужності електричного струму, необхідної для обігрівання поверхні сміттєзатримуючої решітки водоприймача ГЕС при диференційованому підведенні тепла до стержнів

Вихідні умови. Визначити потужність електричного струму, необхідну для обігрівання 1 м^2 поверхні решітки, показаної на рис. 2.48, при таких

даних:

- 1) температура решітки $t_{реш} = 0,03^{\circ}\text{C}$;
- 2) температура води $t_{вод} = -0,10^{\circ}\text{C}$;
- 3) швидкість води на решітці $V = 1,3 \text{ м/с}$;
- 4) форма поперечного перерізу стержнів – прямокутна;
- 5) ширина стержнів $l = 80 \text{ мм}$;
- 6) товщина стержнів $s = 10 \text{ мм}$;
- 7) віддаль між стержнями $b = 120 \text{ мм}$;
- 8) підведення тепла – диференційоване;
- 9) коефіцієнт запасу $k = 2,0$.

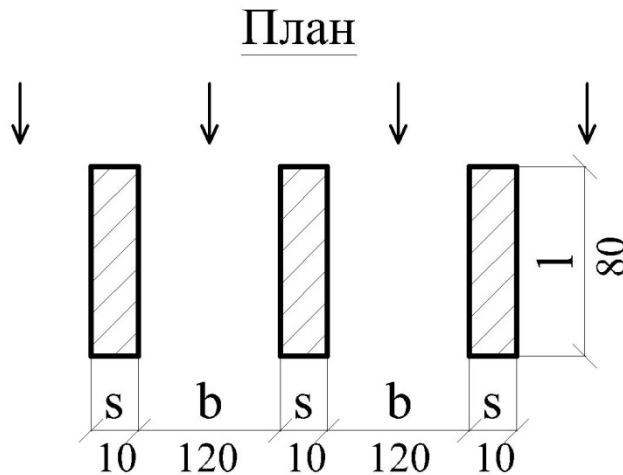


Рис. 2.48. Схема поперечного перерізу стержнів решітки водоприймача ГЕС

Розв'язок

Периметр поперечного перерізу стержня

$$\chi = 2(l + s) = 2(80 + 10) = 180(\text{мм}) = 0,18(\text{м}).$$

Згідно таблиці 2.6 за формулою (2.10) для прямокутних стержнів та диференційованого підведення тепла знаходимо коефіцієнт теплопередачі

$$\alpha = 2400 \frac{V^{0,8}}{\chi^{0,2}} = 2400 \cdot \frac{1,3^{0,8}}{0,18^{0,2}} = 4171 (\text{кВт/м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}).$$

Потужність електричного струму, необхідну для нагрівання 1 м^2 поверхні стержнів решітки, визначимо за залежність (2.6)

$$N = 0,00116k\alpha(t_{реш} - t_{вод}) = 0,00116 \cdot 2,0 \cdot 4171(0,03 - (-0,10)) = 1,26 (\text{кВт/м}^2).$$

Відповідь. Потужність електричного струму, необхідна для обігрівання 1 м^2 поверхні зазначеної решітки, становить $1,26 \text{ кВт/м}^2$.

РОЗДІЛ 3. ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ В ОБЛАСТЯХ З ТРОПІЧНИМ КЛІМАТОМ

3.1. Природно-кліматичні умови в областях з тропічним кліматом

3.1.1. Характеристика тропічної кліматичної зони та типи кліматів у цій зоні

Тропічною кліматичною зоною називається область між 30° північної ширини і 30° південної широти, причому сюди відноситься територія з екваторіальним, субекваторіальних, тропічним і субтропічним кліматом (див. рис. 1.5). У тропічну кліматичну зону входить Африка, Центральна Америка, Південна Америка (без кінцевої південної частини), більша частина Південної і Південно-Східної Азії, Австралія та Океанія. Протяжність тропічної зони з півночі на південь дорівнює біля 7000 км, а площа суші становить 80 млн км². На такій величезній території природні умови в різних місцях істотно відрізняються між собою. У цій зоні виділяють окремі області з різними типами клімату [41; 42].

За кліматичними особливостями (температура, вологість тощо) розрізняють 4 основні типи клімату в тропічній зоні:

- 1) тропічний вологий,
- 2) тропічний сухий,
- 3) субтропічний помірно вологий,
- 4) високогірний холодний тропіків і субтропіків.

За географічною зональністю та видом рослинності виділяють такі шість кліматичних областей:

- 1) савана волога,
- 2) савана суха,
- 3) савана опустинена,
- 4) область приокеанічна з широколистяними лісами,
- 5) область приокеанічна мусонна з вологими лісами,
- 6) область гірська приокеанічна мусонна з вологими лісами.

Нагадаємо, що савана – це область з певним типом тропічної і субтропічної рослинності, тобто поєднання трав'яного покриву з окремими деревами, групами дерев або чагарниками.

3.1.2. Кліматичні умови в областях з тропічним кліматом

Внаслідок величезної території тропічної зони кліматичні умови в цій зоні істотно залежить від типу клімату [42].

Тропічний вологий клімат характеризується відносно високою температурою повітря на протязі всього року (як правило не більше 40° С) та великою вологістю, яка викликана значними опадами. Середньорічна сума

опадів оцінюються в 2000–4000 мм. Контрасти з опадами: 1) район Яунде (Камерун) – за зимній період випадає 30–35 мм, а в дощові весняні і осінні місяці – 200–300 мм; 2) райони Черапунджі (Індія), Куїбдо (Колумбія), Дебунджа (Камерун) – за рік випадає 14000–22000 мм опадів.

Коефіцієнт варіації річних сум опадів $C_v = 0,5 - 0,6$ (а для місячних сум $C_v = 1,2 - 2,0$).

Тропічний сухий клімат характеризується такими особливостями:

- 1) висока температура (іноді більше 50°C),
- 2) великі добові і річні коливання температури та відносної вологості повітря,
- 3) велика сонячна теплова радіація,
- 4) мінімальні опади при довгих абсолютно сухих періодах.

Найбільш жаркі і сухі райони планети з сухим тропічним кліматом: Сахара (Африка), пустиня Тар у нижній течії р. Інд (Азія), Патагонія (Південна Америка). В цих районах температура повітря може перевищувати значення 50°C , сумарна річна сонячна радіація досягає $200\text{--}220$ ккал/см², мінімальна річна сума опадів становить $0\text{--}50$ мм в Африці і Південній Америці та 100 мм в Азії. Коефіцієнт варіації річних сум опадів дорівнює $1,5\text{--}2,0$.

Субтропічний помірно-вологий клімат характеризується помірною для тропічної зони температурою і вологістю. В зимній період температура понижується до 0°C і нижче. Загальних закономірностей стосовно річного режиму опадів для цього типу клімату не має. В одних районах (наприклад, північна частина Африки, південно-східна частина Південної Америки) період опадів приходить на осінньо-зимній період, а в інших – на літній. В південно-східній Азії клімат має мусонний характер: в осінньо-зимній період спостерігається мусон континентальний (вітер з суші на море), а в весняно-літній період – мусон морський (вітер з моря на сушу) і викликає велику кількість опадів.

Мусон (фр., араб.) – вітер сезонного характеру, який двічі на рік (взимку та в літку) змінює свій напрям на протилежний. **Пасати** – сталі повітряні течії до екватора.

Високогірний холодний клімат тропіків і субтропіків поширений серед гірських хребтів і міжгірських котловин, висота яких над рівнем моря перевищує 2000 м. Сюди відносяться гірські масиви Південної і Південно-Східної Азії (Гімалаї, Тибетське нагір'я), Південної Америки (Анди) та Африки (Атлаські і Драконові гори). Основними факторами, що визначають параметри цього типу клімату є висота над рівнем моря, наявність льодовиків та інші місцеві особливості.

3.1.3. Інженерно-геологічні умови в областях з тропічним кліматом

На величезних територіях тропічної кліматичної зони інженерно-геологічні умови є дуже різноманітними. Типи нескількох ґрунтів – глини,

суглинки, супісі, піски, галечники.

Скельні породи поділяються на три типи:

- 1) вивержені (магматичні) – граніти, діабазы, спіліти, габро та ін.;
- 2) осадові – піщаники аргіліти, алевроліти та ін.;
- 3) метаморфічні, тобто гірські породи, що утворилися від дії внутрішніх процесів у земній корі (тепла, високого тиску) – вапняки, сланці, гнейси, мармур та ін.

Для скельних порід характерною є їх тріщинуватість. За своєю структурою скельні породи поділяються на шаруваті (залягають у вигляді окремих пластів) і масивні. Пласти гірських порід можуть мати різноманітну просторову орієнтацію. У синкліналях геологічні пласти розташовані опуклістю донизу, а у антикліналях – доверху.

В окремих типів гірських порід можуть утворюватися карстові порожнини (печери, прошарки). Такі порожнини утворюються в результаті розчинення водою вапняків, гіпсів, ангідридів, солей тощо.

Для північної Африки характерними геологічними породами є вапняки, мергелі. У центральній і південній Америці, південно – східній Азії часто залягають вивержені породи. Для пустельних районів характерними породами є піски, глини, суглинки та скельні породи.

Характерно, що глинисті ґрунти і вивержені породи мають відносно низьку водопроникність. Внаслідок цього навіть в пустельних районах із вказаними типами ґрунтів під час інтенсивних злив (які спостерігаються досить рідко) виникають дощові паводки. Цікаво відзначити, що однією із задач побудованого гідровузла Сіді ель Бейрак (Туніс, м. Кеуїруан, пустеля Сахара) є боротьба з паводками та затопленнями Кеїруанської долини.

Властивості ґрунтів району будівництва гідроенергетичних об'єктів істотно впливають на вибір типу і розмірів споруд, умови їх наступної експлуатації. Особливу роль при цьому відіграють такі характеристики ґрунтів, як міцність, деформативність, ступінь тріщинуватості, водостійкість, положення ґрунтових вод неоднорідність, наявність слабких прошарків і ослаблених зон тощо. При виборі місця розташування майбутнього об'єкта необхідно враховувати можливість виникнення сейсмічних явищ, які викликають зміщення і розриви геологічних порід.

Великий вплив на стан ґрунтів мають процеси фільтрації води під водопідпірними спорудами, через та в обхід вказаних споруд. Після заповнення водосховища якісно і кількісно змінюються режими руху фільтраційної води, які часто супроводжуються збільшенням градієнтів напору, що може призвести до фільтраційних деформацій ґрунтів. Особливу роль ці процеси відіграють за наявності в основі споруд та берегах долини розчинних порід (гіпсу, крейди, солей, ангідридів тощо), які можуть виноситися фільтраційним потоком у розчиненому стані.

Особливості структури гірських порід суттєво впливають на фізико-геологічні процеси, що протікають в породах після затоплення водосховища. Оповзання, зсуви, обвали схилів долин часто виникають внаслідок

погіршення характеристик міцності ґрунту і переходу його із стану природної вологості до стану повного водонасичення.

3.1.4. Гідрологічні умови в областях з тропічним кліматом

В тропічній зоні протікають одні з найбільших річок планети, характеристики деяких із них дані в табл. 3.1 [42].

Таблиця 3.1

Характеристики найбільших рік тропічного поясу

| № з/п | Ріка | Довжина км | Площа басейну тис. км ² | Середня витрата м ³ /с | Річний стік км ³ | Гідроенергетичний потенціал млн кВт |
|------------------|---------------|---------------|---------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Азія | | | | | | |
| 1 | Меконг | 4500 | 810 | 13200 | 510 | 58,9 |
| 2 | Інд | 3180 | 960 | 3850 | 220 | 6,6 |
| 3 | Ганг | 2700 | 1120 | 13000 | 416 | 13,3 |
| 4 | Брахмапутра | 2300 | 935 | 12000 | 376 | 11,0 |
| Африка | | | | | | |
| 5 | Ніл | 6670 | 2870 | 2600 | 202 | 50,0 |
| 6 | Конго | 4370 | 3820 | 46000 | 1460 | 390,0 |
| 7 | Нігер | 4160 | 2090 | 12000 | 320 | 39,0 |
| Південна Америка | | | | | | |
| 8 | Амазонка | 5500 | 7000 | 220000 | 6930 | 279,0 |
| 9 | Оріноко | 2740 | 1000 | 29100 | 914 | 95,0 |
| 10 | Сан-Франсіску | 2800 | 600 | 3000 | 94 | 14,0 |

В районах з тропічним кліматом крім великих є багато середніх і малих річок. Досить повноводні річки є на Філіпінському архіпелазі. Для пустельних районів характерні річки, які в нижній течії в жарку пору року повністю пересихають і нікуди (в море чи іншу річку) не впадають. Такі річки носять місцеві назви «уед», «ваді», «амурамбо», «кріки».

Основними джерелами формування річкового стоку в тропічній зоні є атмосферні опади, підземні води та в гірських районах льодовики. Внаслідок того, що ці джерела за своїми параметрами істотно відрізняються між собою, а їх характеристики визначаються географічним положенням району, то гідрологічний режим річок має чітко виражену географічну зональність (див. табл. 3.2) [42].

Таблиця 3.2

Загальні характеристики гідрологічного режиму в тропічному поясі

| № з/п | Географічна область | Атмосферні опади мм | Річковий стік | | Випаровування мм |
|-------|--|---------------------|---------------|----------------|------------------|
| | | | повний мм | поверхневий мм | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | Савана волога | 1860 | 600 | 360 | 1260 |
| 2 | Савана суха | 1000 | 130 | 110 | 870 |
| 3 | Савана опустинена | 300 | 20 | 18 | 280 |
| 4 | Область приокеанічна з широколистяними лісами | 1300 | 420 | 300 | 880 |
| 5 | Область приокеанічна мусонна з вологими лісами | 1600 | 820 | 500 | 780 |
| 6 | Область гірська приокеанічна мусонна з вологими лісами | 2200 | 1700 | 1000 | 500 |

Водний режим рік тропічного поясу характерний великою різноманітністю. **В екваторіальній зоні** великий річковий стік спостерігається в літньо-осінні місяці (період дощів). Наприклад, у Південній і Південно-Східній Азії 80–90% річного стоку приходить на липень-вересень. В Центральній Африці 70% річного стоку випадає на липень-серпень. Доля підземного стоку відносно невелика.

На північ і південь від екватора у **тропічній зоні** 40–70% річного стоку також приходить на літньо-осінні місяці. Доля підземного стоку досить велика і доходить до 15–25%.

В Північній і Південній Африці, в північній частині Тихоокеанського схилу Анд у **субтропічній зоні** 70–80% річного стоку приходить на осінньо-зимній період.

В пустельних областях Азії, Африки, Південної Америки (Сахара, Наміб, Калахарі, Патагонія та ін.) постійні водотоки відсутні, а тривалість маловодного періоду доходить до 10–12 місяців.

У високогірних районах Південної Америки, Південної і Південно-Східної Азії багатоводний період приходить на кінець весни і літні місяці, коли відбувається танення льодовиків.

Для більшості країн тропічного поясу характерною є слабка вивченість гідрологічного режиму водотоків, або її повна відсутність.

3.1.5. Кліматичні фактори тропічного поясу

Створення гідроенергетичних об'єктів у тропічній зоні вимагає врахування кліматичних особливостей цієї зони. Тропічний клімат істотно змінює (погіршує) фізико-механічні, хімічні і електричні властивості матеріалів. До числа кліматичних факторів тропічного клімату необхідно віднести наступні [42]:

- 1) температура;
- 2) сонячна радіація;
- 3) вологість;
- 4) режим опадів та гідрологічні умови;
- 5) вітер;
- 6) атмосферні аерозолі тощо.

Існуючі вимоги до забезпеченостей розрахункових параметрів основних характеристик клімату тропічної зони формулюються окремо для вологого і сухого кліматів. Наприклад, для вологого клімату приймаються такі характеристики: максимальна температура повітря забезпеченістю 0,1% – 25°С, 95% – 38°С, 99,9% – 45°С; відносна вологість повітря уночі забезпеченістю 0,1%–70%, 95%–98%, 99,9%–100%; річна кількість опадів забезпеченістю 0,1% – 1000 мм, 95% – 4000 мм, 99,9% – 22000 мм.

Розглянемо більш детально дії різних факторів на умови експлуатації споруд і техніки в тропічному кліматі.

Температура. Сумарна теплова дія визначається температурою зовнішнього повітря, сонячною радіацією і тепловиділенням від обладнання. Тривалість періоду експлуатації машин, механізмів, обладнання і приладів при роботі в районах з тропічним кліматом без спеціальних заходів захисту зменшується у 3–5 раз в порівнянні з тривалістю роботи у районах з помірним кліматом.

Необхідно мати на увазі, що температура фізичних тіл при тривалому перебуванні на сонці в безвітряних місцях істотно перевищує температуру повітря. Наприклад, при температурі повітря 50°С температура бетонних конструкцій може доходити до 70°С. Міцність металів не змінюється лише до деякого критичного значення температури, після якого вона зменшується. Стійкість полімерних матеріалів оцінюється їх теплостійкістю і обмежується максимальною допустимою температурою експлуатації.

Сонячна радіація. Сумарна річна сонячна теплова радіація в умовах тропічного клімату досягає значень 200–240 ккал/см². Звичайно виділяють інфрачервону і ультрафіолетову складові цієї радіації. Інфрачервоне теплове

випромінювання призводить до нагрівання споруд і обладнання, а ультрафіолетове – до фізико-хімічних перетворень, особливо полімерних матеріалів. Краски і лаки змінюють своє забарвлення і втрачають захисні властивості.

Вологість. Дія вологи проявляється в зміні характеристик використовуваних матеріалів. Особливо інтенсивно цей процес проходить в замкнених об'ємах при відсутності інтенсивної циркуляції повітря. Хімічні зміни металів пов'язані з процесом корозії, адже велика вологість в сукупності з підвищеною температурою істотно інтенсифікують цей процес.

Підвищена вологість істотно інтенсифікує біологічні процеси (розвиток мікроорганізмів, бактерій, процеси гниття і т.п.), що викликає обростання споруд, руйнування (гниття) дерев'яних конструкцій тощо. Мікроорганізми виділяють органічні кислоти, які активізують руйнівні процеси. Існують навіть такі мікроорганізми, які вражають масла, паливо, гальмівні рідини. Понижена вологість повітря може також негативно впливати на матеріали, викликаючи їх обезвожування, головним чином неметалів (деревина, пластмаси і т.п.).

Вологість повітря істотно залежить від режиму опадів та гідрологічних умов в районі створюваного об'єкта.

Вітер. Дія вітру спричиняє інтенсивні знакозмінні силові навантаження на споруди та їх елементи. Характерно, що напрямок та інтенсивність вітру істотно змінюються в часі. У районах з сухим тропічним кліматом виникають пилові бурі, під час яких в повітря піднімається величезні маси пилу та піску. Для тропічної зони характерним є виникнення смерчів та торнадо. Торнадо – це велетенські просторові атмосферні вихори, діаметр воронки яких внизу може дорівнювати 300–400 м, а іноді навіть 1,5–3,0 км. Швидкість повітря в торнадо за різними оцінками доходить до 18 м/с (1300 км/год).

Атмосферні аерозолі. У повітрі взагалі, а в районах з тропічним кліматом особливо, звичайно знаходяться у зваженому стані різноманітні пиловаті частинки – так звані атмосферні аерозолі, які переміщуються вітром на великі відстані. У вологому тропічному кліматі аерозольні компоненти розчинені у волозі повітря і часто утворюють агресивні розчини, які викликають підвищену корозію металів та руйнування багатьох матеріалів. У сухому тропічному кліматі внаслідок дії атмосферних аерозолів при великому вмісті у повітрі пилу з кварцовими частинками (особливо під час пилових бур) збільшується тертя та стирання підшипників і контактних поверхонь обертових частин гідроагрегатів та різноманітних механізмів. Специфічною дією аерозолів є наявність в них мікроорганізмів, які можуть інтенсивно розвиватися на поверхні матеріалів в умовах вологого тропічного клімату.

Найбільш вразливими елементами гідроелектростанцій від дії атмосферних аерозолів є елементи електричної техніки – електричні розподільчі пристрої (особливо відкриті), електротрансформатори, ЛЕП, різноманітні електричні апарати. При осіданні аерозолів на електричні

провідники, як правило, збільшується поверхневий електричний опір матеріалів, що призводить до збільшення втрат електричної енергії та збільшення аварійності електричної мережі.

3.1.6. Методи боротьби з негативною дією кліматичних факторів тропічного поясу

Основні методи боротьби з негативною дією кліматичних факторів у тропічній зоні:

- 1) використання спеціальних матеріалів;
- 2) герметизація техніки (вузлів, блоків);
- 3) створення спеціальних машин і механізмів для тропічних умов;
- 4) захист поверхонь споруд, машин і механізмів від перегрівання та корозії;
- 5) герметизація та кондиціонування приміщень.

Спеціальні матеріали у вигляді відповідних сплавів металів, полімерних, композитних та інших матеріалів для тропічної зони створюються такі, що не бояться перегрівання, різких перепадів температури, дії мікроорганізмів, бактерій, аерозолів тощо.

Герметизація техніки, відповідних вузлів і блоків машин та механізмів використовується для недопущення попадання в них вологи, пилу, частинок ґрунту, аерозолів тощо. Таку герметизацію здійснюють за допомогою застосування відповідних матеріалів та різноманітних ущільнень. Герметичність вузлів і блоків машин та механізмів в умовах вологого клімату повинна бути більшою, ніж в умовах сухого клімату, адже присутність вологи активізує всі процеси.

Створення спеціальних машин і механізмів для районів з тропічним кліматом враховує вищезазначені кліматичні умови і дозволяє істотно збільшити тривалість їх експлуатації. Будівництво машин і механізмів у **тропічному виконанні** є подібним за своєю дією створенню відповідної техніки у **північному виконанні**.

Захист поверхонь споруд, машин і механізмів від перегрівання та корозії досягається такими способами:

- створення захисних покриттів за допомогою спеціальних фарб і лаків,
- влаштування перед спорудою спеціальних екранів, навісів, каркасних конструкцій.

Герметизація та кондиціонування приміщень є досить дієвим заходом. Ефективність діючої системи характеризують коефіцієнтом герметичності K_g , який є відношенням об'єму повітря, що надходить ззовні в середину приміщення через існуючі нещільності до внутрішнього об'єму цього приміщення. За наявності великих об'ємів приміщень коефіцієнт герметичності K_g визначають спеціальними експериментами за часом падіння штучно створюваного надлишкового тиску у цих приміщеннях.

Кондиціонування приміщень здійснюється шляхом термовологісної обробки зовнішнього повітря, що надходить в середину приміщень. Системи кондиціонування приміщень гідроелектростанцій є найбільш енергомісткими серед споживачів електричної енергії, що йде на покриття власних потреб.

3.2. Конструктивні особливості споруд гідроенергетичних вузлів в областях з тропічним кліматом

3.2.1. Загальне

Конструктивні особливості гідроенергетичних і гідротехнічних споруд річкових гідроенергетичних вузлів у районах із спекотним кліматом пов'язані з властивостями геологічних порід в основі споруд, фізико-механічними характеристиками ґрунтів земляних гребель, наявністю інтенсивної теплової сонячної радіації, ускладненнями з будівництвом і експлуатацією гідроенергетичних об'єктів в умовах можливих тривалих сильних дощів та пилових бур.

Зазначені природно-кліматичні умови обумовлюють наявність таких особливостей гідроенергетичних об'єктів у районах із спекотним кліматом.

1. За сприятливих умов висота бетонних і земляних гребель, напори, витрати, потужності гідроелектростанцій у районах із спекотним кліматом можуть бути істотно більшими, ніж в районах з холодним кліматом.

2. Умови будівництва і експлуатації гідроенергетичних об'єктів у тропічному поясі дозволяють влаштувати потужні гідроакumuлюючі електростанції, в тому числі дериваційні ГЕС з відкритою і закритою деривацією.

3. Розміщення гідроелектростанцій та умови передачі виробленої електричної енергії на великі відстані дозволяють працювати станціям у складі об'єднаних енергетичних систем країн.

Створення річкових гідроенергетичних вузлів, як правило, пов'язане з будівництвом гребель, що перетинають річку і частину прилеглої долини. При цьому виникають водосховища, вода яких використовується на гідроелектростанціях для виробництва електричної енергії. Наразі найвищою у світі є гребля Цзіньпін-1 (Jinping-1), побудована в Китаї на р. Ялунцзян у період 2005–2014 рр. [69]. Аркова гребля має висоту 305 м, довжину 552 м, ширину на гребні 16 м і 63 м в основі (рис. 3.1).

Гідроелектростанція Цзіньпін-1 має установлену потужність 3600 МВт (6 x 600). Будівля станції є підземною і має такі розміри: довжина 277 м, ширина 29 м, висота 69 м. Розрахунковий напір дорівнює 240 м. Гідроагрегати обладнані радіально-осьовими турбінами. Виріботок електричної енергії становить 16,6 млрд кВт·год на рік.



Рис. 3.1. Вигляд з нижнього б'єфу греблі Цзінпін-1 під час будівництва

Водоскидні споруди гідровузла розраховані на пропуск $12109 \text{ м}^3/\text{с}$, причому $2992 \text{ м}^3/\text{с}$ – через чотири поверхневі водоскиди, $5466 \text{ м}^3/\text{с}$ – через п'ять водоскидних отворів рівнем нижче і $3651 \text{ м}^3/\text{с}$ – через правобережний тунельний водоскид. При створенні гідровузла довелося переселити із зони затоплення створюваного водосховища понад 7,5 тисяч осіб.

Характеристики ряду найвищих гребель планети наведені в табл. 3.3 [70]. Характерно, що серед найвищих побудованих гребель світу важливе місце займають греблі, розташовані в районах із спекотним кліматом. Аналіз даних табл. 3.3 показує, що для надвисоких гребель найчастіше використовують такі три типи цих споруд – аркові, ґрунтові та гравітаційні. Греблі цих типів довели свою надійність в складних умовах експлуатації.

Характеризуючи найвищі греблі світу, необхідно мати на увазі, що у теперішній час відбувається будівництво ряду унікальних ГЕС з високими греблями. Серед таких об'єктів необхідно відмітити Рогунську ГЕС та ГЕС Бахтіарі.

Рогунська ГЕС знаходиться у Таджикистані на р. Вахш. За первинним проектом до складу гідровузла входить кам'яно-накидна гребля висотою 335 м та гідроелектростанція з установленою потужністю 3600 МВт (6 x 600) [71]. У 1987 р. почалося спорудження греблі. Проте на певному етапі будівництво об'єкта було законсервовано. У подальшому було вирішено будівництво гідровузла розбити на кілька черг. У 2018 р. відбувся пуск першого агрегату потужністю 120 МВт. Будівництво об'єкта триває.

Таблиця 3.3

Характеристики найвищих у світі побудованих гребель

| № з/п | Назва | Країна | Ріка | Тип | Рік завершення будівництва | Висота м |
|-------|------------------------|-------------|-----------|-------|----------------------------|----------|
| 1 | Цзіньпін-1 (Jinping-1) | Китай | Ялунцзян | арк | 2014 | 305 |
| 2 | Нурецька | Таджикистан | Вахш | грунт | 1972 | 300 |
| 3 | Сяовань (Xiaowan) | Китай | Меконг | арк | 2010 | 292 |
| 4 | Гранд Діксенс | Швейцарія | Діксенс | грав | 1964 | 285 |
| 5 | Інгурі | Грузія | Інгурі | арк | 1980 | 271,5 |
| 6 | Вайонт | Італія | Вайонт | арк | 1960 | 2 61,6 |
| 7 | Чікоасен | Мексика | Гріхальва | грунт | 1980 | 261 |
| 8 | Техрі | Індія | Бхагіраті | грунт | 2006 | 261 |
| 9 | Моувазен | Швейцарія | Багне | арк | 1991 | 250 |
| 10 | Лаксіва (Laxiwa) | Китай | Хуанхе | арк | 2009 | 250 |
| 11 | Гаувіо | Колумбія | Гаувіо | грунт | 1990 | 243 |
| 12 | Міка | Канада | Колумбія | грунт | 1973 | 243 |

У цій таблиці використані такі умовні позначення гребель: арк – аркові, грав – гравітаційні, грунт – ґрунтові.

Гідроелектростанція Бахтіарі знаходиться в Ірані на р. Бахтіарі. За проектом у складі гідровузла входить аркова гребля з такими параметрами: висота 325 м, довжина 434 м, ширина на гребні 10 м, а в основі – 30 м [72]. Підземна ГЕС матиме потужність 1500 МВт (6 х 250). Турбіни – радіально-осьові, розрахунковий напір 289 м, річний виробіток електроенергії 3 млн МВт·год. Повний об'єм водосховища 4,845 км³, а корисний – 3,07 км³. Гідровузел розташований у гірській місцевості – відмітка НПП становить 830 м. Будівництво об'єкту почалось у 2013 р. Наразі гідроелектростанція відноситься до розряду діючих.

3.2.2. Бетонні греблі

В районах із спекотним кліматом використовують всі типи бетонних гребель – гравітаційні, аркові, контрфорсні. Такі греблі можуть бути як глухими (тобто без можливості переливу води через гребінь греблі), так і водозливними. При цьому в тілі бетонних гребель можуть влаштовувати також додаткові водоскидні отвори.

Гравітаційні греблі – це такі греблі, які повністю забезпечують свою стійкість за рахунок власної ваги. Цей термін звичайно використовується саме для бетонних гребель. Найвищою в світі греблею гравітаційного типу є гребля Гранд Діксенс [73]. Ця гребля розташована у Швейцарії на р. Діксенс і має висоту 285 м та довжину 700 м (рис. 3.2). Гребля знаходиться у високогірній місцевості, причому найвища відмітка рівня води у водосховищі дорівнює 2364 м, а повний об'єм водосховища становить 0,4 км³.



Рис. 3.2. Гравітаційна гребля Гранд Діксенс: вигляд з нижнього б'єфу

Гребля Гранд Діксенс є складовою частиною гідроенергетичного комплексу Клезон–Діксенс, до якого входять чотири гідроелектростанції Сандолін, Фіонней, Нендаз, Б'єдрон, чотири насосні станції Змут, Стафель, Ферпекле і Аролла та система тунелів загальною довжиною 100 км. Враховуючи наявність насосних станцій, гідроенергетичний комплекс Клезон–Діксенс можна розглядати як комбінацію ГЕС та ГАЕС. Загальна встановлена потужність комплексу становить 2069 МВт, а середнь-річне виробництво електроенергії – 2000 млн кВт·год. Важливо зауважити, що ГЕС Б'єдрон має найбільший у світі розрахунковий напір, що становить 1883 м.

Аркові греблі мають криволінійну форму в плані, зорієнтовані випуклістю в сторону верхнього б'єфу, завдяки чому тиск від води і наносів передається на береги і основу. Ця особливість аркових гребель забезпечує їх стійкість.

За наявності відповідних умов будують аркові греблі у всіх кліматичних зонах, проте в районах із спекотним кліматом вони мають свої особливості. У цих районах аркові греблі можуть бути тонкостінними. Наприклад, надзвичайно тонкими є французькі аркові греблі Толла (висота 88 м, товщина 1,5–4,2 м) та Гаж (висота 38 м, товщина 1,3–2,57 м). Тут доречно зауважити, що в процесі експлуатації греблю Толла довелося підсилювати, змінюючи її конфігурацію [51].

Надзвичайно важливою рисою аркових гребель є їх висока надійність. Про це свідчать випадки, коли такі греблі витримували істотні перевантаження внаслідок землетрусів та інших причин, але залишалися практично неушкодженими. Про такий випадок з греблею Вайонт у Італії буде сказано у п. 3.4.

Як характерний приклад використання аркових гребель у тропічній зоні наведено греблю Кахора Баса, розташовану у Мозамбіку на р. Замбезі (рис. 3.3). Ця гребля має висоту 171 м, ширину на гребні 4 м і в основі 23 м. Вона створює водосховище, повний об'єм якого становить 63,0 км³.



Рис. 3.3. Гідровузол Кахора Баса: вигляд зверху

Гідроелектростанція Кахора Баса має установлену потужність 2075 МВт. За цією ознакою вона є найпотужнішою ГЕС в Африці [74].

Контрфорсні греблі складаються із плоских чи аркових напірних перекриттів, які опираються на поперечні стінки – контрфорси. Є багато типів таких гребель, які мають певні обмеження по висоті. У районах із спекотним кліматом окрім елементів гребель можуть бути досить тонкими.

Найвищою контрфорсною греблею з плоским перекриттям є гребля Родрігес у Мексиці, яка має висоту 76 м та віддаль між осями контрфорсів 6,7 м.

Контрфорсні греблі з масивними оголовками, порівняльно з попереднім типом гребель, не такі чутливі до впливу низьких температур і можуть мати більшу висоту. Найвищою масивно-контрфорсною греблею є японська гребля Хатанагі-1, що має висоту 125 м і віддаль між контрфорсами 15 м.

Досить перспективними є багатоаркові контрфорсні греблі, ширина прогонів у яких може становити 35-50 м і більше. Найвищою греблею такого типу є гребля Даніель Джонсон (Манікуаган-5) у Канаді висотою 215 м. Ця гребля має центральну арку з прогоном 161,5 м та 13 арок з прогонами 76,2 м [51].

Як приклад контрфорсної греблі у районах із спекотним кліматом наведемо інформацію про греблю Бен Метір, розташовану в Тунісі на уеді Ель Ліль [75]. Це контрфорсна гребля з масивними оголовками (рис. 3.4). Висота греблі 78 м. В умовах відносно слабких ґрунтів у основі (піщаники та глинисті породи) у нижній частині греблі влаштована суцільна фундаментна плита, яка має певний нахил в сторону верхнього б'єфу. Гребля Бен Метір утворила водосховище площею 350 га і загальним об'ємом 73 млн м³.



Рис. 3.4. Масивно-контрфорсна гребля Бен Метір: вигляд зверху

3.2.3. Грунтові греблі

Для створення ґрунтових гребель використовуються місцеві ґрунти – супіски, суглинки, глини, пісок, щебінь, гравій, дрібно- і велико-уламкові породи, камінь тощо. У гірських районах широко використовуються зруйновані геологічні породи, що утворюються в результаті осипання та обвалів гірських мас. Греблі з ґрунтових матеріалів за кількістю є найбільш поширеним типом гребель. Вони будуються у всіх кліматичних зонах. Як правило, ґрунтові греблі є глухими. Їх висота може становити від кількох метрів до сотень метрів (див. табл. 3.3).

При проектуванні, будівництві і експлуатації ґрунтових гребель велика увага приділяється питанням фільтрації води через, під та в обхід споруд. Для управління цими процесами використовують різноманітні протифільтраційні та дренажні пристрої. Відповідно до цього використовують такі типи ґрунтових гребель: однорідні, з екраном, понуром, вертикальним і похилим ядром. Протифільтраційні пристрої в тілі гребель (екран, ядро) можуть влаштовувати із ґрунтових матеріалів, металу (стальний шпунт), залізобетону, асфальтобетону тощо.

Самою високою в світі серед ґрунтових гребель є Нурецька гребля, яка побудована у Таджикистані на р. Вахш і має висоту 300 м [76]. Це насипна гребля, в тілі якої влаштоване вертикальне ядро. Гребля створює водосховище площею 98 км² і об'ємом 10,5 км³. До складу Нурецького гідровузла входить гідроелектростанція (рис. 3.5), яка обладнана дев'ятьма радіально-осьовими турбінами і має установлену потужність 3000 МВт. Розрахунковий напір станції 223 м, річний виробіток електроенергії становить 11200 млн кВт·год.



Рис. 3.5. Нурецький гідровузол: вигляд зверху

Грунтовим греблям притаманна надзвичайно важлива характеристика – **самозаліковуваність**, тобто здатність гребель самим (без участі людини) заповнювати ґрунтом тріщини, що утворилися в тілі споруди під час експлуатації. Ця особливість має виняткове значення для районів з високою сейсмічністю.

Розглядаючи можливі типи високих ґрунтових гребель, можна констатувати, що досить перспективними є греблі з похилим ядром. На рис. 3.6 показана схема греблі Каждакай зазначеного типу, яка має такі характеристики: Афганістан, висота греблі 100,4 м, гребля насипна ґрунтова, ядро похиле, ґрунти в основі та схилах долини доломітизовані вапняки, а в руслі річки – алювіальні відкладення [77].

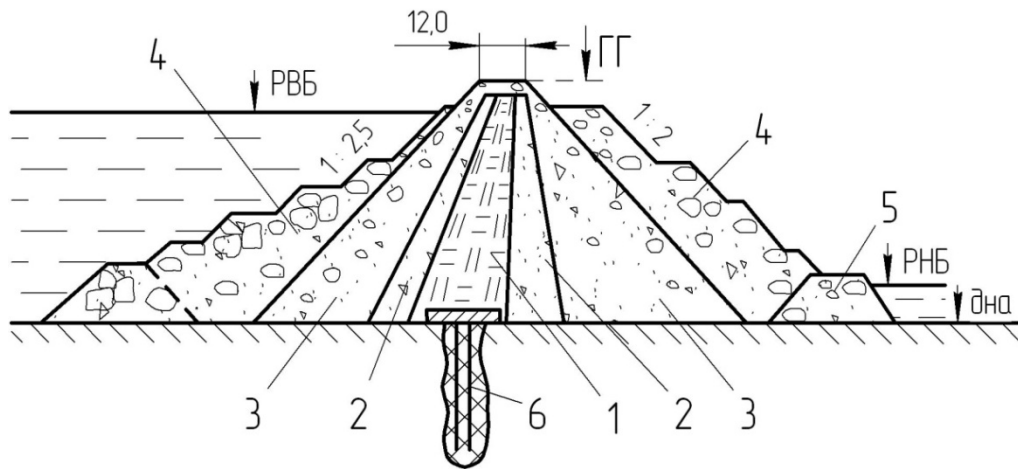


Рис. 3.6. Схема греблі Каждакай з похилим ядром:

- 1 – похиле ядро із суглинку, 2 – перехідні зони з піщано-гравієлистого матеріалу,
- 3 – великоуламковий матеріал, 4 – кам'яна накидь, 5 – низова перемичка,
- 6 – цементацийна завіса

Позитивною рисою ґрунтових гребель з похилим ядром є можливість вільного (під дією сили земного тяжіння) відведення надлишкової води із зони ядра. При цьому відбувається зменшення порового тиску та пришвидшення процесу консолідації ґрунту в зазначеній зоні.

Для унікально високих ґрунтових гребель характерними є такі особливості:

- 1) будівництво в гірських умовах;
- 2) можливість надійної експлуатації в районах з підвищеною сейсмічністю;
- 3) використання місцевих ґрунтових матеріалів;
- 4) можливість комплексного використання об'єкта – для виробництва електроенергії, зрошення земель, водопостачання тощо.

Аналіз динаміки розвитку будівництва гребель на Землі показує чітку тенденцію збільшення висоти побудованих гребель. Виникає запитання – до якої межі? Відповідь на це запитання дає природа. Виявляється на нашій планеті існує ряд природних гребель (завалів), що виникли в наслідок осипання величезних мас ґрунту, які супроводжувалися перегородженням річки та частини долини. Причиною таких явищ є сильні землетруси.

Прикладом таких природних гребель може слугувати Усойський завал на р. Мургаб у Таджикистані. Цей завал виник 18 лютого 1911 р в результаті землетрусу магнітудою 7,5 балів. Висота завалу становить 567 м, а Сарезьке озеро, що виникло при цьому, має довжину 55,8 км і об'єм 16,074 км³ [78].

Характерно, що переливу води через гребінь завалу не відбувається, а вода, що прибуває у водосховище, просочується через насип, зберігаючи рівень води в озері на відносно сталому рівні. Витрата води, що скидається у нижній б'єф, становить близько 45 м³/с. За час після утворення завал зберігає відносну стабільність. Проте є побоювання, що внаслідок різних причин (наприклад наступний землетрус) завал може зруйнуватися, що приведе до катастрофічних наслідків.

3.2.4. Водоскиди в межах напірного фронту

Унікальні гідровузли у тропічній зоні мають надзвичайно великі скидні витрати води. Так наприклад, розрахункова витрата водоскидів деяких енергетичних гідровузлів має такі значення [42]:

ГЕС Тукуруї (Бразилія, р. Токантіс) – 112000 м³/с;

ГЕС Гецхоуба (Китай, р. Янцзи) – 84000 м³/с;

ГЕС Гран Інґа (Заїр, р. Заїр, проект) – 65000 м³/с.

Зазначені великі скидні витрати обумовлюють наступні особливості водоскидів:

- велика довжина водоскидного фронту (наприклад, ця довжина на гідровузлі Тукуруї становить 575 м);
- великі питомі витрати водоскидів (ця витрата на гідровузлі Тукуруї дорівнює 186 м²/с);
- велика ширина водоскидних прогонів;
- використання не плоских, а сегментних затворів (менша вага затвору, менші підйомні зусилля, відсутність пазів тощо).

Для водоскидів, розташованих у межах напірного фронту гідровузлів, досить часто застосовують класичну схему водозливу практичного профілю із плавним спряженням водозливної поверхні з дном водобою. При цьому звичайно використовується донний режим спряження б'єфів. Така схема потребує влаштування в нижньому б'єфі відповідних гасителів надлишкової енергії водного потоку, які забезпечують затоплення гідравлічного стрибка.

В умовах спекотного клімату висота водозливних гребель може бути досить високою. Як приклад такого випадку наведемо гравітаційну водозливну греблю Бхакра, розташовану в Індії на р. Сатледж (рис. 3.7

та 3.8). Гребля має такі характеристики: висота 225,5 м, довжина 518,25 м, ширина в основі 304,84 м, скидна витрата 8200 м³/с. Розпластаний профіль греблі викликаний наявністю в основі істотних прошарків глинистих ґрунтів.

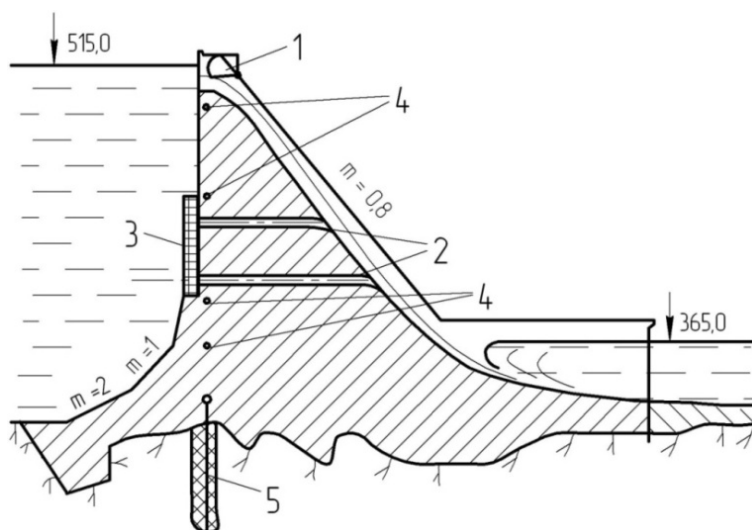


Рис. 3.7. Схема водозливної греблі Бхакра з донним режимом спряження б'єфів:

1 – сегментний затвор, 2 – глибинні водоскиди, 3 – решітка, 4 – потерни, 5 – цементацийна завіса

Гребля Бхакра створює водосховище довжиною 90 км, площею 168,35 км² і загальним об'ємом 9340 млн м³. Загальна потужність гідроелектростанцій об'єкта становить 1075 МВт (5 x 125 та 5 x 90) [79].

Серед існуючих напрямків оптимізації конструкцій водоскидних споруд необхідно відмітити тенденцію широкого використання різноманітних трамплінів, носків, уступів, які забезпечують відкидання потоку на велику віддаль від споруди. При цьому погашення надлишкової енергії водного потоку відбувається в нижньому б'єфі, часто у спеціально створюваному басейні. Можливі розмиви ґрунту формуються досить далеко від водоскидної споруди, завдяки чому вони не загрожують їй підмивом з боку нижнього б'єфу. Досить часто у нижньому б'єфі в місці падіння струмини формується воронка розмиву, глибина якої залежить від багатьох факторів.



Рис. 3.8. Гідровузол Бхакра: вигляд з нижнього б'єфу

Схема водоскидів з трампліном найчастіше використовується при заляганні в основі цих споруд скельних і напівскельних геологічних порід, здатних сприймати великі динамічні навантаження. Особливо ефективною ця схема виявляється для високо- та середньонапірних гідровузлів за наявності в основі споруд міцних скельних порід. У залежності від конструктивних особливостей водоскидів та характеристик ґрунтів у їх основі трампліни можуть влаштовуватися у верхній чи нижній частині водоскидів.

На рис. 3.9 показана схема водоскиду гідровузла Катсе з трампліном, розташованим у верхній частині водоскиду. Цей гідровузол знаходиться у Лесото на р. Малібаматсо у гірській місцевості. Висота над рівнем моря становить 1993 м. Гребля аркового типу має висоту 185 м і довжину 710 м. Поверхневий водоскид розрахований на витрату 6252 м³/с і має 10 прогонів шириною по 15,9 м. Напір на гребні водоскиду 7,3 м. Повний об'єм водосховища 1950 млн м³, а корисний – 1795 млн м³ [80].

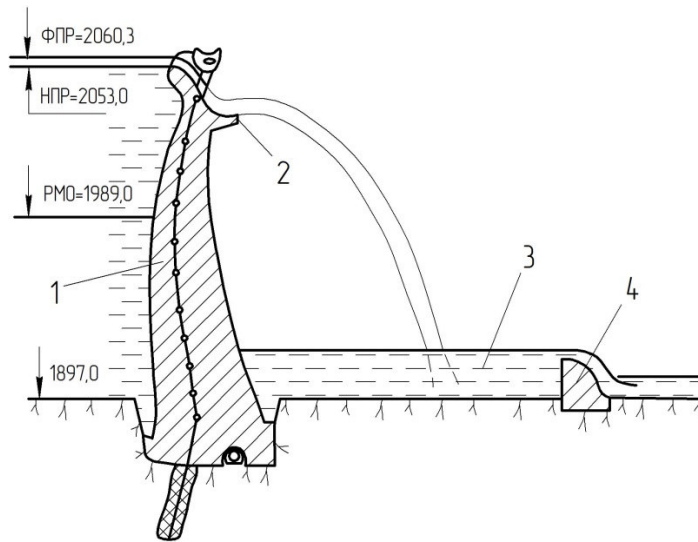


Рис. 3.9. Схема водоскиду з трампліном, розташованим у верхній частині споруди:
 1 – аркова гребля, 2 – трамплін, 3 – басейн для погашення енергії падаючої струмени, 4 – допоміжна водозливна гребля висотою 17,0 м

У ряді випадків досить корисним є застосування водоскидів з низьким розташуванням трампліну, коли кінетична енергія водного потоку є досить великою і забезпечує відкидання струмени на значну віддаль від споруди (рис. 3.10).

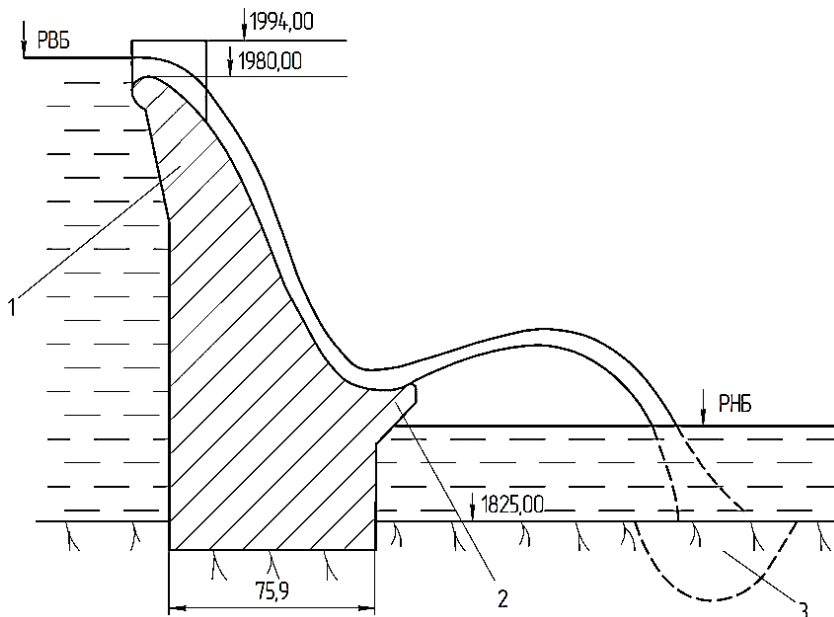


Рис. 3.10. Схема водоскиду з трампліном, розташованим у нижній частині споруди:
 1 – водозливна гребля, 2 – трамплін, 3 – воронка розливу

На рис. 3.10 показано водоскид греблі Амалуза, що входить до гідроенергетичного комплексу Пауте-Моліно. Цей комплекс розташований в Еквадорі на р. Пауте. Водосховище об'єкту утворюється арково-гравітаційною греблею Амалуза висотою 170 м і довжиною 420 м. Повний об'єм водосховища 120 млн м³, а корисний – 100 млн м³. Максимальна відмітка рівня води у водосховищі дорівнює 1991 м [81].

Із водосховища вода попадає по дериваційному тунелю довжиною 6,1 км і діаметром 5 м у підземну будівлю ГЕС, що має довжину 123 м, ширину 23 м і висоту 42 м. Установлена потужність ГЕС 1072 МВт, середнє річне виробництво електроенергії 4900 млн кВт·год. Розрахунковий напір станції 650 м для черг А, В та 657 м для черги С. На ГЕС встановлено десять ковшових турбін – п'ять по 100 МВт (черги А, В) та п'ять по 115 МВт (черга С). В системі влаштовано два зрівнювальних резервуари з діаметрами 7 м та висотами 170 м (черги А та В) та 130 м (черга С).

Методика розрахунків характеристик потоку для схеми, показаної на рис. 3.11, висвітлена в [82]. Довжину відльоту струмнини L_1 від носка трампліна (точка О) до точки перетину осі струмнини з поверхнею нижнього б'єфу (точка А) можна визначити за формулою (3.1).

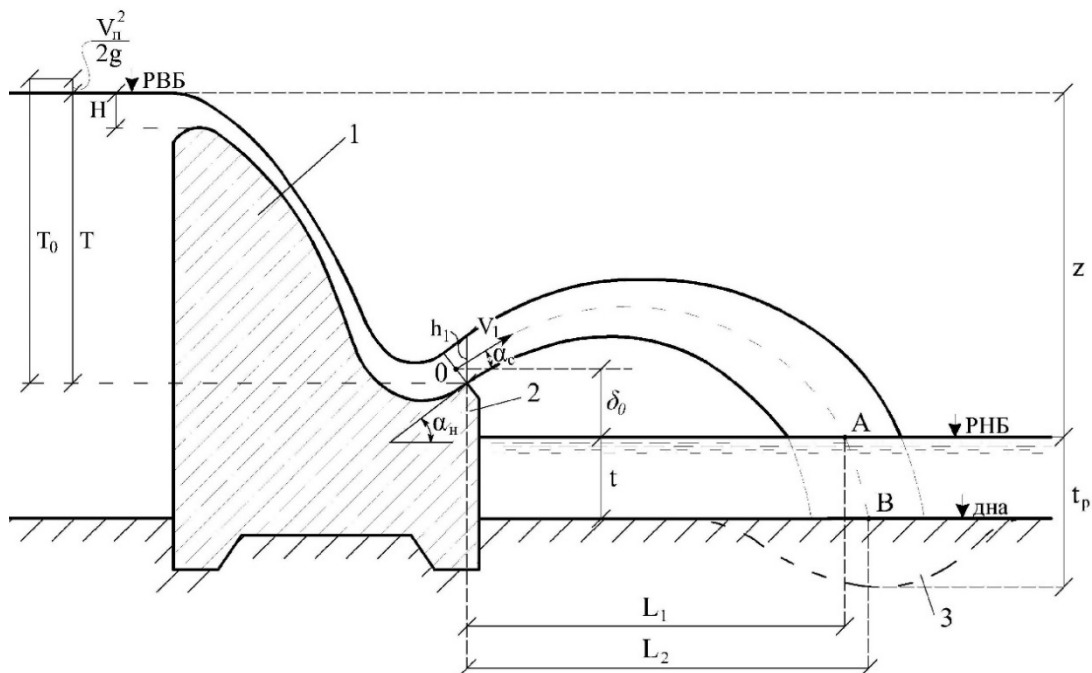


Рис. 3.11. Схема для визначення довжини відльоту струмнини від водозливної греблі з трампліном:

1 – водозливна гребля, 2 – носок трампліна, 3 – воронка розмиву

$$L_1 = \frac{k_a V_1^2 \cos \alpha_c}{g} \left(\sin \alpha_c + \sqrt{\sin^2 \alpha_c + \frac{2g\delta_c}{V_1^2}} \right), \quad (3.1)$$

де k_a – коефіцієнт, що враховує вплив аерації струмини,

V_1 – швидкість струмини на сході з носка,

α_c – кут нахилу вектору швидкості V_1 до горизонту; на попередньому етапі розрахунків кут α_c можна приймати рівним куту нахилу носка до горизонту α_n , тобто

$$\alpha_c = \alpha_n, \quad (3.2)$$

δ_c – висота положення точки O над поверхнею нижнього б'єфу,

g – прискорення вільного падіння.

Швидкість струмини V_1 на сході носка визначають за формулою

$$V_1 = \varphi \sqrt{2g(T_0 - 0,5h_1 \cos \alpha_c)}, \quad (3.3)$$

де T_0 – перевищення рівня верхнього б'єфу з врахуванням швидкісного

напору $\frac{V_{II}^2}{2g}$ над верхнім краєм носка трампліна,

V_{II} – швидкість підходу води,

h_1 – глибина струмини над верхнім краєм трампліна,

φ – коефіцієнт швидкості, що враховує втрати енергії потоку по висоті водозливної греблі.

Цей коефіцієнт можна знайти за формулою

$$\varphi = 1 - 0,0155 \frac{T - H}{H}, \quad (3.4)$$

де T – перевищення рівня верхнього б'єфу над верхнім краєм носка трампліна,

H – напір на гребні водозливу.

Коефіцієнт аерації струмини k_a можна знайти за графіком, зображеним на рис. 3.12, в залежності від числа Фруда потоку на сході з носка

$$Fr = \frac{V_1^2}{gh_1}. \quad (3.5)$$

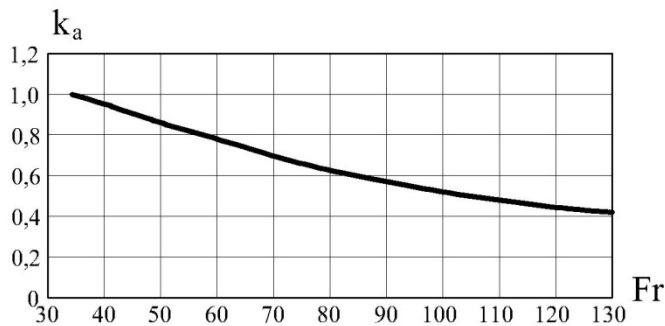


Рис. 3.12. Графік для визначення коефіцієнта аерації струмини

Довжину відльоту струмینی L_2 від носка трампліна (точка О) до точки перетину осі струмینی з дном нижнього б'єфу (точка В) можна визначити за такою залежністю

$$L_2 = \frac{k_a V_1^2 \cos \alpha_c}{g} \left(\sin \alpha_c + \sqrt{\sin^2 \alpha_c + \frac{2g(\delta_c + t)}{V_1^2}} \right), \quad (3.6)$$

де t – глибина в нижньому б'єфі.

Глибина води у воронці розмиву t_p визначається спеціальними розрахунками [82] і залежить від багатьох факторів – довжини відльоту струмینی, питомої витрати, швидкості струмینی при вході її у воду, кута входу струмینی під рівень нижнього б'єфу, ступеня аерації потоку, ступеня об'ємного розширення струмینی при падінні, глибини нижнього б'єфу, характеристик ґрунту в нижньому б'єфі тощо.

У випадках, коли потрібно промивати верхній б'єф від наносів, або є необхідність періодичного повного спорожнення водосховища, на середньо- і низьконапірних гідровузлах використовують схему водоскиду з низьким порогом, як на водоскиді ГЕС Джебба (рис. 3.13).

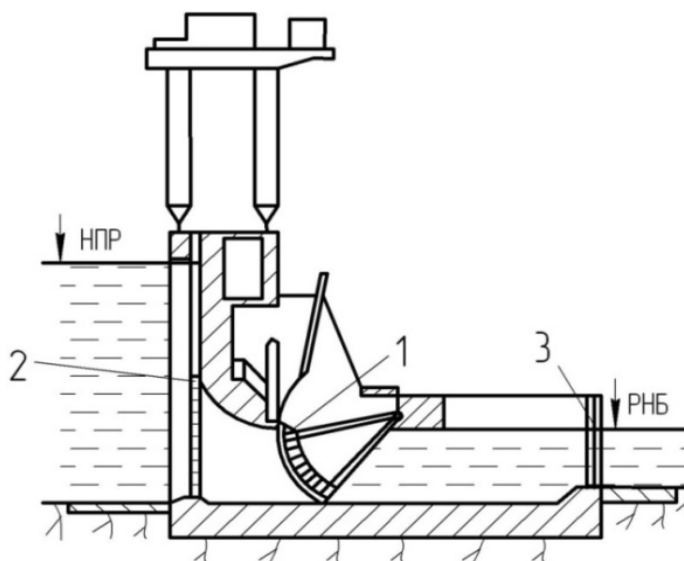


Рис. 3.13. Схема водоскиду з низьким порогом:
1 – сегментний затвор, 2 – решітка, 3 – паз ремонтного затвору
з боку нижнього б'єфу

Гідроелектростанція Джебба розташована у Нігерії на р. Нігер. Ґрунтова гребля гідровузла має висоту 42 м і довжину 650 м. Береговий водоскид обладнаний шістьма сегментними затворами, які перекривають водоскидні отвори розмірами 9,5 x 12 м кожен. Розрахункова витрата водоскиду 2200 м³/с. Установлена потужність ГЕС 540 МВт (6 x 90), розрахунковий напір станції 30 м, діаметр робочого колеса турбіни 7,1 м [42].

3.2.5. Берегові водоскиди

Для гідровузлів, в склад яких входять греблі з ґрунтових матеріалів, контрфорсні, аркові чи інших типів, влаштування водоскидів в тілі яких зустрічає певні труднощі, досить часто застосовують берегові водоскиди. Як б'єфоспряжуючі споруди берегових водоскидів найчастіше використовують швидкотоки, консольні скиди та перепади. В останні десятиріччя намітилася тенденція застосування швидкотоків, що закінчуються носком-трампліном для відкидання струмини на великі віддалі від споруди (рис. 3.14). При цьому відбувається аерація та розщеплення потоку на окремі струмини, що сприяє погашенню енергії потоку води. Характерно, що така схема використовується як на скельних, так і нескельних ґрунтах.

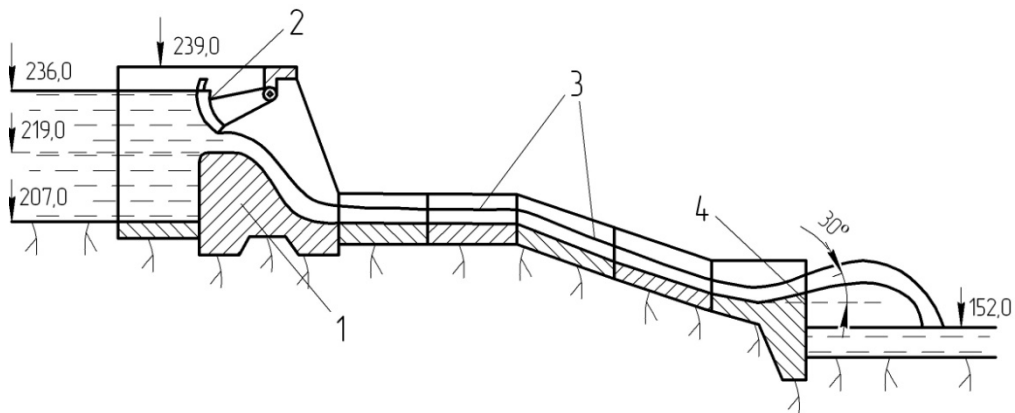


Рис. 3.14. Схема берегового водоскиду ГЕС Ранденігала:

1 – водозливна гребля, 2 – сегментний затвор, 3 – швидкотік, 4 – носок трамплін

Характеристика ГЕС Ранденігала: Шрі Ланка, р. Махавелі, гребля ґрунтова, висотою 102 м та довжиною 485 м. Розрахункова витрата водоскиду $810 \text{ м}^3/\text{с}$. Установлена потужність ГЕС 125 МВт (2 x 62,5) [42].

При великих напорах і скидних витратах за наявності скельних порід у схилах долини застосовують берегові водоскиди у вигляді шахтних та тунельних водоскидів.

Оригінальна комбінація водоскидних споруд використана на гідроелектростанції Техрі (рис. 3.15). До складу цих споруд входить швидкотік з пропускною здатністю $5490 \text{ м}^3/\text{с}$, а також чотири шахтні водоскиди, розраховані на витрату $7560 \text{ м}^3/\text{с}$. При цьому сумарна витрата всіх водоскидів гідровузла становить $13050 \text{ м}^3/\text{с}$. Шахтні водоскиди розташовані по два на лівому і правому берегах долини. Вони влаштовані таким чином, що використовують раніше побудовані чотири будівельні тунелі діаметром по 11 м.



Рис. 3.15. Гідровузол Техрі: вигляд з нижнього б'єфу

Гідровузол Техрі побудований в Індії на р. Бхагіратхі. Висота греблі гідровузла становить 261 м. За цим показником вона, разом з греблею Чікоасен (Мексика) займає сьоме і восьме місця серед найвищих гребель світу (див. табл. 3.3). Тип греблі – ґрунтова з суглинистим ядром.

До складу об'єкта входить ГЕС підземного типу з установленою потужністю 1000 МВт (4 x 250). Розрахунковий напір станції дорівнює 188 м. Характерно, що машинний зал станції та трансформаторне приміщення розташовані на глибині 300 м від поверхні землі. На станції встановлено чотири радіально-осьові турбіни. Річний виробіток електроенергії становить 3470 млн кВт·год. На ГЕС влаштовано електричний розподільчий пристрій 400 кВ. Під час будівництва ГЕС Техрі із зони затоплення було переселено більше 100 тис. осіб. До складу гідроенергетичного комплексу крім гідроелектростанції Техрі входить також ГЕС Котешвар потужністю 400 МВт та ГАЕС, яка ще будується [83].

3.2.6. Водосховища

Створення гідроелектростанцій на річках супроводжується будівництвом гребель та виникненням водосховищ. Серед існуючих найбільших водосховищ світу, визначених за критерієм величини їх повного об'єму (див. табл. 3.4), значне місце займають країни із спекотним кліматом [84; 85].

Таблиця 3.4

Характеристика найбільших водосховищ світу

| № з/п | Назва водосховища | Назва ГЕС | Країни | Ріка | Повний об'єм, км ³ | Площа, км ² |
|-------|-------------------|----------------|-------------------------|------------|-------------------------------|------------------------|
| 1 | Вікторія | Оуен Фолс | Уганда, Танзанія, Кенія | Катера | 205 | 7600 |
| 2 | Кариба | Кариба | Зімбабве, Замбія | Замбезі | 181,6 | 5580 |
| 3 | Братське | Братська | Росія | Ангара | 169 | 5470 |
| 4 | Насер | Асуанська | Єгипет, Судан | Ніл | 160 | 5248 |
| 5 | Вольта | Акосомбо | Гана | Вольта | 147 | 8500 |
| 6 | Даніель Джонсон | Манікуаган – 5 | Канада | Манікуаган | 141,2 | 1950 |
| 7 | Гурі | Гурі | Венесуела | Кароні | 138 | 4250 |

Цікаво, що водосховище Вікторія – це природне озеро. Але після спорудження у 1954 р. на ньому греблі ГЕС Оуен Фолс потужністю 180 МВт це озеро вже часто відносять до категорії водосховищ. Необхідно підкреслити, що багато природних озер використовують при спорудженні ГАЕС та ГЕС.

Створенню водосховищ сприяють такі фактори:

1) гостра потреба країн у використанні води для виробництва електричної енергії, задоволення потреб водопостачання, зрошення земель, судноплавства, для регулювання стоку, захисту земель від затоплень паводковими і повеневими водами тощо;

2) наявність відповідних природних (гідрологічних, гідравлічних, геологічних, кліматичних та ін.) умов для будівництва і експлуатації необхідних споруд;

3) наявність технічних і економічних можливостей для реалізації розроблених проєктів.

Зазначені у п. 2.2.8 побічні негативні наслідки від створення водосховищ є характерними для всіх природно-кліматичних зон. З метою зменшення таких наслідків при проєктуванні, будівництві і експлуатації гідроенергетичних об'єктів велика увага приділяється екологічним і природоохоронним аспектам. При цьому передбачається реалізація таких заходів:

1) переселення людей із зони затоплення з компенсацією заповдіяних збитків;

2) створення для переселенців нових населених пунктів з розвинуеною інфраструктурою;

3) вивезення із зони затоплення представників фауни (наприклад, при будівництві ГЕС Кариба у Зімбабве і Замбії була реалізована програма «Операція Ной», в результаті якої з території майбутнього водосховища було евакуйовано понад 6000 великих та величезна кількість маленьких тварин [84]);

4) перенесення із зони затоплення стародавніх пам'яток культури (наприклад, під час будівництва Асуанської ГЕС у Єгипті було демонтовано і перевезено у більш високі місця ряд давньоєгипетських і нубійських архітектурних споруд, в тому числі і храмовий комплекс Абу-Сімбел [84]).

В процесі будівництва гідроенергетичних об'єктів передбачається виконання ряду заходів щодо підготовки території майбутнього водосховища до затоплення водою. На жаль, далеко не завжди вдається реалізувати весь комплекс запланованих робіт. Внаслідок цього частина дерев залишається незрізаною і затоплюється водою. Протягом тривалого часу ці дерева гниють, виділяючи токсичні речовини, що негативно впливає на флору і фауну водосховищ. На рис. 3.16 показано рештки дерев лісу, затопленого в 1950-і роки на водосховищі Тинару (Австралія), які ще залишилися до нашого часу [85]. Крім того рештки незрізаних дерев усувають можливість промислового вилову риби в таких місцях.



Рис. 3.16. Загальний вигляд водосховища Тинару із залишками затоплених дерев

На процес експлуатації водосховищ у високогірних районах істотний вплив мають льодовики, танення яких викликає формування літніх паводків. Крім того внаслідок впливу створення водосховищ у гірських районах підвищується рівень сейсмічності навколишніх територій.

3.3. Характеристика сучасного стану гідроенергетики та конструктивні особливості гідроелектростанцій в областях із тропічним кліматом

3.3.1. Загальна характеристика розвитку гідроенергетики в областях із тропічним кліматом

Держави з тропічним кліматом володіють величезними запасами водної енергії і мають хороші природні умови та гідрографічні можливості для розвитку гідроенергетики. Тут протікають найбільші ріки світу – Амазонка, Конго, Ніл, Меконг, Інд, Ганг та ін. В країнах із спекотним кліматом зосереджено біля половини світового гідроенергетичного потенціалу. Інформація про наявний гідроенергетичний потенціал у регіонах світу та його використання станом на 2021 р. представлена у табл. 3.5 [3]. При цьому необхідно підкреслити, що наведений у таблиці залишковий гідроенергетичний потенціал регіонів підраховано з врахуванням фактичних значень цього потенціалу уже використаних у водогосподарських системах відповідних регіонів, які вказані у табл. 1.6.

Як свідчать дані табл. 3.5, серед регіонів світу тропічного поясу найвищий рівень реалізації гідроенергетичного потенціалу безпосередньо на ГЕС і ГАЕС спостерігається у регіоні Східної Азії і країн Тихого океану, що складає 523 ГВт, тобто 46,61% від загального гідроенергетичного потенціалу цього регіону. Найнижчий рівень використання гідроенергетичного потенціалу безпосередньо на ГЕС і ГАЕС спостерігається в Африці, який становить 38 ГВт, що складає всього 6,03% від загального гідроенергетичного потенціалу цього регіону.

При цьому виробіток електричної енергії на ГЕС і ГАЕС у регіоні Східної Азії і країн Тихого океану дорівнює 1639 ТВт·год, що складає 36,77% від загального обсягу виробництва електроенергії світу. Для африканського континенту ці показники дорівнюють 146 ТВт·год і 3,43% відповідно.

Для порівняння наведемо відповідні показники щодо використання гідроелектричного потенціалу в Європі, які є найвищими серед регіонів світу: реалізація цього потенціалу на ГЕС і ГАЕС – 255 ГВт, тобто 72,65% від загального гідроенергетичного потенціалу цього регіону. При цьому виробіток електричної енергії в Європі становить 689 ГВт·год·год, що складає 16,2% від світового.

Таблиця 3.5

Гідроенергетичний потенціал і його використання у регіонах світу
станом на 2021 р.

| № з/п | Регіон | Гідроенергетичний потенціал | | | | | | Виробіток електричної енергії | |
|--------|------------------------------------|-----------------------------|-------|----------------------------|-------|------------|-------|-------------------------------|-------|
| | | загальний | | реалізований на ГЕС і ГАЕС | | залишковий | | ТВт·год | % |
| | | ГВт | % | ГВт | % | ГВт | % | | |
| 1. | Європа | 351 | 9,16 | 255 | 72,65 | 73 | 20,80 | 689 | 16,20 |
| 2. | Північна і Центральна Америка | 620 | 16,18 | 205 | 33,06 | 387 | 62,42 | 702 | 16,51 |
| 3. | Південна Америка | 500 | 13,05 | 177 | 35,40 | 275 | 55,00 | 614 | 14,44 |
| 4. | Південна і Центральна Азія | 608 | 15,88 | 162 | 26,64 | 355 | 58,39 | 538 | 12,65 |
| 5. | Східна Азія і країни Тихого океану | 1122 | 29,29 | 523 | 46,61 | 359 | 32,00 | 1639 | 36,77 |
| 6. | Африка | 630 | 16,44 | 38 | 6,03 | 474 | 75,24 | 146 | 3,43 |
| Всього | | 3831 | 100 | 1360 | 35,50 | 1923 | 50,20 | 4252 | 100 |

Розглядаючи можливості розвитку світової гідроенергетики, можна зробити дуже важливий висновок, що наступне використання гідроенергетичного потенціалу є надзвичайно перспективною справою, адже залишкове (невикористане) значення цього потенціалу становить для Африки 474 ГВт (75,24%), для Південної і Центральної Азії 355 ГВт (58,39%). Нагадаємо, що зазначені тут відсотки підраховані від загального гідроенергетичного потенціалу вказаних регіонів. Стосовно нашої планети зазначені показники відповідно становлять 1923 ГВт та 50,2% від загального світового гідроенергетичного потенціалу. Тут доречно підкреслити, що генерація електричної енергії на ГЕС і ГАЕС завдає найменше шкоди довкіллю порівняно з іншими способами її виробництва. При цьому використовується вода відноситься до відновлюваних джерел енергії. Характерно, що на планеті залишилися невикористаними унікальні природні місця, сприятливі для будівництва потужних гідроелектростанцій з хорошими техніко-економічними показниками.

У країнах із спекотним кліматом найбільш освоєні гідроенергетичні ресурси басейнів рік Янцзи, Парана, Ніл, Інд, Конго, Замбезі, Кароні, Токантіс та інших, де побудовано ряд унікальних ГЕС. У останні десятиріччя інтенсивне гідроенергетичне будівництво відбувається в таких країнах

тропічного поясу, як Китай, Бразилія, Індія, Туреччина, В'єтнам, Венесуела, Мексика, Лаос, Індонезія, Замбія, Аргентина та ін. [3]. В багатьох із цих країн будівництво потужних ГЕС включено у довгострокові плани розвитку економіки. Серед названих країн особливо виділяється Китай, який за встановленою потужністю гідроелектростанцій, виробітком електричної енергії та приростом установленої потужності ГЕС і ГАЕС істотно (причому з великим відривом) випереджає інші країни світу (див. табл. 1.2 та 1.3).

3.3.2. Характеристика найпотужніших гідроелектростанцій в областях із тропічним кліматом та перспективи їх будівництва

Як вже було сказано у п. 3.3.1, в країнах тропічного поясу зосереджено біля половини світового гідроенергетичного потенціалу. За таких обставин саме в областях із спекотним кліматом побудовані, будуються і плануються до будівництва унікальні за потужністю, обсягами будівельних робіт і фінансуванням гідроелектричні станції світу (табл. 3.6) [86]. У цю таблицю включено п'ять найпотужніших ГЕС, які вже побудовані, та п'ять гідроелектростанцій, що наразі будуються, або знаходяться на етапі розгляду реальних перспектив їх будівництва.

Таблиця 3.6

Характеристики найпотужніших ГЕС світу

| № з/п | Назва | Країна | Ріка | Встановлена потужність МВт | Початок експлуатації |
|-------|-------------|----------------------|-------------|----------------------------|----------------------|
| 1. | Три ущелини | Китай | Янцзи | 22500 | 2008 |
| 2. | Ітайпу | Бразилія Парагвай | Парана | 14000 | 1984, 1991, 2003 |
| 3. | Сілоду | Китай | Цзиньша | 13860 | 2014 |
| 4. | Гурі | Венесуела | Кароні | 10235 | 1978, 1986 |
| 5. | Тукуруї | Бразилія | Токантіс | 8370 | 1984 |
| 6. | Удунде | Китай | Цзиньша | 10200 | проект |
| 7. | Па Монг | Лаос Таїланд | Меконг | 12000 | проект |
| 8. | Байхетань | Китай | Цзиньша | 16000 | проект |
| 9. | Діганг | Індія | Брахмапутра | 20000 | проект |
| 10. | Гранд Інга | Конго | Конго | 39000 | проект |

Гідроелектростанція Три ущелини (Сян Ци) розташована в Китаї на р. Янцзи. Наразі це найпотужніша діюча ГЕС світу. Установлена потужність станції 22500 МВт (лівобережна – 14 x 700, правобережна – 12 x 700, підземна 6 x 700 та два генератори по 50 МВт). Турбіни – радіально-осьові (Френсіса). Річний виробіток електроенергії 100 млрд кВт·год [87].

До складу гідровузла входить гравітаційна гребля довжиною 2309 м і висотою 185 м (рис. 3.17). Створене водосховище має такі параметри: загальний об'єм 45 млрд м³, площа 1045 км², довжина 667 км, середня ширина 1,57 км. Будівництво ГЕС тривало 20 років (1992–2012 рр).



Рис. 3.17. Гідроелектростанція Три ущелини: вигляд зверху

Для створення об'єкта було переселено 1,3 млн осіб, причому у зону затоплення попало 13 міст, 140 містечок, 1350 сіл. Крім того було перенесено 1632 промислових і гірничих підприємств. Загальна вартість будівництва ГЕС Три ущелини оцінюється у 29 млрд американських доларів, причому 10 млрд із них було витрачено на переселення людей. Характерно, що до 2018 р накопичений дохід від створеного об'єкта вже становив 47,3 млрд американських доларів.

Гідроелектростанція Ітайпу є другою в світі за потужністю діючою ГЕС. Це прикордонна станція, яка розташована між Бразилією і Парагваєм на р. Парана. Установлена потужність ГЕС 14000 МВт (20 x 700). Турбіни – радіально-осьові (Френсіса), розрахунковий напір 118 м. Середнє річне виробництво електроенергії 91,6 ТВт·год [88]. Основна гребля – гравітаційна, висотою 196 м. Повний об'єм водосховища 29,0 км³, площа – 1350 км² (рис. 3.18).

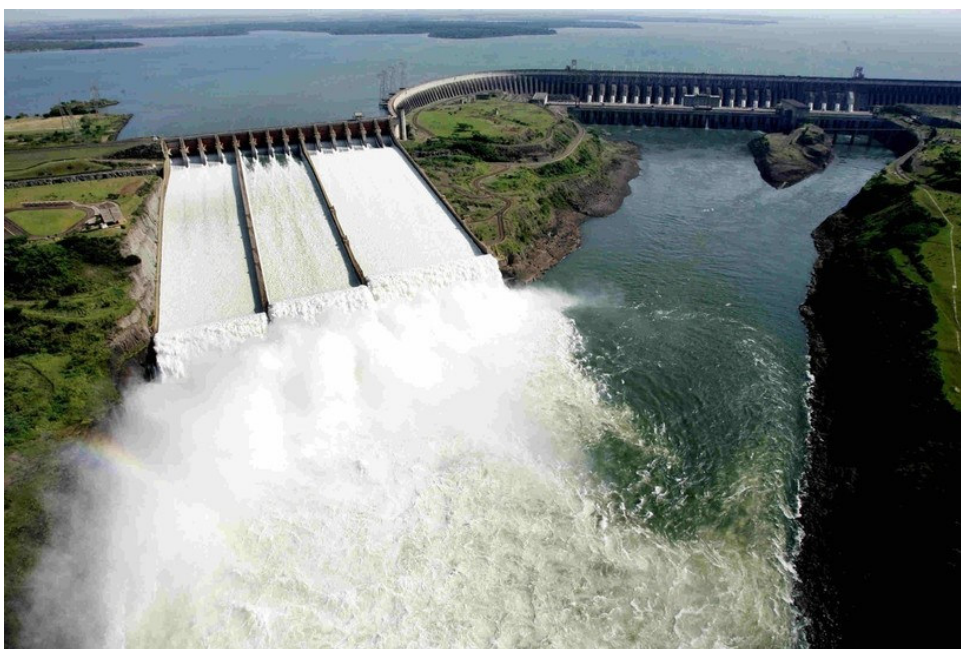


Рис. 3.18. Гідроелектростанція Ітайпу: вигляд зверху

Гідроелектростанція Сілоду є третьою в світі за потужністю серед діючих ГЕС. Вона розташована в Китаї на р. Цзиньша. Установлена потужність 13860 МВт, річний виробіток електричної енергії 55,2 ТВт·год.

Гідроелектростанція Гурі знаходиться у Венесуелі на р. Кароні. Станція будувалася у два етапи. Сумарна установлена потужність станції дорівнює 10300 МВт, розрахунковий напір 142 м. Середній річний виробіток електроенергії становить 53,41 ТВт·год. Повний об'єм водосховища 138 км³, а площа – 4250 км².

Гідроелектростанція Тукуруї розташована в Бразилії на р. Токантіс. Агрегати станції вводилися в експлуатацію у дві черги. Після введення у роботу всіх агрегатів сумарна установлена потужність ГЕС дорівнює 8370 МВт. Середній річний виробіток електроенергії становить 41,43 ТВт·год. Гребля гідровузла, висотою 106 м, утворює водосховище з повним об'ємом 45,8 км³ та площею 3014 км². До складу гідровузла входить унікальна водозливна гребля довжиною 575 м, розрахована на пропуск 112000 м³/с.

На сучасному етапі розвитку світової гідроенергетики спостерігається інтенсивне будівництво гідроелектростанцій різної потужності. Існуючі тенденції введення в дію нових ГЕС і приросту встановленої потужності гідралічних електростанцій світу (включаючи ГАЕС) відображені в табл. 1.4. При аналізі цих тенденцій велика увага приділяється можливостям і перспективам створення великих гідроелектростанцій, унікальних за своєю потужністю і обсягами будівельних робіт. Розглянемо деякі з них.

Гідроелектростанцію Удунде планується побудувати в Китаї на р. Цзиньша. Встановлена потужність станції становитиме 10200 МВт, а річний виробіток електричної енергії – 38,91 ТВт·год.

Досить перспективним є проєкт створення **гідроелектростанції Па-Монг** на р. Меконг. Будівництво цієї прикордонної станції планується здійснити двома країнами – Лаосом і Таїландом. Передбачається, що на першому етапі потужність ГЕС становитиме 5000 МВт, а після введення в експлуатацію другої черги сумарна потужність електростанції досягне 12000 МВт.

Хороші техніко-економічні показники має проєкт **гідроелектростанції Байхетань**, будівництво якої планується в Китаї на р. Цзиньша. Ця ГЕС матиме встановлену потужність 16000 МВт. Середній річний виробіток електричної енергії станції оцінюється в 60,24 ТВт·год.

Унікально сприятливі потенційні можливості має проєкт спорудження **гідроелектростанції Діганг** в Індії на р. Брахмапутра. Наразі вивчаються місцеві умови створення цього об'єкта. Передбачається, що в результаті реалізації проєкта потужність ГЕС Діганг досягне 20000 МВт.

Проте і ці надпотужні станції не є межею максимальної потужності ГЕС з можливою концентрацією енергії води в одному водосховищі. Безпрецедентною в цьому відношенні може бути **гідроелектростанція Гранд Інга** в Демократичній республіці Конго на р. Конго, потужність якої при повному освоєнні усіх черг по 3–6 тис МВт, досягне 39 тис МВт. На цьому етапі вивчення проблеми це найбільша можлива потужність ГЕС не тільки у тропічній зоні, а й у всьому світі. Інших створів, сприятливих для будівництва більш потужних ГЕС, поки що не виявлено.

На нинішньому етапі розгляду проблеми передбачається будівництво на р. Конго греблі висотою до 150 м та влаштування будівлі ГЕС, в якій буде встановлено 52 гідроагрегати потужністю по 750 МВт. Середня витрата ріки в створі станції 42000 м³/с, а розрахункова витрата ГЕС Гранд Інга 26400 м³/с [89]. Для спорудження ГЕС планується створити міжнародний консорціум, який діятиме під егідою «Всесвітньої Енергетичної Ради». Вартість реалізації проєкта оцінюється у 80 млрд доларів США.

Обсяги будівництва та фінансування унікальних гідроелектростанцій є надзвичайно великими. Внаслідок цього створення таких об'єктів доводиться розтягувати в часі і розбивати на черги. Тут важливо підкреслити, що з другого боку і економіка, і промислові об'єкти країни повинні бути готовими освоїти електричну енергію нових агрегатів гідроелектростанцій. Для цього будують нові заводи, фабрики та інші енергоємні підприємства. Введення в дію нових гідроелектростанцій є прекрасним стимулом для розвитку економіки країни.

З фінансової сторони будівництво великих гідроенергетичних об'єктів є непростою задачею для економіки країни. З метою забезпечення будівництва необхідними коштами країни часто використовують позики міжнародних банків та організацій, а будівництво розтягується на довгі роки.

3.3.3. Відкриті гідроелектростанції

Такі станції не мають закритої будівлі ГЕС із класичною машинною залогою. У цьому випадку генератори знаходяться не в будівлі, а під відкритим небом. Для захисту від атмосферних опадів та кліматичних факторів (вітер, пилові бурі тощо) генератори захищають спеціальними зйомними ковпаками. Монтаж, ремонти, експлуатаційне обслуговування гідроенергетичного та іншого обладнання станції здійснюють за допомогою козлових, напівкозлових (іноді мостових) кранів, розміщених зовні над генератором (рис. 3.19, 3.20).

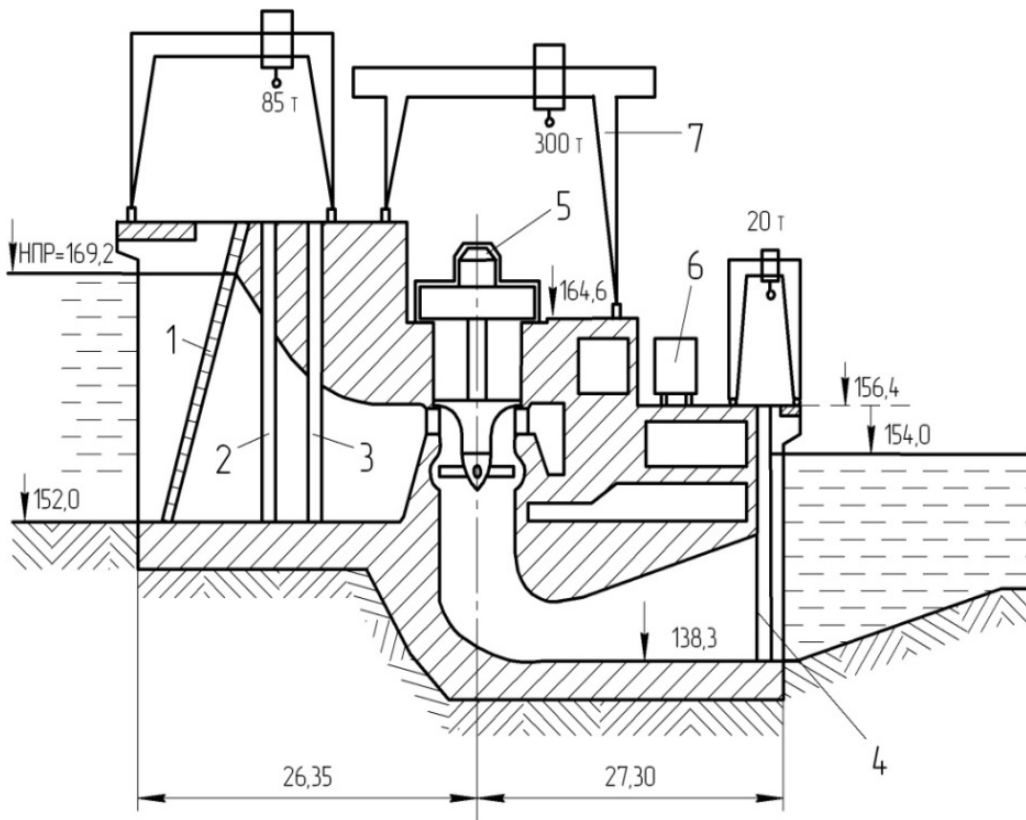


Рис. 3.19. Схема ГЕС Вілер відкритого типу:

- 1 – смітгезатримуюча решітка, 2 – паз ремонтного затвора 3 – паз робочого (турбінного) затвора, 4 – паз ремонтного затвора відсмоктувальної труби, 5 – металевий ковпак, 6 – трансформатор, 7 – напівкозловий кран



Рис. 3.20. ГЕС Вілер відкритого типу: вигляд з нижнього б'єфу

Характеристики ГЕС Вілер [66; 90]: США, станція руслова, пуск першого агрегату 1936 р, а останнього 1950 р, розрахунковий напір 14,6 м, встановлена потужність 361,0 МВт, число агрегатів 11, турбіни пропелерні, діаметр робочого колеса 6,7 м. Гребля бетонна гравітаційна висотою 22 м і довжиною 1933 м, загальний об'єм водосховища 1,3 млрд м³, площа 271 км².

Позитивні якості відкритих ГЕС:

- 1) відсутність дороговартісної закритої машинної зали;
- 2) можливість проведення монтажу гідроенергетичного обладнання відразу після будівництва опор основного підйомного крану (на низьких відмітках), не чекаючи закінчення робіт із встановлення колон машинної зали та монтажу мостового крану.

Недоліки відкритих ГЕС:

- 1) серйозне ускладнення монтажних, пусконаладжувальних і ремонтних робіт у періоди злив, піщаних бур, сильного вітру;
- 2) утворення конденсату під ковпаком в районах з високим рівнем вологості.

Зараз у світі експлуатується біля 20 ГЕС і ГАЕС з будівлями відкритого типу – в США (найбільше), Бразилії, Перу, Німеччині, Швеції. Цікаво відзначити, що відкрита будівля ГЕС успішно експлуатується з 1934 р. у Швеції на гідровузлі Варіон з помірний кліматом (вплив теплої течії Гольфстрім) [66].

3.3.4. Напіввідкриті гідроелектростанції

ГЕС напіввідкритого типу мають понижену закриту машинну залу, в якій знаходяться генератор, електричне та інше обладнання та невеликий допоміжний кран. Основний підйомний кран розміщений ззовні машинної зали (рис. 3.21, 3.22).

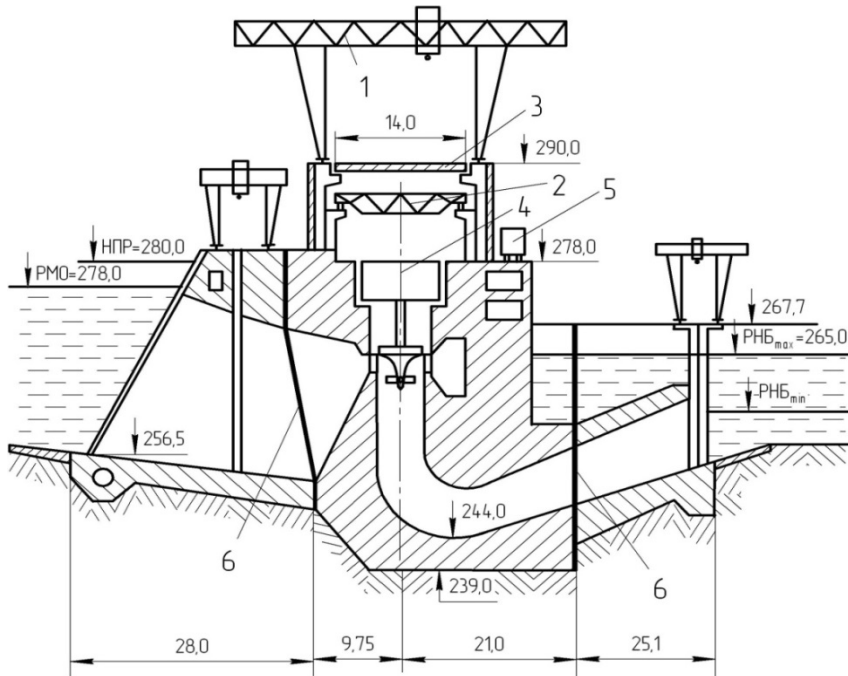


Рис. 3.21. Схема ГЕС Ашах напіввідкритого типу:
1 – основний кран (козловий), 2 – допоміжний кран (мостовий), 3 – кришка,
4 – генератор, 5 – трансформатор, 6 – температурно-осадочні шви



Рис. 3.22. ГЕС Ашах напіввідкритого типу: вигляд з верхнього б'єфу

Характеристики ГЕС Ашах: Австрія, р. Дунай, пуск першого агрегату 1963 р., а останнього 1964 р., розрахунковий напір 14,9 м, встановлена потужність ГЕС 287,0 МВт, число агрегатів 4, турбіни поворотно-лопатевої, діаметр робочого колеса 4,5 м, річний виробіток електроенергії 1,7 млрд кВт·год. Водопропускна гребля висотою 34 м створює підпір на довжині 41 км [66; 91].

Монтаж і ремонти гідроенергетичного обладнання здійснюються через отвори в стелі машинної зали, які розміщуються над кожним агрегатом. Ці отвори перекриваються зйомними кришками круглої або прямокутної форми у плані. Напіввідкриті станції зберігають позитивні риси відкритих ГЕС і позбавлені негативних якостей останніх. Через це напіввідкриті ГЕС досить поширені – зараз у світі побудовано більше 100 таких станцій (як ГЕС, так і ГАЕС), у тому числі на Україні – Кременчуцька ГЕС, Кам'янська ГЕС і Київська ГАЕС. Основний кран – звичайно козловий, а при малій кількості агрегатів може бути мостовий кран, встановлений не естакаді (наприклад, такий кран влаштовано на Дубосарській ГЕС) [56; 66].

3.3.5. Будівлі гідроелектростанцій закритого типу з полегшеним шатром

Досить оригінальний тип будівлі ГЕС закритого типу в зоні з тропічним кліматом використано на ГЕС Інга II в Демократичній республіці Конго. На цьому об'єкті будівля ГЕС виконана у вигляді легкого шатра ангарного типу. Таке шатро не несе кранового навантаження, але надійно захищає обладнання станції від дощів, сонячної теплової радіації, вітру і т.п. (рис. 3.23) [42].

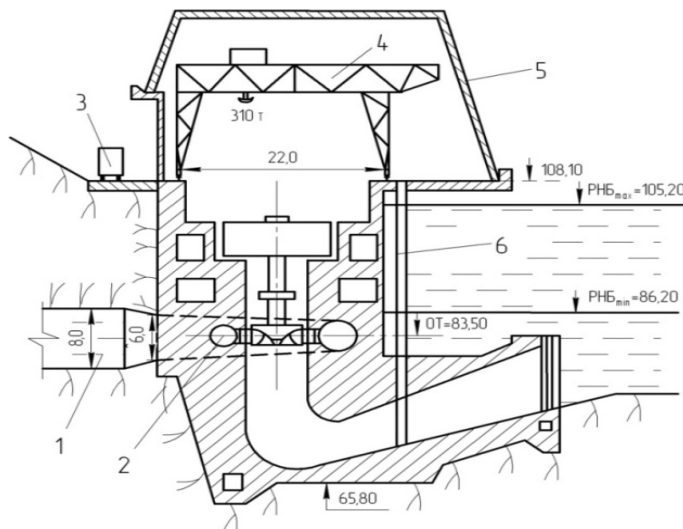


Рис. 3.23. Схема ГЕС Інга II закритого типу з полегшеним шатром:
1 – турбінний водовід, 2 – спіральна камера, 3 – трансформатор, 4 – козловий кран,
5 – полегшене шатро, 6 – паз для затвора відсмоктувальної труби

Характеристики ГЕС Інга II: Демократична республіка Конго, р. Конго, пуск в експлуатацію 1982 р., розрахунковий напір 56 м, встановлена потужність 1424 МВт, (8 x 178 МВт), турбіни радіально-осьові, діаметр робочого колеса 6,35 м, тип станції дериваційна [42; 92].

Необхідно зазначити, що гідроелектростанція Інга II входить до відомого каскаду ГЕС на р. Конго у Демократичній республіці Конго. До складу цього каскаду входять такі станції [89; 92]:

- Інга I потужністю 351 МВт, завершення будівництва 1972 р.;
- Інга II потужністю 1424 МВт, завершення будівництва 1982 р.;
- Інга III потужністю 4500 МВт, будується;
- Гранд Інга потужністю 39000 МВт, вивчається можливість будівництва (див. п. 3.3.2).

Як приклад гідроелектростанції з металевими турбінними водоводами у тропічному поясі розглянемо ГЕС Сендже, яка будується в Екваторіальній Гвінеї на р. Веле (рис. 3.24).



Рис. 3.24. Панорама будівництва ГЕС Сендже з металевими турбінними водоводами

Ця станція має такі характеристики: тип ГЕС дериваційна, встановлена потужність 200 МВт (4 x 50), розрахунковий напір 67,5 м, турбіни радіально-осьові, сумарна витрата через турбіни 349 м³/с, внутрішній діаметр металевих турбінних водоводів 5,0 м, середній річний виробіток електричної енергії 1,402 ТВт·год.

До складу водонапірного фронту гідровузла входить бетонна гравітаційна гребля висотою 68 м та чотири допоміжні земляні дамби висотою до 20 м. Утворюване водосховище має корисний об'єм 602 млн м³ та площу 25,57 км² [93].

3.3.6. Особливості гідроенергетики в областях з сухим тропічним кліматом

В засушливих, пустельних і напівпустельних областях Африки, Азії, Південної Америки, де знаходяться пустелі Сахара, Наміб, Калахарі, Патагонія та інші, тривалість маловодного періоду може становити 10–12 місяців. За таких обставин вода має особливу цінність для суспільства і відноситься до категорії стратегічної сировини.

Створювані в областях з сухим тропічним кліматом водосховища мають таке призначення:

- водопостачання,
- зрошення,
- боротьба з затопленнями земель під час повеней (наприклад водосховище Сіді-Саад поблизу Сахари біля м. Кейруан в Тунісі),
- виробництво електроенергії тощо.

Класичні ГЕС із скиданням води в нижній б'єф будують відносно мало, адже в таких випадках втрачається з водосховища вода і командна висота її використання. Для районів з сухим тропічним кліматом цікавим рішенням є влаштування ГЕС на закритих водоводах в місцях зосередженого перепаду місцевості. Наприклад, в Тунісі є 6 ГЕС, причому 3 із них влаштовані на трасі закритих водоводів (див. табл. 3.7) [94].

Таблиця 3.7

Характеристики гідроелектростанцій Тунісу

| № з/п | Назва ГЕС | Розміщення | Потужність МВт | Напір м | Q м ³ /с | Число агрегатів |
|-------|---------------|--------------|----------------|---------|---------------------|-----------------|
| 1 | Бен Метір № 1 | на водоводі | 8,6 | 153,0 | 6,0 | 1 |
| 2 | Бен Метір № 2 | на водоводі | 1,9 | 26,6 | 6,0 | 1 |
| 3 | Небьор | в руслі ріки | 13,5 | 53,7 | 25,0 | 2 |
| 4 | Ель Аруссія | в руслі ріки | 4,9 | 11,0 | 51,0 | 2 |
| 5 | Кассеб | на водоводі | 0,7 | 55,0 | 1,24 | 1 |
| 6 | Сіді Салем | в руслі ріки | 20,0 | 40,0 | 100,0 | 1 |

Характерними прикладами влаштування ГЕС на трасі водоводів можуть слугувати гідроелектростанції Бен Метір № 1 та № 2, які розташовані на напірному водоводі, що подає воду із водосховища на уеді Ель Ліль у м. Туніс (рис. 3.25). Тут на водопостачальному водоводі з постійною витратою $Q=6,0 \text{ м}^3/\text{с}$ у місцях зосередженого перепаду місцевості влаштовано дві ГЕС, характеристики яких висвітлено у табл. 3.7.

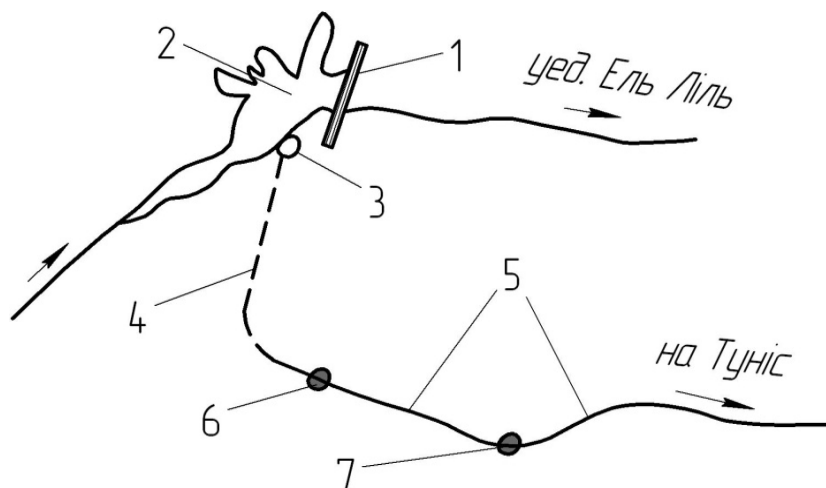


Рис. 3.25. Схема розташування гідроелектростанцій Бен Метір:
1 – гребля, 2 – водосховище, 3 – водозабір, 4 – тунель, 5 – водовод,
6 – ГЕС-1, 7 – ГЕС-2

При подачі води на великі віддалі у районах з сухим тропічним кліматом використання традиційних відкритих каналів у земляних руслах є досить обмеженим внаслідок значних втрат води на випаровування і фільтрацію. За таких умов транспортування води здійснюють у закритих водоводах (металевих, залізобетонних тощо).

3.4. Аналіз аварій і пошкоджень споруд гідроенергетичних об'єктів у областях з тропічним кліматом

Аварії гідротехнічних і гідроенергетичних об'єктів відбуваються епізодично у всіх кліматичних зонах. Причини аварій і пошкоджень різнотипних споруд часто є схожими, хоча для країн тропічної зони відпадають причини, характерні для районів з холодним кліматом.

Конкретних причин різноманітних аварій є досить багато, причому часто можна виявити не одну, а кілька різних причин. Аналіз сукупності різних причин дозволяє виявити ряд основних, які часто повторюються на реальних об'єктах. До числа таких основних причин аварій гідротехнічних і гідроенергетичних об'єктів можна віднести наступні.

1. Посилена фільтрація через тіло на основу гребель. Така фільтрація супроводжується суфозією окремих частинок ґрунту, утворенням зосереджених шляхів фільтрації, розмивом та винесенням ґрунту із зони розмиву. Процес характеризується інтенсивним наростанням у часі.

2. Перелив води через гребінь гребель. Таке явище пов'язане з переповненням водосховищ і виникає внаслідок повеней, інтенсивних злив, несправності водоскидних споруд, перевищення фактичної витрати води над розрахунковою, неготовністю водосховищ до акумулювання всієї води, що поступає у водосховище.

3. Неспроможність водоскидних споруд забезпечити скид у нижній б'єф всієї води, що надходить у водосховища. Така ситуація може бути викликана перекосами затворів, аварійним відключенням електричної енергії і неможливістю управління затворами в автоматичному режимі, аварійним станом окремих елементів цих споруд та ін.

4. Деформації споруд та утворення в них тріщин. Такі деформації викликають втрату міцності матеріалу споруд та їх наступне руйнування.

Необхідно підкреслити, що крім зазначених є багато інших причин, що призводять до аварій і пошкоджень споруд гідротехнічних та гідроенергетичних об'єктів (землетруси; руйнування інших гребель, які розташовані вище по течії ріки; диверсійні акти тощо). Наведемо кілька характерних прикладів аварій реальних гребель, розташованих в районах із спекотним кліматом.

Руйнування греблі Тітон. Ця гребля розташована у США. Гребля ґрунтова із суглинистим ядром. Її висота 93 м, а довжина по гребню 760 м. Аварія відбулася в 1976 р., у перший рік експлуатації об'єкту. Причина аварії – посилена фільтрація в основі греблі. За дві доби фільтраційна витрата збільшилася від 1,25 л/с до 2 м³/с і далі до 28 м³/с. Утворилася воронка розмиву, розміри якої постійно збільшувалися. Процес розмиву наростав, у результаті чого гребля була промита (рис. 3.26). Під час розвитку подій вдалося евакуювати населення з прилеглої території, хоча 11 людей загинуло [95].

Руйнування греблі Банцяо, розташованої в Китаї на р. Жухе. Гребля ґрунтова, її висота 24,54 м, а довжина 118 м. Побудована в 1952 р., а аварія відбулася у 1975 р внаслідок прориву вище розташованої греблі Шиманьтань під час паводку. Після прориву вказаної греблі потік води перелився через гребінь греблі Банцяо, зруйнувавши її протягом кількох хвилин. Хвиля прориву, що утворилася при цьому, мала висоту 7 м і за годину пододала віддаль у 55 км, руйнуючи все на своєму шляху. Під час аварії загинула 171 тисяча людей. Наступні голод та епідемії холери істотно збільшили людські жертви, число яких оцінюється 170–230 тисяч людей. За кількістю загиблих та матеріальними збитками цю аварію вважають однією з найбільших у галузі гідротехніки [96].



Рис. 3.26. Руйнування греблі Тітон: вигляд з нижнього б'єфу

Аварія на гідровузлі Оровілл. Цей гідровузол розташований у США на р. Фетер. До складу гідровузла входить ґрунтова гребля висотою 235 м (це найвища гребля у США), ГЕС потужністю 819 МВт, експлуатаційний і катастрофічний водоскиди. Об'єкт був побудований у 1961–1968 роках.

Аварія відбулася у 2017 р. В результаті сильних дощів рівень води у водосховищі став інтенсивно підніматися. На цьому етапі на середній частині швидкотоку експлуатаційного водоскиду була виявлена велика вимоїна на дні. Але коли рівень води у водосховищі досяг критичного значення, воду довелося скидати через експлуатаційний водоскид (рис. 3.27).

Крім того вода пішла також на автоматичний катастрофічний водоскид, розташований на правому березі. Елементи руйнування швидкотоку та продукти розмиву гірських порід накопичилися в річці і спричинили суттєве підвищення рівня води в нижньому б'єфі. Внаслідок цього довелося відключити з роботи ГЕС. Ситуація поліпшилася лише з припиненням дощів та пониженням рівня води у водосховищі. Важливо підкреслити, що ґрунтова гребля під час аварії не була пошкоджена. Владі вдалося евакуювати населення прилеглих територій. Важливий факт для подальших аналізів: максимальна витрата води через гідровузол під час аварії оцінюється значенням $2800 \text{ м}^3/\text{с}$, а у 1997 р. через гідровузол без особливих проблем скидалася витрата $4000 \text{ м}^3/\text{с}$ [97].



Рис. 3.27. Гідровузол Оровілл: вигляд з нижнього б'єфу на експлуатаційний водоскид під час пропуску аварійної витрати

Руйнування греблі Мальпассе. Ця аркова гребля, висотою 60 м, розташована у Франції. Аварія відбулася у 1959 р. Внаслідок сильних дощів водосховище було заповнене до відмітки 100,0 м, а відмітка гребня поверхневого водозливу становила 100,4 м. На цьому етапі було прийнято рішення про включення в роботу донного водовипуску шляхом відкриття отвору за допомогою дискового затвору. Але автоматика не спрацювала, а затвор відкрили вручну при відмітці РВБ 100,12 м. Рівень води став понижуватися, проте відбулося раптове руйнування аркової греблі (рис. 3.28).



Рис. 3.28. Залишки греблі Мальпассе: вигляд з нижнього б'єфу (1988 р.)

В результаті аварії загинула 421 людина та були нанесені величезні матеріальні збитки. Причиною аварії вважається зміщення лівого стояна аркової греблі, яке становило 2,08 м та недооцінка дійсної міцності скельної основи [98].

ЗАДАЧА № 10

Визначення довжини відльоту струмини від водозливної греблі з трампліном

Вихідні умови. Розрахувати довжину відльоту струмини від водозливної греблі з трампліном, показаної на рис. 3.11, при таких даних:

- 1) перевищення рівня верхнього б'єфу над верхнім краєм носка трампліна $T = 60,0$ м;
- 2) напір над гребнем водозливу $H = 10,0$ м;
- 3) швидкість підходу води $V_{\Pi} = 2,1$ м/с;
- 4) глибина струмини над верхнім краєм носка трампліна $h_1 = 2,0$ м;
- 5) висота положення осі струмини в перерізі по верхньому краю носка трампліна (точки 0) над рівнем нижнього б'єфу $\delta_c = 5,0$ м;
- 6) кут нахилу носка до горизонту $\alpha_n = 45^\circ$;
- 7) глибина нижнього б'єфу $t = 12,5$ м.

Розв'язок

Коефіцієнт швидкості φ знаходимо за формулою (3.4)

$$\varphi = 1 - 0,0155 \frac{T - H}{H} = 1 - 0,0155 \frac{60,0 - 10,0}{10,0} = 0,92.$$

Перевищення рівня верхнього б'єфу над верхнім краєм носка трампліна з врахуванням швидкісного напору

$$T_0 = T + \frac{V_{II}^2}{2g} = 60,0 + \frac{2,1^2}{2 \cdot 9,81} = 60,2 \text{ (м)}.$$

Кут нахилу вектору швидкості V_I до горизонту приймаємо рівним куту нахилу носка трампліна до горизонту

$$\alpha_c = \alpha_n = 45^\circ.$$

Швидкість струмини на сході з носка визначимо за формулою (3.3)

$$V_1 = \varphi \sqrt{2g(T_0 - 0,5h_1 \cos \alpha_c)} = 0,92 \sqrt{2 \cdot 9,81(60,2 - 0,5 \cdot 2,0 \cos 45^\circ)} = 31,43 \text{ (м/с)}.$$

Число Фруда потоку на сході з носка підраховуємо за формулою (3.5)

$$Fr = \frac{V_1^2}{gh_1} = \frac{31,43^2}{9,81 \cdot 2,0} = 50,35.$$

Коефіцієнт аерації струмини k_a визначаємо за графіком, представленим на рис. 3.12. При значенні $Fr = 50,35$ знаходимо $k_a = 0,81$.

Довжина відльоту струмини L_1 від носка трампліна до точки перетину осі струмини з поверхнею нижнього б'єфу визначається за формулою (3.1)

$$\begin{aligned} L_1 &= \frac{k_a V_1^2 \cos \alpha_c}{g} \left(\sin \alpha_c + \sqrt{\sin^2 \alpha_c + \frac{2g\delta_c}{V_1^2}} \right) = \\ &= \frac{0,81 \cdot 31,43^2 \cos 45^\circ}{9,81} \left(\sin 45^\circ + \sqrt{\sin^2 45^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot 5,0}{31,43^2}} \right) = 86,13 \text{ (м)}. \end{aligned}$$

Довжину відльоту струмини L_2 від носка трампліна до точки перетину осі струмини з дном нижнього б'єфу підраховуємо за формулою (3.6).

$$\begin{aligned} L_2 &= \frac{k_a V_1^2 \cos \alpha_c}{g} \left(\sin \alpha_c + \sqrt{\sin^2 \alpha_c + \frac{2g(\delta_c + t)}{V_1^2}} \right) = \\ &= \frac{0,81 \cdot 31,43^2 \cos 45^\circ}{9,81} \left(\sin 45^\circ + \sqrt{\sin^2 45^\circ + \frac{2 \cdot 9,81(5,0 + 12,5)}{31,43^2}} \right) = 94,64 \text{ (м)}. \end{aligned}$$

Відповідь. Довжина відльоту струмини від носка трампліна до точки перетину осі струмини з поверхнею нижнього б'єфу та до точки перетину осі струмини з дном нижнього б'єфу становить відповідно $L_1 = 86,13$ м та $L_2 = 94,64$ м.

РОЗДІЛ 4. ОКРЕМІ ПИТАННЯ ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ В ОСОБЛИВИХ ПРИРОДНО-КЛІМАТИЧНИХ УМОВАХ

4.1. Гідроенергетика у сейсмічних районах

4.1.1. Сейсмічні умови

Сейсмом або землетрусом називаються деформації земної кори чи мантії Землі, які супроводжуються виділенням великої енергії та коливаннями в надрах і на поверхні.

В надрах Землі розрізняють три основні геосфери: ядро, мантію і земну кору (рис. 4.1). Землетруси відбуваються внаслідок насування тектонічних плит одна на одну, переміщень (підняття і опускання), розривів, зсувів пластів гірських порід.

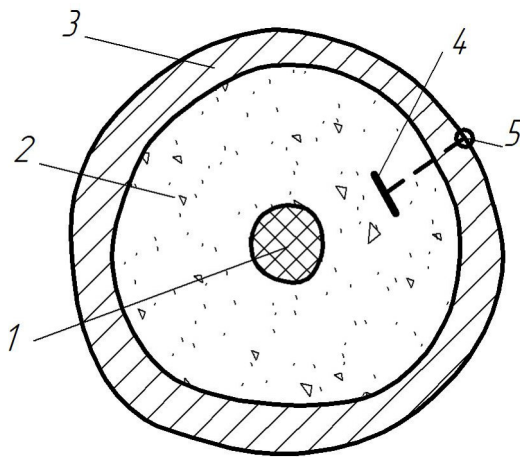


Рис. 4.1. Схема будови Землі:
1 – ядро, 2 – мантія, 3 – земна кора, 4 – гіпоцентр землетрусу,
5 – епіцентр землетрусу

Область навколо площини розриву називається **осередком** або **гіпоцентром землетрусу**, а найближча ділянка поверхні землі (по суті його проекція) – **епіцентром землетрусу** [51].

Швидкість поширення поздовжніх сейсмічних хвиль c_p визначається залежністю

$$c_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}G}{\rho}}, \quad (4.1)$$

де K – модуль об’ємності деформації, G – модуль зсуву, ρ – щільність середовища. Звичайно $c_p = 7 - 14$ км/с.

Швидкість розповсюдження поперечних сейсмічних хвиль визначається за формулою

$$c_s = \sqrt{\frac{G}{\rho}}. \quad (4.2)$$

Швидкість поширення поперечних сейсмічних хвиль у 1,7–1,8 рази менша швидкості поздовжніх хвиль.

Інтенсивність землетрусів на поверхні Землі характеризують у балах. Є різні системи бальності землетрусів: 12 – бальна MSK-1964 (автори Медведєв С.В., Шпонхойер В., Карник В.), 11 – бальна Меркеллі, 12 – бальна Ріхтера за магнітудою землетрусів. Для кожної такої системи розроблені таблиці які характеризують якісні і кількісні параметри землетрусів.

Енергію землетрусу визначають за допомогою магнітуди. **Магнітудою землетрусу M** називається десятковий логарифм відношення амплітуди A розглядуваного землетрусу до амплітуди A^* стандартного землетрусу, записаної на тій же віддалі від епіцентру (рис. 4.2):

$$M = \lg \frac{A}{A^*} = \lg A - \lg A^*. \quad (4.3)$$

За стандартний приймають такий землетрус, амплітуду якого ще можна надійно записати. Магнітуда дуже сильних землетрусів досягає значень $M=8,5 - 8,6$.

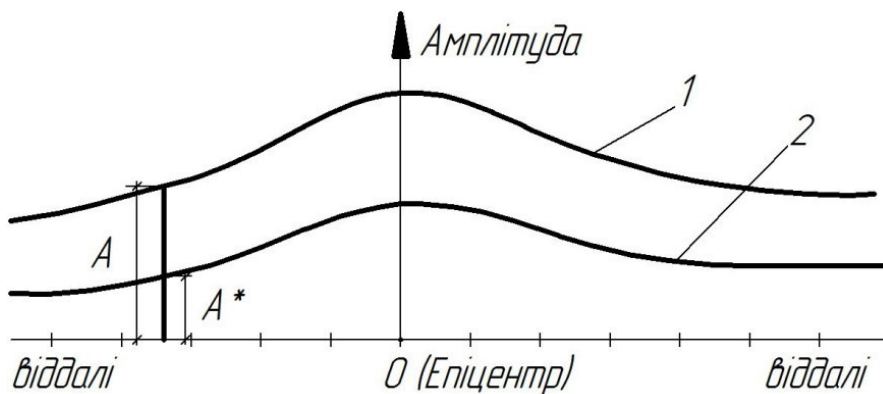


Рис. 4.2. Схема для визначення магнітуди землетрусу:
1 – сейсмограма розглядуваного землетрусу, 2 – сейсмограма стандартного землетрусу

Значення енергії, що виділяється під час сильного землетрусу, можна підрахувати за формулою Різниченка і Нерсесова

$$\lg E = 4 + 1,8M, \quad (4.4)$$

де енергія виражається у джоулях.

Гіпоцентри землетрусів часто розташовуються вздовж геологічних розломів земної кори. Багато землетрусів відбувається в Японії, Чилі, Індонезії, Філіппінах та інших країнах. Вогнище землетрусів може знаходитися як під поверхнею суші, так і поверхнею океанів. Підводні землетруси викликають виникнення хвиль цунамі, які при накопчуванні на береги викликають великі руйнування та людські жертви.

4.1.2. Врахування сейсмічних умов при проєктуванні, будівництві і експлуатації гідроелектростанцій

В районах з підвищеною сейсмічністю використовують систему спеціальних заходів, що повинні гарантувати безпечну експлуатацію гідроенергетичних об'єктів. До таких заходів можна віднести наступні:

- 1) моніторинг сейсмічної обстановки з влаштуванням додаткових сейсмостанцій в районі розташування гідроелектростанцій;
- 2) детальний вибір типу гребель з врахуванням місцевих сейсмічних умов району будівництва;
- 3) посилене армування залізобетонних споруд на основі статичних і динамічних розрахунків;
- 4) влаштування в залізобетонних спорудах антисейсмічних поясів;
- 5) посилене ущільнення температурно-осадочних швів для забезпечення їх водонепроникності.

Врахування сейсмічних навантажень здійснюється в розрахунках на основі статичної і динамічної теорій сейсмостійкості [51]. Для визначення сейсмічних навантажень на споруди проводять сейсмічне районування територій і будують спеціальні карти інтенсивності землетрусів. Для цього використовують дані сейсмостанцій, які реєструють всі землетруси і здійснюють моніторинг сейсмічної обстановки. Діапазон вимірювань знаходиться в межах частот 0,1–2000 Герц.

Створення великих водосховищ сприяє виникненню землетрусів. При цьому дія води відбувається двоюко.

1. Вода водосховищ тисне на земну кору і викликає її деформації. Нагадаємо, що глибина води у Нурекському водосховищі (Таджикистан) доходить до 300 м. Характерно, що ця глибина не є постійною, а змінюється протягом року в процесі експлуатації ГЕС.

2. Вода під великим тиском та дією земного тяжіння проникає через тріщини в глибину гірських порід, змінює їх характеристики і збільшує

рухомість пластів.

Необхідно мати на увазі, що при роботі потужних агрегатів гідроелектростанцій виникає вібрація, яка певним чином впливає також на стан ґрунтів основи станції.

Необхідність розвитку економіки і забезпечення зростаючих потреб населення, промисловості, сільського і комунального господарства та інших галузей країни у електричній енергії є причиною інтенсивного будівництва гідроелектростанцій, які використовують відновлювальну енергію водних мас. Таке будівництво відбувається в різних природно-кліматичних умовах, у тому числі і в районах з підвищеною сейсмічністю. Удосконалення методів розрахунків різних типів споруд, використання передових технологій будівництва дозволили створити у цих районах велику кількість ГЕС з греблями, що утримують величезні маси води.

Для створення гідроелектростанцій в районах з підвищеною сейсмічністю використовують різні типи гребель – бетонні (аркові, гравітаційні, масивно-контрфорсні) та ґрунтові. Багаторічний досвід експлуатації таких гребель у сейсмічних районах показав їх високу надійність. Так наприклад, італійська аркова гребля Карфіно, висотою 40 м, залишилася непошкодженою, витримавши надзвичайно сильний землетрус, хоча більшість інших споруд на прилеглий території були зруйновані. Багато аркових гребель в Японії, Ірані, Таїланді, Греції, США та інших країнах побудовані в районах з сейсмічністю у 8–10 балів і безпечно працюють протягом багатьох років [51].

Ґрунтова гребля Техрі, висотою 260 м, в Індії у 1991 р. успішно перенесла сильний землетрус магнітудою 6,8. Епіцентр землетрусу знаходився на віддалі 53 км від греблі [83]. Зауважимо, що ця гребля була розрахована на землетрус магнітудою до 8,4.

Аналіз роботи гребель різного типу у сейсмічних районах показав, що досить перспективними для цих умов є аркові та ґрунтові греблі. Як вже було сказано у п. 3.2.3 греблі з ґрунтових матеріалів мають дуже важливу особливість – **самозаліковуваність**, тобто здатність ґрунту гребель заповнювати тріщини, які можуть виникнути під час землетрусів.

Прикладом будівництва гідроелектростанції з ґрунтовою греблею у районі з підвищеною сейсмічністю може слугувати ГЕС Токуяма, яка знаходиться у Японії на острові Хонсю. Це верхня ступінь каскаду гідроелектростанцій на р. Ібі. Ґрунтова гребля, що входить до складу цього гідроенергетичного об'єкту, має висоту 161 м та довжину 427 м (рис. 4.3). Утворене водосховище має загальний об'єм 660 млн м³ та площу 13 км². Коливання рівня води у водосховищі відбувається в діапазоні від 363,5 м до 401 м.

Гідроелектростанція обладнана двома радіально-осьовими турбінами. Перша турбіна працює під напором 182 м і має потужність 139 МВт, а друга – відповідно 145,4 м і 24,3 МВт. При одночасній роботі агрегатів потужність станції становить 161,9 МВт. Початок будівництва об'єкту 1971 р., пуск

першого агрегату відбувся у 2014 р., а другого – у 2016 р. За час експлуатації об'єкт працює без особливих ускладнень [99].



Рис. 4.3. Грунтова гребля гідроелектростанції Токуяма:
вигляд з нижнього б'єфу

Як приклад гідроелектростанцій з арковою греблею у високосейсмічній зоні можна навести ГЕС Куробе, що побудована в Японії на р. Куробе. Аркова гребля цього гідровузла має висоту 186 м і довжину 492 м (рис. 4.4). Це найвища гребля в Японії. Водосховище гідровузла має загальний об'єм 199,3 млн м³ та площу 3,49 км². Розрахункова витрата водоскиду становить 906 м³/с.

Підземна гідроелектростанція має такі розміри: довжина 117 м, ширина 22 м, висота 33 м. Станція обладнана чотирма агрегатами, причому дві турбіни виготовлені німецькою фірмою Фойт, а дві – японською Хітачі. Сумарна потужність агрегатів 335 МВт, середній річний виробіток електроенергії 1 млн кВт·год.

Будівництво греблі тривало з 1956 р по 1963 р. Останній агрегат був введений в експлуатацію у 1973 р. Будівництво об'єкта проходило в дуже тяжких умовах. За цей час загинула 171 людина. Тривалий час експлуатації ГЕС Куробе продемонстрував надійну роботу споруд гідровузла [100].



Рис. 4.4. Аркова гребля гідроелектростанції Куробе: вигляд зверху

4.2. Гідроенергетика у гірських районах

4.2.1. Особливості природних умов у гірських районах

Велику частину поверхні Землі займають гірські масиви, які знаходяться на всіх континентах. Серед таких масивів необхідно відмітити великі гірські системи Альпи, Карпати (Європа), Памір, Тянь-Шань, Гімалаї (Азія), Атлаські та Драконові гори, Кіліманджаро (Африка), Кордільєри, Апалачі, Анди (Північна і Південна Америка). Серед гірських масивів особливе місце займають високогірні райони, що розташовані на висоті більшій 2000 м над рівнем моря. Для порівняння зазначимо, що в Україні найвищою точкою є вершина гори Говерли, яка знаходиться на висоті 2061 м над рівнем моря.

Природні умови гірських районів істотно відрізняються від подібних умов рівнинних місцевостей. До особливостей природних умов гірських районів необхідно віднести наступні:

- 1) високі і низькі температури;
- 2) понижений атмосферний тиск;
- 3) низький вміст кисню;
- 4) сильні вітри;

- 5) великий сніговий покрив висотою до 2–3 м (особливо в улоговинах);
- 6) можливості зсувів та обвалів ґрунту;
- 7) наявність великої кількості місцевих велико- та дрібноуламкових ґрунтів, придатних для використання у будівництві;
- 8) формування льодовиків на вершинах гір;
- 9) особливий гідрологічний і гідравлічний режими річок, пов'язаних з таненням льодовиків;
- 10) можливість виникнення землетрусів;
- 11) ускладнене автомобільне і залізничне сполучення;
- 12) труднощі з доставкою на об'єкт будівельних матеріалів і конструкцій, обладнання ГЕС, паливо-мастильних матеріалів, продовольства та ін.
- 13) труднощі з прокладанням ЛЕП, постачанням будівництва електричною енергією та подачею її у промислові райони після завершення будівництва;
- 14) ускладнення із забезпеченням будівельників та експлуатаційного персоналу житлом і комунальними послугами;
- 15) віддаленість гірських районів від промислових, економічних, адміністративних і культурних центрів тощо.

4.2.2. Врахування місцевих умов при створенні гідроенергетичних об'єктів у гірських районах

Наведені особливості природних умов у гірських районах істотно впливають на вибір типів, конструкцій, розмірів споруд гідроенергетичних об'єктів. Врахування цих особливостей дозволяє вибрати оптимальний варіант об'єкта на основі забезпечення надійності та економічності прийнятих рішень.

Наявність у гірських районах великої кількості місцевих велико- і дрібноуламкових ґрунтів з необхідними фізико-хімічними і міцністними характеристиками дозволяє використовувати ці ґрунти для будівництва гребель, дамб, різноманітних насипів та інших споруд. Як вже було сказано у п.п. 3.2.3 та 4.1.3, ґрунтовим греблям притаманна така важлива риса, як самозаліковуваність. Прикладами таких побудованих споруд є ґрунтові греблі Нурецька, Рогунська, Техрі, Токуяма [71; 76; 83; 99] та ін.

Існування в природі вузьких долин і каньйонів з міцними геологічними породами в основі та бортах долини сприяє широкому використанню аркових та бетонних гравітаційних гребель. Багаторічна експлуатація таких типів гребель засвідчує їх високу надійність. Прикладами таких споруд можуть слугувати вже згадувані у розділі 3 греблі аркові Кахора Басса, Куробе [74; 100] та бетонні гравітаційні Три ущелини, Гранд Діксенс, Бхакра [73; 79; 87] та ін.

Особливості гірського рельєфу місцевості є надзвичайно сприятливими для створення дериваційних гідроелектричних станцій як з напірною, так і безнапірною

деривацією значної довжини. Цікаво, що загальна довжина тунелів на гідроенергетичному комплексі Клезон – Діксенс дорівнює 100 км [73].

За рахунок використання напірних гідроенергетичних тунелів загальний напір на дериваційних ГЕС може досягати унікально великих значень. Найбільше значення напору на турбіни, що становить 1883 м, досягнуто на швейцарській гідроелектростанції Б'єдрон, що входить до гідроенергетичного комплексу Клезон – Діксенс [73].

При спорудженні ГЕС та ГАЕС у гірських районах досить часто використовують існуючі природні озера, що дозволяє використати місцевий рельєф місцевості та здешевити будівництво. Прикладом такої схеми може бути озеро Вікторія [84] та озера, що входять у гідроенергетичний комплекс Райссек – Кройцек [101].

В процесі створення потужних гідроенергетичних комплексів у гірських районах, що охоплюють великі території, часто виникають можливості міжбасейнового трансферу водних ресурсів, застосовуючи для цього як гідроенергетичні тунелі, так і насосні станції. Такий спосіб дозволяє використовувати енергетичні можливості тієї річки, на якій працює більш потужний каскад гідроелектростанцій. Подібний трансфер водних ресурсів використано в енергетичних системах Клезон – Діксенс, Райссек – Кройцек (Австрія) та ін. [73; 101]. Цікаво, насосна станція Хаттельберг комплексу Райссек – Кройцек обладнана трьома восьмистадійними насосами потужністю по 6,2 МВт, кожен із яких забезпечує підйом води в об'ємі 0,45 м³/с на висоту у 1200 м [101].

Фактичне значення атмосферного тиску істотно впливає на кавітаційні характеристики гідравлічних турбін та насосів. Для недопущення кавітаційного руйнування такого обладнання в розрахунках ГЕС, ГАЕС та насосних станцій необхідно враховувати цей фактор. Методика розрахунків положення осі турбін з урахуванням висотного розташування гідроелектростанцій буде розглянута в п. 4.2.4.

Нестійкий характер гідравлічного режиму річок у гірських районах пов'язаний з гідрологічними особливостями формування поверхневого стоку в зоні впливу льодовиків. У таких річках досить часто виникають літні паводки, викликані інтенсивним таненням льоду та снігу у періоди підвищення температури повітря. Такі паводки супроводжуються різким збільшенням витрат та глибин у річках. Цю обставину необхідно враховувати при складанні календарного графіка будівельних робіт, пов'язаних з влаштуванням незатоплюваних котлованів.

4.2.3. Приклади використання ГЕС і ГАЕС у гірських районах

Для повноти інформації про стан гідроенергетики в гірських районах доцільно навести ряд конкретних прикладів використання ГЕС і ГАЕС в цих районах, включаючи також і високогірну зону. При цьому велика увага приділяється використанню потужних гідроенергетичних комплексів,

створенню дериваційних станцій з унікально великими напорами, застосуванню міжбасейнового перекидання водних ресурсів тощо.

1. Гідроенергетичний комплекс ГЕС – ГАЕС Райссек – Кройцек побудований в Австрії у період з 1947 р. по 1961 р. До складу комплексу входять три дериваційні системи. Перша дериваційна система базується на використанні чотирьох водосховищ: Гроссер – Мюльдорферзее (висота над рівнем моря $H_1 = 2319$ м, гребля гравітаційна висотою $H_{gp} = 46$ м, об'єм водосховища $W = 7,8$ млн m^3); Кляйнер – Мюльдорферзее ($H_1 = 2379$ м, гребля гравітаційна $H_{gp} = 41$ м, $W = 2,8$ млн m^3); Радльзее ($H_1 = 2399$ м, гребля земляна $H_{gp} = 16$ м, $W = 2,5$ млн m^3); Хохальмзее ($H_1 = 2379$ м, гребля гравітаційна $H_{gp} = 24$ м, $W = 4,1$ млн m^3). Напір системи 1772,5 м. Водосховище Кляйнер – Мюльдорферзее показано на рис. 4.5.



Рис. 4.5. Водосховище Кляйнер – Мюльдорферзее: вигляд зверху

Друга дериваційна система має в своєму складі невеликий балансуєчий резервуар об'ємом 41 тис. m^3 і працює в режимі добового циклу. До складу системи входить насосна станція Хаттельберг, три насоси якої можуть подавати об'єм води 1,35 m^3/s на висоту 1200 м. Напір системи становить 678,5 м.

Третя дериваційна система використовує водосховище Россвайс, утворене земляною греблею висотою 16 м. Водосховище знаходиться на висоті 1194 м над рівнем моря. Об'єм водосховища 200 тис. m^3 . Напір системи 587,5 м [101].

У комплексі працюють сім ковшових турбін загальною потужністю 136,2 МВт. Середній річний виробіток електричної енергії 263 млн кВт·год.

2. Гідроенергетичний комплекс Мальта – Райссек знаходиться в Австрії. Основний об'єкт комплексу ГАЕС Райссек II побудована у 2016 р. У турбінному режимі станція використовує водний ресурс водосховища Гроссер – Мюльдорферзее, а у насосному – отримує воду із гідровузла

Мальта. Установлена потужність ГАЕС 430 МВт (2 x 215) як у турбінному, так і в насосному режимах. На станції розміщено два гідроагрегати з оборотними поворотно-лопатовими турбінами. Розрахунковий напір ГАЕС у турбінному режимі 595 м. Підземна машинна зала розміщена на висоті 1585 м над рівнем моря. Комплекс підземної електростанції включає чотири зали. Два із них мають розміри 58x25x43 метри і призначені для гідроагрегатів, а два – з розмірами 59x15x15 метрів містять трансформаторне обладнання [102].

3. Гідроенергетичний комплекс Клезон – Діксенс розташований у Швейцарії. Основні характеристики цього комплексу наведені у п.3.2.2. Описуючи висотні параметри споруд цього об'єкту, розташованого у гірській місцевості, підкреслимо, що гребінь греблі Гранд – Діксенс знаходиться на висоті 2365 м над рівнем моря, а розрахунковий напір на турбіни ГЕС Б'єдрон становить 1883 м [73].

4. Високірна ГЕС Кухранг знаходиться в Ірані. Висота положення станції над рівнем моря 2300 м, установлена потужність 35 МВт, сумарна вартість 39,5 млн доларів США. Експлуатація станції ускладнена місцевими умовами: сильні вітри, мінімальна температура повітря доходить до -37°C , максимальна товщина снігового покриву становить 2 м [103].

5. Гребля Катсе побудована в Лесото на р. Малібаматсо. Особливістю цієї аркової греблі є її висотне розташування в горах на висоті 1993 м над рівнем моря [80]. Більш детально характеристики цього об'єкта наведені в п. 3.2.4.

6. ГЕС Пауте-Моліно знаходиться в Еквадорі. Для водосховища цієї станції характерним є досить велике коливання рівня води (56 м), яке відбувається між відмітками 1935 м та 1991 м. Завдяки наявності дериваційного тунелю довжиною 6,1 км вдається досягти значних напорів на гідравлічні турбіни. Для черг А та В розрахунковий напір дорівнює 650 м, а для черги С – 657 м [81].

7. ГЕС Малговерт розташована у Франції на р. Ізер. До складу гідровузла входить аркова гребля (рис. 4.6), дериваційний тунель довжиною 14,7 км і діаметром 4,55 м та гідроелектростанція потужністю 332 МВт (4x83). Станція обладнана чотирма ковшовими турбінами (Пельтон), які працюють при напорі 750 м. Річний виробіток електроенергії 680 млн кВт·год. Важливо відзначити, що на ГЕС поступає вода не тільки р. Ізер, а й водний ресурс, відібраний із р. Сеніз, яка відноситься до басейну Адріатичного моря [104].

8. ГЕС Бахтіарі знаходяться в Ірані. Вона відноситься до розряду діючих, хоча процес будівництва іще продовжується. Гірське розташування гідроелектростанції характеризує відмітка НПР водосховища, яка дорівнює 830 м [72]. Більш повна характеристика об'єкту наведена в п. 3.2.1.



Рис. 4.6. Аркова гребля ГЕС Малговерт: вигляд зверху

9. ГЕС – ГАЕС Лімберг II розташована у Австрії на р. Капрунер Ахе. Побудована у 2006–2011 роках. Верхнє водосховище Моозербоден із об'ємом 84,9 млн м³ утворене двома греблями – арковою висотою 112 м і гравітаційною висотою 107 м. Нижнє водосховище Вассерфальбоден із об'ємом 81,2 млн м³ утворене арковою греблею висотою 120 м (рис. 4.7). Для успішної роботи станції у верхнє водосховище здійснюється міжбасейнове перекидання води із річки Мьольль.



Рис. 4.7. Верхнє і нижнє водосховища ГЕС – ГАЕС Лімберг II: вигляд зверху

Установлена потужність ГЕС – ГАЕС 480 МВт (2x240) як в турбінному, так і насосному режимах. Підземна будівля станції обладнана двома оборотними радіально-осьовими турбінами та двома гідрогенераторами

фірми «АНДРІЦ ГІДРО». Розрахунковий напір станції 365 м, середній річний виробіток електричної енергії 1300 млн кВт·год [105].

10. ГЕС Верхня Тамакоші знаходиться в Непалі у гірському масиві Долаха. Установлена потужність станції 456 МВт (6х76,5). Це найпотужніша гідроелектростанція Непалу. До складу гідровузла входить бетонна гребля висотою 22 м, подвійні басейни для очищення води від піску, дериваційний тунель довжиною 7,86 км, напірна шахта висотою 360 м, підземна будівля ГЕС, обладнана шістьма ковшовими турбінами (Пельтон) та відвідний тунель довжиною 2,9 км [106]. Розрахунковий напір станції 822 м, проєктна витрата 66 м³/с.

Після введення в експлуатацію ГЕС Верхня Тамакоші та кількох інших невеликих електростанцій річний приріст виробництва електроенергії в країні у 2021 р. становив 684 МВт. За цим показником Непал у вказаному році зайняв четверте місце в світі [3]. На станції встановлено електромеханічне обладнання фірми «АНДРІЦ ГІДРО», (рис. 4.8), договір з якою передбачає виконання нею проєктування, виготовлення, постачання, монтаж, випробовування та введення в експлуатацію всього електромеханічного обладнання ГЕС [106].

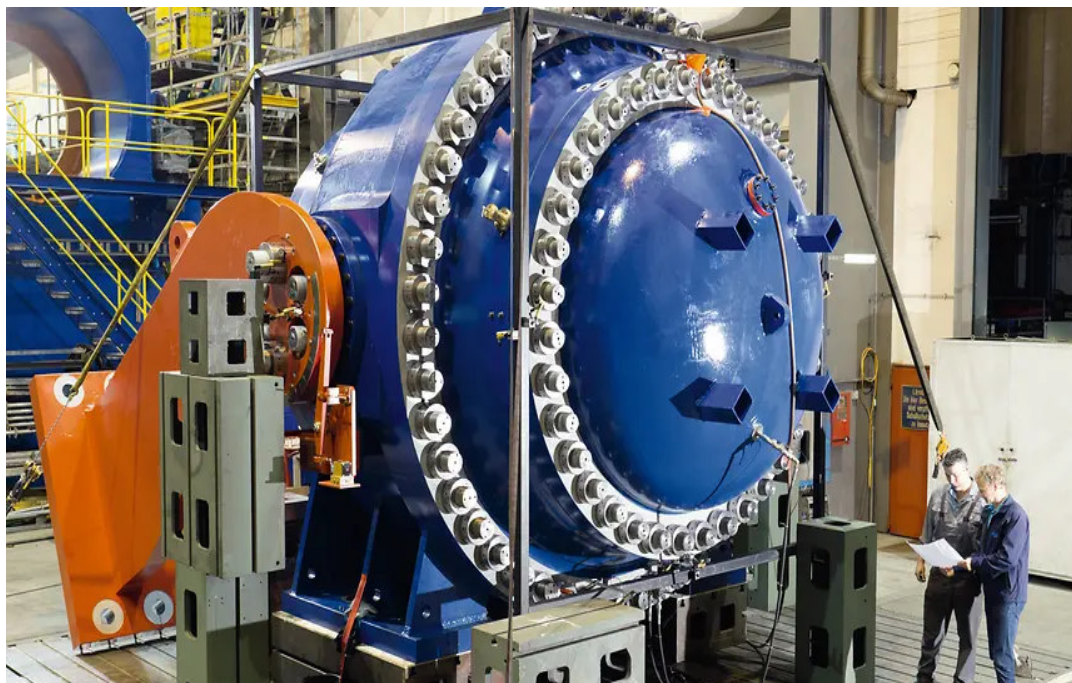


Рис. 4.8. Електромеханічне обладнання ГЕС Верхня Тамакоші фірми «АНДРІЦ ГІДРО»

4.2.4. Визначення положення осі турбін з урахуванням висотного розташування гідроелектростанцій

Положення відмітки осі турбіни істотно залежить від висотного розташування гідроелектростанції. Це питання пов'язане з явищем кавітації, тобто «холодного кипіння» води при пониженому атмосферному тиску. За наявності кавітації відбувається кавітаційне руйнування поверхонь металевих і бетонних споруд. Таке руйнування відбувається внаслідок тривалого процесу розривів повітряних бульбашок на зазначених поверхнях.

Для гідроелектростанцій актуальним є кавітаційне руйнування поверхонь лопаток турбін, напрямного апарату, турбінної шахти. Це призводить до утворення каверн у металі, зменшення міцності конструкцій, зміні гідравлічних умов роботи турбін та зменшення їх коефіцієнта корисної дії. Ремонти і заміна пошкоджених елементів конструкцій є дорогавартісними і потребують виведення агрегату з експлуатації під час ремонтів.

З метою недопущення кавітаційного руйнування елементів турбіни доводиться знижувати положення осі турбіни, опускаючи її під рівень нижнього б'єфу. Чим вище над рівнем моря знаходиться ГЕС, тим більшою є ця глибина опускання.

Важливим фактором, що визначає висотне положення відмітки осі турбіни з точки зору недопущення кавітаційного руйнування вищевказаних елементів турбін є висота відсмоктування H_s , яку визначають за такою формулою [56]:

$$H_s = h_s - \frac{\nabla}{900}, \quad (4.5)$$

де h_s – висота відсмоктування при розташуванні турбіни на рівні моря,

∇ – абсолютна відмітка розташування турбіни над рівнем моря.

Висоту відсмоктування H_s визначають як різницю відмітки перерізу турбіни з мінімальним тиском та відмітки рівня води нижнього б'єфу. Цю висоту вважають позитивною, якщо рівень води нижнього б'єфу знаходиться нижче згаданого перерізу турбіни з мінімальним тиском та негативною у протилежному випадку. Вважається, що для радіально-осьових турбін з вертикальним валом переріз з мінімальним тиском знаходиться на нижній площині напрямного апарату (рис. 4.9), а для поворотно-лопатевої турбіни з вертикальним валом зазначений переріз знаходиться на осі повороту лопатей робочого колеса (рис. 4.10) [56].

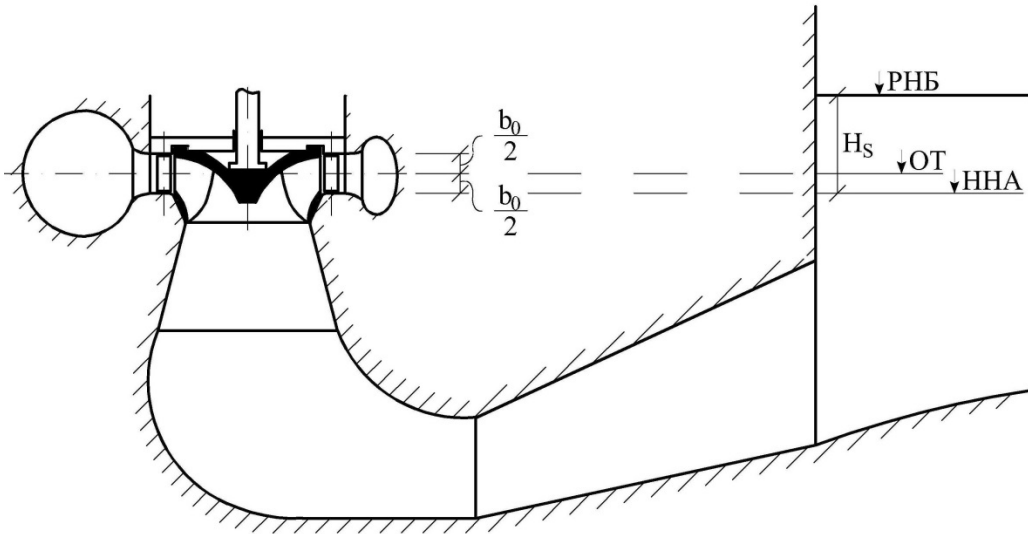


Рис. 4.9. Схема для визначення положення осі радіально-осьової турбіни з вертикальним валом

Відмітку осі радіально-осьових турбін знаходять за формулою

$$\downarrow OT_{po} = \downarrow РНБ + H_s + \frac{b_0}{2}, \quad (4.6)$$

де b_0 – висота напрямного апарату.

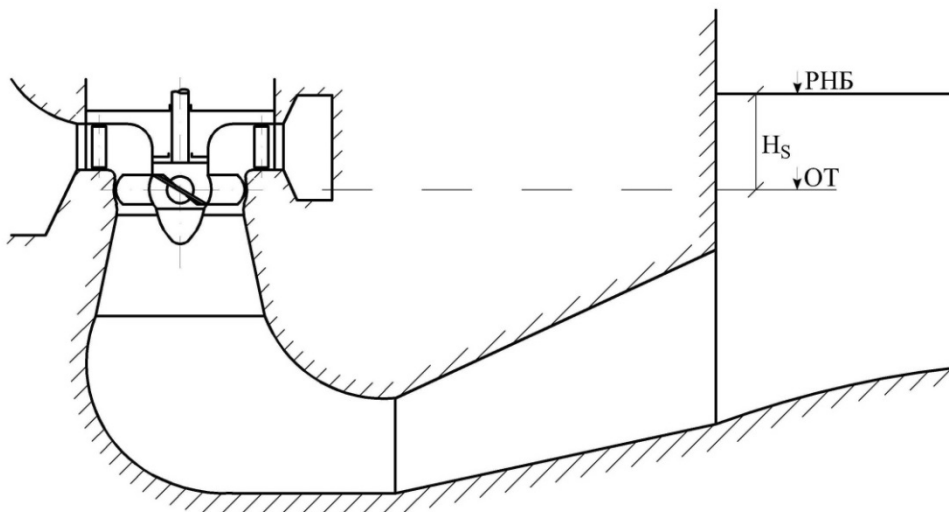


Рис. 4.10. Схема для визначення положення осі поворотно-лопатевої турбіни з вертикальним валом

Відмітку осі поворотно-лопатевого турбін знаходять за формулою

$$\downarrow OT_{nl} = \downarrow PNB + H_s. \quad (4.7)$$

4.3. Будівництво гідроелектростанцій у кілька етапів

Будівництво великих енергетичних гідровузлів пов'язане з настільки великими обсягами робіт, матеріалів, обладнання та фінансовими витратами, що введення в експлуатацію одночасно всіх агрегатів ГЕС на повну потужність є економічно недоцільним. Цьому сприяють такі додаткові фактори:

1. Технологічна складність та економічна недоцільність концентрації на невеликій площі колосальних коштів, величезної кількості людей, машин, механізмів для проведення усіх будівельних, монтажних, пусконаладжувальних та інших видів робіт у стислі терміни.

2. Технологічна можливість вироблення електроенергії одним чи кількома агрегатами іще під час будівництва гідровузла при неповних напорах з використанням цієї енергії як для власних потреб, так і для продажу іншим електроспоживачам. При цьому отримують додаткові кошти, які можна використовувати для подальшого будівництва, зменшуючи термін окупності об'єкта.

3. Непідготовленість економіки країни і її енергоспоживачів до використання всієї вироблюваної електроенергії.

За таких обставин широко практикується будівництво і введення в експлуатацію ГЕС у кілька етапів (за чергами) з пуском перших агрегатів при неповних напорах та з подальшою добудовою споруд і доведенням напору до розрахункових значень. Після збільшення напору від попереднього значення до максимального розрахункового гідроагрегати доводиться реконструювати з тим, щоб вони працювали в нових умовах в зоні з максимальними ККД. При великій різниці в напорах доводиться замінювати агрегати першої черги на нові, розраховані на роботу при більших напорах та витратах.

Приклади такого застосування може слугувати схема будівництва у дві черги ГЕС Гурі (Венесуела, р. Кароні) установленою потужністю $N_y = 10300$ МВт (рис. 4.11, 4.12) [42; 107]. Будівництво станції було започатковано у 1963 р., перша черга завершена в 1978 р., а друга – в 1986 р.



Рис. 4.11. Гідроелектростанція Гурі: вигляд з нижнього б'єфу

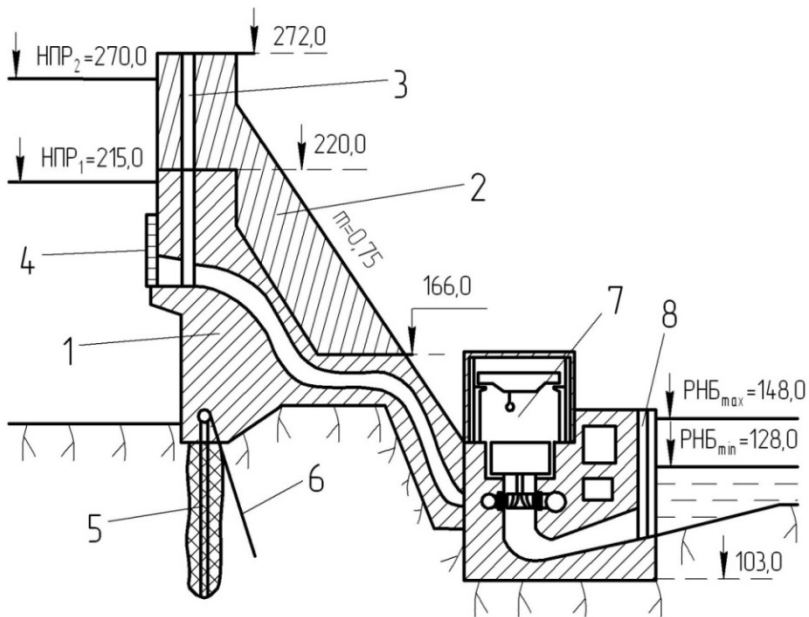


Рис. 4.12. Схема будівництва ГЕС Гурі у дві черги:

- 1 – станційна гребля 1-ої черги, 2 – станційна гребля 2-ої черги, 3 – паз для затворів турбінних водоводів, 4 – сміттєзатримуюча решітка, 5 – цементційна завіса, 6 – дренажні свердловини, 7 – машинна зала, 8 – паз ремонтного затвора відсмоктувальної труби

Характеристики ГЕС Гурі: Венесуела, р. Кароні, гребля гравітаційна, висота греблі 162 м, її довжина 1300 м, установлена потужність станції 10300 МВт. Спочатку, на першому етапі, була побудована гравітаційна гребля висотою 110 м і при відмітці НПР = 215,0 м з середнім напором 90 м були введені в експлуатацію 10 перших агрегатів потужністю від 180 до 400 МВт, а потім, на другому етапі, греблю наростили на 54 м і при новому напорі 146 м встановили ще 10 агрегатів потужністю по 730 МВт.

4.4. Будівництво гідроелектростанцій на прикордонних річках

Досить часто ріки є міждержавним кордоном, що розділяє сусідні держави. В ряді випадків потреби країн та природні можливості спонукають до необхідності більш повного використання водних ресурсів ріки шляхом створення спільного гідровузла. В особливій мірі така ідея виглядає привабливою за наявності перспективних ділянок, сприятливих для створення гідроелектростанцій з високими техніко-економічними і енергетичними показниками.

Зазначена ідея була успішно реалізована при створенні ряду ГЕС на прикордонних ріках. Наведемо деякі приклади прикордонних гідроенергетичних вузлів:

Ітайпу (р. Парана) – Бразилія і Парагвай, $N=12600$ МВт;

Ясирета (р. Парана) – Аргентина і Парагвай, $N=4050$ МВт;

Каріба (р. Замбезі) – Замбія і Зімбабве, $N=1200$ МВт;

Сальто Гранде (р. Уругвай) – Аргентина і Уругвай $N=1890$ МВт;

Фалькон (р. Ріо-Гранде) – США і Мексика, $N=89$ МВт;

Залізні ворота (р. Дунай) – Румунія і Сербія, $N=2255$ МВт;

Костешти-Стинка (р. Прут) – Молдова і Румунія, $N=32$ МВт.

Компоновка споруд прикордонних енергетичних гідровузлів може бути різноманітною в залежності від природних умов та особливостей об'єкта. Найчастіше використовується компоновка з двома машинними залами – по одному для кожної сусідньої держави (наприклад ГЕС Сальто Гранде між Аргентиною і Уругваєм). Якщо потужність електростанції є відносно невеликою, то влаштовують одну будівлю ГЕС з державним кордоном, що проходить посередині станції. При цьому кількість агрегатів, звичайно, є однаковою для сусідніх країн. Наприклад, на ГЕС Костешти-Стинка влаштовано два агрегати, а державний кордон проходить між ними. У випадку необхідності будівництва судноплавного шлюзу його звичайно, влаштовують лише на одному з берегів річки за домовленістю між державами.

Як приклад на рис. 4.13 наведена схема компоновки споруд гідровузла Сальто Гранде з двома машинними залами та судноплавним шлюзом.

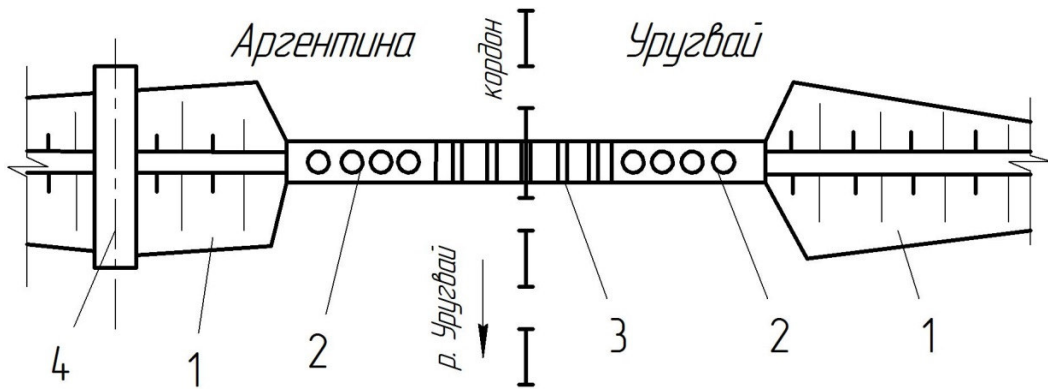


Рис. 4.13. Схема: прикордонного гідровузла Сальто Гранде:
 1 – земляна гребля, 2 – будівля ГЕС, 3 – водозливна гребля,
 4 – судноплавний шлюз

Будівництво гідроелектростанцій на прикордонних річках вимагає врахування інтересів обох держав. При створенні енергетичних гідровузлів на прикордонних річках існують такі проблеми:

- площі захоплені земель обох країн не завжди однакові;
- іноді виникає необхідність змін положення лінії кордону між державами після створення гідровузла;
- розподіл обсягів фінансування будівництва між державами;
- територіальне розміщення споруд на спільному об'єкті;
- забезпечення будівництва будівельними матеріалами, обладнанням, машинами, механізмами, електроенергією, кадрами і т.п.;
- розподіл між державами використання на побудованому об'єкті електричної енергії, води, водотранспортних споруд і т.п.;
- розподіл витрат на експлуатацію створеного об'єкта.

4.5. Елегазові вимикачі та КРУЕ

Для здійснення **комутацій** (тобто операцій вмикання і вимикання) електричного струму у відкритих і закритих розподільчих пристроях ГЕС, ГАЕС, енергетичних систем (див. п. 2.3.9) використовують вимикачі різних типів. За конструкцією і принципом дії розрізняють повітряні, масляні та елегазові вимикачі. **Елегазовий вимикач** – це високовольний вимикач електричного струму, в якому середовище для гасіння електричної дуги, що виникає при комутації, є елегаз.

Елегаз – це інертне сполучення сірки і фтору (шестифлориста сірка або гексофторид сірки SF₆). Ця газова суміш при нормальних умовах (тиск, температура тощо) у п'ять разів тяжча за повітря. Вона негорюча, майже безколірна, характеризується нейтральністю до будь-яких конструкційних матеріалів – металів, пластиків, композитів. Елегаз може накопичуватися у

приміщеннях і спричиняти подразнення шкіри, очей, слизових оболонок та дихальну недостатність [108]. Через це його використання у закритих приміщеннях допускається лише за наявності витяжної вентиляції. Елегаз є ефективним діелектриком і має високі електроізоляційні властивості. Його ізоляційна здатність у три рази більша, ніж у повітря при звичайному тиску. Він має унікальні дугогасильні властивості, особливо при підвищеному тиску.

У сучасних конструкціях елегазових вимикачів використовують герметичні, заповнені елегазом комутаційні модулі з системою контактів коаксиального типу та з дугогасильною системою. При цьому в корпусі комутаційного модуля створюють тиск, який автоматично підвищується під час горіння дуги. Основна функція дугогасильних камер полягає у забезпеченні розмикання електричного кола, а також зменшення шкідливої дії електричної дуги на вимикач та його складові елементи.

Елегазовий вимикач типу HGI-3 складається з трьох дугогасильних камер (три полюси вимикача), гідравлічного пружинного привода, керуючих та контролюючих пристроїв, які змонтовано на спільній рамі (рис. 4.14).

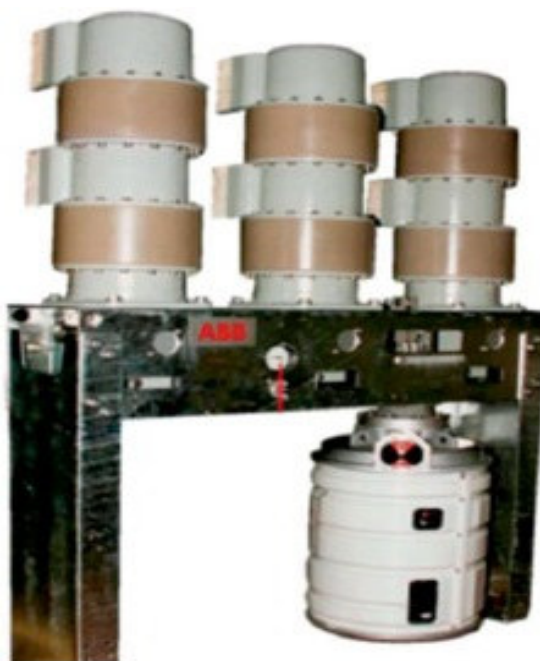


Рис. 4.14. Елегазовий вимикач типу HGI-3 із приводом вертикального розміщення

Характерною особливістю елегазових вимикачів є витікання елегазу із системи в процесі їх експлуатації. Таке витікання є відносно невеликим (до 0,5–2,0% за рік), але воно потребує відповідного контролю та підкачки елегазу.

Позитивні риси елегазових вимикачів:

- 1) можливість застосування на всі класи напруги вище 1 кВ;
- 2) гасіння електричної дуги відбувається у замкненому просторі без викидів в атмосферу;
- 3) відносно малі габарити і вага;
- 4) пожежо- та вибухобезпечність;
- 5) швидкість дії;
- 6) висока вимикаюча здатність;
- 7) надійне вимкнення малих індуктивних і ємнісних струмів;
- 8) мале зношення дугогасильних контактів;
- 9) безшумна робота;
- 10) придатність для зовнішнього і внутрішнього встановлення.

Недоліки елегазових вимикачів:

- 1) складність конструкції і велика вартість;
- 2) високі вимоги до якості елегазу;
- 3) підвищені вимоги до якості експлуатації;
- 4) ускладнення з роботою відкритих вимикачів при низьких температурах.

Зазначені позитивні риси елегазових вимикачів сприяють їх широкому застосуванню на практиці. Наприклад, елегазовий розподільчий пристрій з напругою 400 кВ встановлено на ГЕС Техрі в Індії [83]. На Київській ГЕС здійснено заміну п'яти блочних повітряних вимикачів напругою 110 кВ на елегазові типу HGF-111/1C фірми ALSTOM, а також встановлено 20 генераторних елегазових вимикачів напругою 6,3 кВ типу HGI-2 та HGI-3 фірми «ABB» [108]. У технічно розвинених країнах елегазові вимикачі високої і надвисокої напруги (110–1150 кВ) практично витіснили всі інші типи комутаційних апаратів [109].

У районах з холодним кліматом у відкритих елегазових вимикачах використовують суміш елегазу з азотом чи іншими речовинами, що дозволяє працювати цим вимикачам в умовах низьких температур навколишнього середовища.

В останні десятиріччя намітилася тенденція використання на ГЕС і ГАЕС потужних **комплектних розподільчих установок з елегазовою ізоляцією (КРУЕ)**. При цьому використовуються обладнання для напруги до 330–500 кВ змінного струму та до 1150–1500 кВ постійного струму. КРУЕ розміщують у закритих приміщеннях з виконанням усіх відповідних експлуатаційних вимог.

Крім закритих вимикачів використовують також потужні відкриті елегазові вимикачі, характерний приклад яких зображено на рис. 4.15 [109].



Рис. 4.15. Відкритий трьохполюсний елегазовий вимикач потужністю 400 кВ

4.6. Використання малих гідроелектростанцій

Характерною тенденцією сучасного етапу розвитку світової енергетики є масове будівництво малих гідроелектростанцій. За даними Міжнародного центру малої гідроенергетики наразі малі ГЕС ефективно використовують у 148 країнах світу. Загальна встановлена потужність таких станцій дорівнює біля 79 ГВт, що становить 1,9% від сумарної встановленої потужності електростанцій світу. Кількість малих ГЕС у Китаї дорівнює 80 тисяч, у Австрії 40 тисяч. У Малайзії за період з 1983 по 1985 роки було побудовано 124 таких станцій [42; 110].

Використання малих гідроелектростанцій у районах з великою кількістю опадів та малих річок дозволяє істотно збільшити кількість виробленої електричної енергії. В особливій мірі це відноситься до країн, де внаслідок географічних особливостей (розташування на островах, півостровах, у гірській місцевості тощо) відсутні великі і середні річки з високим гідроенергетичним потенціалом.

Для територій, віддалених від економічно розвинених регіонів та існуючої мережі об'єднаної енергетичної системи країни, до числа причин, сприятливих для широкого будівництва малих ГЕС, можна віднести такі фактори.

1. Недоцільність будівництва довгих ЛЕП з перекиданням відносно невеликих обсягів електричної енергії на великі віддалі.

2. Відсутність потреби невеликих населених пунктів та існуючих невеликих підприємств у великих обсягах електричної енергії.

3. Відносно невеликий рівень необхідних інвестицій.

4. Невеликий термін окупності.

5. Виробництво відновлювальної енергії на малих гідроелектростанціях дозволяє істотно зменшити застосування дизельних електростанцій з доставкою великої кількості дизельного палива.

6. Мінімальний вплив на навколишнє середовище та збереження природного ландшафту.

Рентабельність влаштування малих гідроелектростанцій істотно залежить від розташування району будівництва, умов доставки обладнання та будівельних матеріалів, існуючих цін на енергоносії та інших факторів.

В залежності від наявного гідроенергетичного потенціалу, ступеня розвитку гідроенергетики та інших особливостей у різних країнах існують різні класифікації гідроелектростанцій за їх установленою потужністю. В багатьох країнах (у тому числі і в Україні) до малих ГЕС відносяться станції потужність не більше 10 МВт. Верхньою межею установленої потужності малих ГЕС різні країни приймають такі значення: Китай і Канада – 50 МВт, Бразилія і Росія – 30 МВт, Індія – 25 МВт, Чилі – 20 МВт, Аргентина і Мозамбік – 15 МВт, Великобританія – 5 МВт, Швеція – 1,5 МВт, Данія і Ісландія – 1,0 МВт [111]. В Україні часто використовується така додаткова градація серед категорії малих ГЕС:

малі ГЕС 1000–10 000 кВт,

міні ГЕС 100–1000 кВт,

мікро ГЕС 10–100 кВт,

піко ГЕС < 10 кВт.

Потужність мобільних ГЕС становить 2–3 кВт [112].

Для аналізу наведеної інформації про сучасні тенденції розвитку будівництва малих ГЕС розглянемо дані про існуючий стан української малої енергетики. За різними оцінками технічний потенціал гідроенергетичних ресурсів малих річок України становить 375–600 МВт. За свідченнями обласних органів державної влади у 2016 р. в Україні працювало 115 малих ГЕС загальною потужністю 85,2 МВт [110; 113]. В результаті застосування ряду пільгових заходів, у тому числі і «зеленого тарифу», щодо використання відновлювальних джерел енергії сумарна потужність українських малих ГЕС у червні 2021 р. вже становила 102,0 МВт. Для порівняння наведемо відповідні дані на цей же період часу за іншими видами відновлюваних джерел енергії в Україні [110]:

– сонячні електростанції – 5655,0 МВт,

– вітрові електростанції – 2433,0 МВт,

– електростанції на біопаливі – 200,0 МВт.

Досвід проектування, будівництва і експлуатації малих гідроелектростанцій дозволив визначити такий розподіл витрат на окремі складові частини цих станцій [114]:

- 1) гідротехнічні споруди та будівлі 45–50%;
- 2) основне обладнання 25–35%;
- 3) засоби автоматизації та управління 15%;
- 4) затрати на інфраструктуру територій 5–10%.

Наведені дані показують, що використання для створення малих ГЕС існуючих водосховищ, гребель, дамб, водоскидів, водозаборів, рибоходів та інших типів гідротехнічних споруд дозволяє істотно зменшити обсяг інвестицій та зменшити період окупності об'єкта.

Енергетична стратегія України на період до 2035 р. передбачає такі основні напрямки розвитку малої енергетики [37]:

- відновлення старих ГЕС, які зараз не експлуатуються;
- будівництво нових електростанцій;
- реконструкція і модернізація діючих ГЕС;
- типізація проектних рішень за окремими групами малих ГЕС з метою максимального використання однотипного устаткування із зниженням капіталовкладень.

Для будівництва малих гідроелектростанцій використовують гідроенергетичне обладнання багатьох спеціалізованих фірм різних країн, яке забезпечує надійну генерацію електричного струму у широкому діапазоні діючих параметрів. Серед європейських виробників обладнання для малих ГЕС необхідно виділити компанії Ardriз Hydro (Австрія), Mavel (Чехія), WTW (Польща), які велику увагу приділяють підвищенню економічної ефективності малих ГЕС шляхом удосконалення процесів проектування, будівництва і експлуатації, типізації проектних рішень, стандартизації обладнання та повної автоматизації роботи станцій [115–117].

Як приклад використання обладнання згаданих компаній на рис. 4.16 та 4.17 показано конструкції двох діючих українських електростанцій. Новошицька мала ГЕС знаходиться на р. Бистриця Тисменицька біля села Новошичі Львівської області. Після реконструкції на станції встановлено гідроагрегати фірми Mavel. Чорторійська мала гідроелектростанція з гідроагрегатами фірми WTW розташована на р. Случ біля села Чорторія Житомирської області. Тривала експлуатація вказаних малих гідроелектростанцій продемонструвала надійну роботу встановленого гідроенергетичного і електричного обладнання [118].

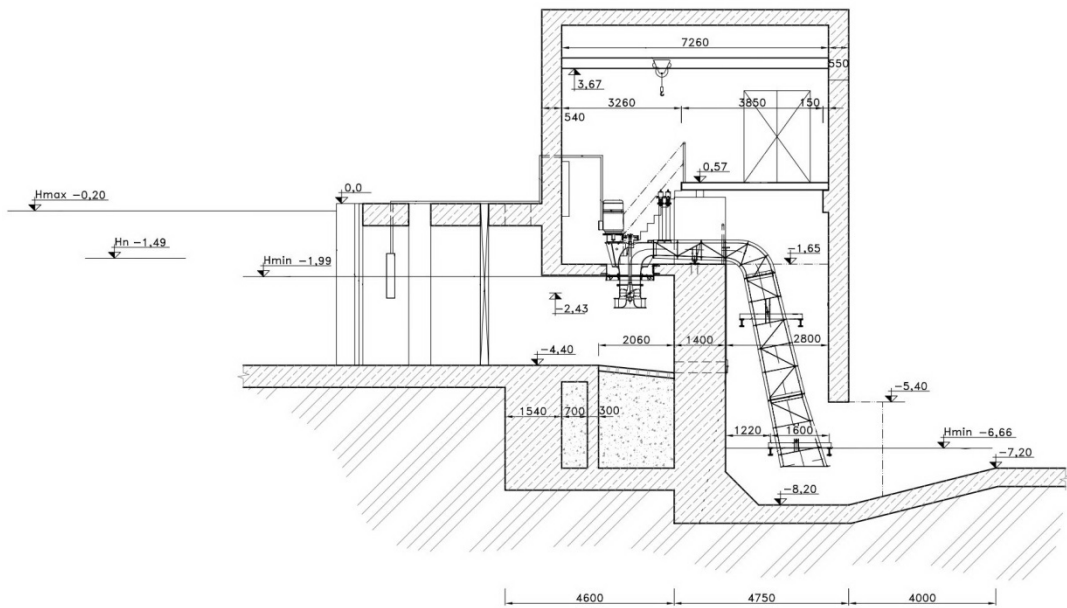


Рис. 4.16. Схема Новошицької ГЕС з гідроагрегатами Mavel

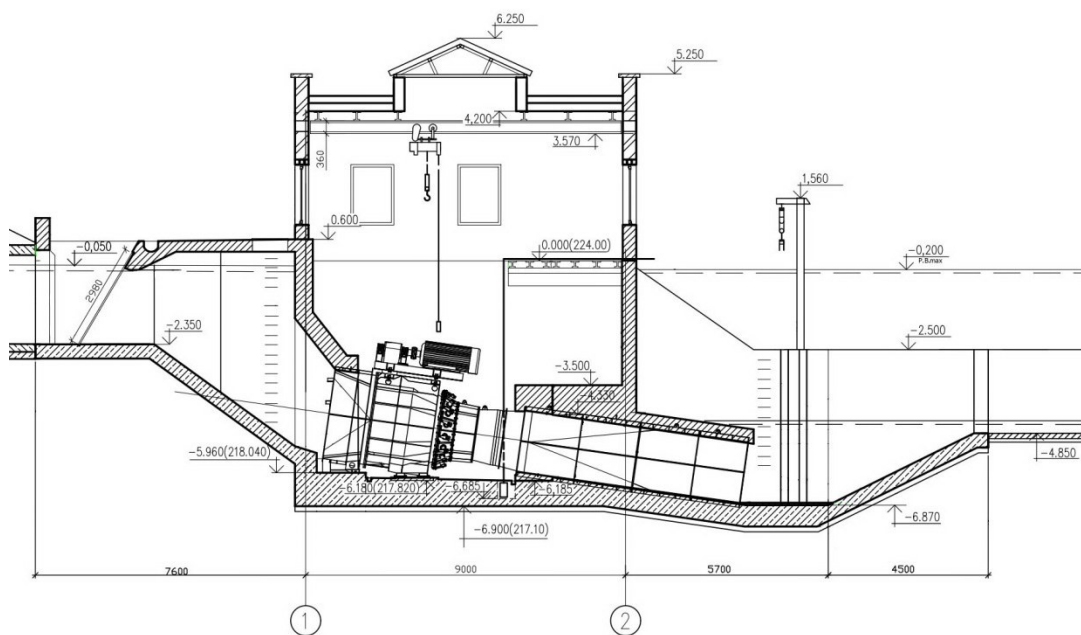


Рис. 4.17. Схема Чорторійської ГЕС з гідроагрегатом фірми WTW

4.7. Аналіз аварій та пошкоджень споруд гідроенергетичних об'єктів у гірських і сейсмічних районах

Розміщення гідроенергетичних об'єктів у гірських та сейсмічних районах потребує чіткого аналізу та врахування усіх особливостей зазначених місцевостей. У гірських районах великий вплив на експлуатацію об'єктів мають можливі обвали великих масивів ґрунту, які відбуваються внаслідок дії різних причин – землетрусів, інтенсивних дощів тощо.

На стійкість основ і схилів долин істотно впливають зміни (погіршення) характеристик гірських порід, що проходять під час заповнення водосховищ і тривалої взаємодії цих порід з водою. Протікання зазначених процесів істотно активізуються під час виникнення землетрусів. Розглянемо кілька випадків аварійних ситуацій, характерних для гірських і сейсмічних районів.

Аварія на греблі Вайонт. Ця аркова гребля розташована в Італії і має висоту 261,6 м. Аварія відбулася у 1963 р. в процесі наповнення водосховища, який почався у 1960 р. Причиною аварії стало раптове (за 5–7 хв) оповзання у водосховище великого масиву ґрунту об'ємом 270–300 млн м³. При цьому водяна маса перехлюпнула через гребінь греблі. Висота шару води над гребнем греблі становила біля 70 м. У нижньому б'єфі утворилася хвиля прориву, яка рухалася вздовж долини із швидкістю 8–12 м/с, спричиняючи величезні руйнування. В результаті аварії загинуло від 1900 до 3000 людей. Характерно, що не дивлячись на колосальні перевантаження, гребля не була зруйнована. Цей факт свідчить про високу надійність та перспективність аркових гребель. Після такої аварії вода з водосховища спущена, ГЕС не працює, а гребля вже більше 60 років стоїть сухою. На дні колишнього водосховища сьогодні вже ростуть дерева і кущі (рис. 4.18 та 4.19) [119; 120]. Наразі гребля використовується як туристичний об'єкт.

Руйнування греблі Сент-Франсіс, розташованої у США в Каліфорнії. Бетонна гравітаційна гребля висотою 61 м і довжиною 210 м створює водосховище, призначене для водопостачання м. Лос-Анджелес та для виробітку електричної енергії. Будівництво об'єкта закінчено у 1926 р., заповнення водосховища завершено 5 березня 1928 р. Вже 12 березня 1928 р. вода прорвалася через товщу конгломератів в основі греблі, а сама гребля була зруйнована. При цьому витрата води через зруйновану споруду досягла значення 22700 м³/с з утворенням хвилі прориву висотою біля 40 м. Всі споруди в зоні її впливу були знищені, людські жертви перевищили 600 людей. Офіційна причина аварії – неврахування особливостей геологічних порід в основі греблі [121].

Аварії двох земляних гребель біля Сан-Франціско. Ці греблі знаходяться у США в Каліфорнії. Характерно, що вони розташовані у сейсмічному районі, причому безпосередньо на геологічному розломі Сан-Андреас.



Рис. 4.18. Аркова гребля Вайонт: сучасний вигляд з нижнього б'єфу



Рис. 4.19. Аркова гребля Вайонт: сучасний вигляд з верхнього б'єфу

Під час землетрусу 1906 р. в Сан-Франциско сталися суттєві пошкодження цих гребель. Відбулися значні деформації їх тіла із зміною положення окремих ділянок гребель в плані та їх переміщеннями. Такі зміщення тіла гребель (разом із основою) доходили до 35 м від початкового положення. Завдяки тому, що греблі були побудовані із пластичного глинистого ґрунту, спрацював принцип самозаліковуваності, тріщини були заповнені ґрунтом, а самі греблі не були зруйновані [121].

Пошкодження греблі Понтеба. Ця гребля розташована в Алжирі біля міста Орлеан-віль. До складу цього гідровузла входить бетонна гребля. Під час землетрусу в 1954 р. гребля зазнала великих пошкоджень – утворилися великі тріщини в її тілі. Сама гребля була сильно деформована і нахилилася, але не впала. Завдяки цьому при спуску води з водосховища вдалося уникнути великих руйнувань [121].

Аналізуючи умови безаварійної експлуатації гідроенергетичних об'єктів і випадки аварій гребель та інших типів споруд, необхідно звернути увагу на умови спільної роботи таких об'єктів, що входять до каскаду гідровузлів розташованих на одній річці. Нагадаємо, що руйнування китайської греблі Банцяо, описане у п. 3.4, відбулося внаслідок прориву вище розташованої греблі Шиманьтань.

ЗАДАЧА № 11

Визначення енергії землетрусу

Вихідні умови. Визначити за формулою Різниченка і Нерсесова енергію землетрусу, що характеризується представленим на рис. 4.20 графіком залежності амплітуди A від віддалі x від епіцентру, якщо амплітуда стандартного землетрусу A^* на віддалі 100 км від епіцентру дорівнює 2 мікрони.

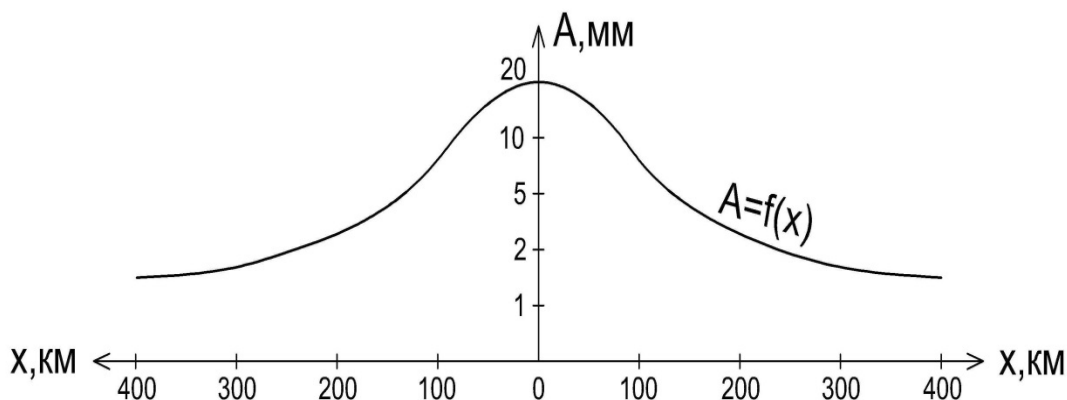


Рис. 4.20. Графік залежності амплітуди A землетрусу від віддалі x від епіцентру

Розв'язок

З графіка при $x = 100$ км знаходимо $A_{100} = 8$ мм.

Магнітуда землетрусу відповідно з формулою (4.3)

$$M = \lg \frac{A}{A^*} = \lg \frac{8,0}{2,0 \cdot 10^{-3}} = \lg 4000 = 3,6.$$

За формулою Різниченка і Нерсесова (4.4) знаходимо

$$\lg E = 4 + 1,8M = 4,0 + 1,8 \cdot 3,6 = 4,0 + 6,48 = 10,48.$$

Енергія землетрусу $E = \text{ant} \lg 10,48 = 3,02 \cdot 10^{10}$ (Дж).

Відповідь. Енергія землетрусу $E = 3,02 \cdot 10^{10}$ Дж.

ЗАДАЧА № 12

Визначення висотного положення осі радіально-осьової турбіни з вертикальним валом

Вихідні умови. Визначити висоту відсмоктування H_s для радіально-осьової турбіни РО-45 з вертикальним валом та відмітку її осі $\downarrow OT$ (див. рис. 4.21) при таких даних:

- 1) абсолютна відмітка розташування турбіни над рівнем моря $\nabla = 500$ м;
- 2) висота відсмоктування при розташуванні турбіни на рівні моря $h_s = -0,30$ м;
- 3) висота напрямного апарату $b_0 = 1,6$ м.

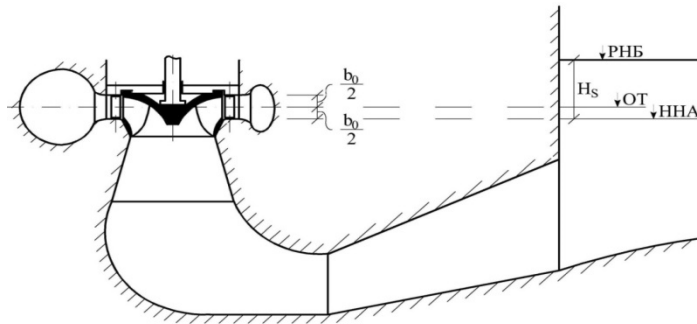


Рис. 4.21. Схема для визначення положення осі радіально-осьової турбіни з вертикальним валом

Розв'язок

Відповідно з формулою (4.5) висота відсмоктування

$$H_s = h_s - \frac{\nabla}{900} = 1,6 - \frac{500}{900} = -0,86 \quad (\text{м}).$$

Відмітку осі радіально-осьової турбіни визначаємо за формулою (4.6)

$$\downarrow OT_{po} = \downarrow PNB + H_s + \frac{b_0}{2} = 500 + (-0,86) + \frac{1,6}{2} = 499,94 \text{ (м)}.$$

Відповідь. Висота відсмоктування зазначеної радіально-осьової турбіни $H_s = -0,86$ м, а відмітка її осі $\downarrow OT_{po} = 499,94$ м.

ЗАДАЧА № 13

Визначення висотного положення осі поворотно-лопатевої турбіни з вертикальним валом

Вихідні умови. Визначити висоту відсмоктування H_s для поворотно-лопатевої турбіни ПЛ-50 з вертикальним валом та відмітку її осі $\downarrow OT$ (див. рис. 4.22) при таких даних:

- 1) абсолютна відмітка розташування турбіни над рівнем моря $\nabla = 1500$ м;
- 2) висота відсмоктування при розташуванні турбіни на рівні моря $h_s = -5,84$ м.

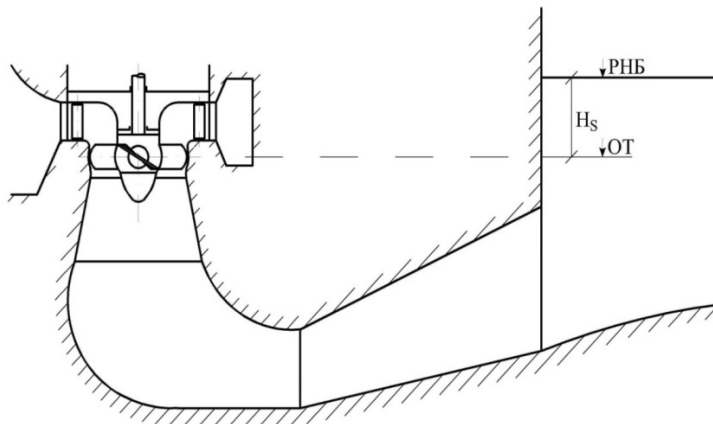


Рис. 4.22. Схема для визначення положення осі поворотно-лопатевої турбіни з вертикальним валом

Розв'язок

Відповідно до формули (4.5) висота відсмоктування

$$H_s = h_s - \frac{\nabla}{900} = -5,84 - \frac{1500}{900} = -7,51 \text{ (м)}.$$

Відмітку осі поворотно-лопатевої турбіни визначимо за формулою (4.7)

$$\downarrow OT_{nl} = \downarrow PNB + H_s = 1500 + (-7,51) = 1492,49 \text{ (м)}.$$

Відповідь. Висота відсмоктування зазначеної поворотно-лопатевої турбіни $H_s = -7,51$ м, а відмітка її осі $\downarrow OT_{nl} = 1492,49$ м.

ЛІТЕРАТУРА

- 1 Прокопчук С. Мала гідроенергетика – потужний потенціал України. *Газета Кабінету Міністрів України «Урядовий кур'єр»*. 31.05.2022 р. № 120 (7241). URL: <https://ukurier.gov.ua/uk/articles/newspaper/2022/5/31/> (дата звернення: 02.02.2024).
- 2 Сінчук О. М., Філіпп Ю. Б., Сінчук І. О., Михайленко А. Ю., Будніков К. В., Краснопольський Р. І. До проблеми створення синергетичних електроенергетичних комплексів з піковими ГАЕС на основі водовідливних систем залізрудних шахт. *Гідроенергетика України*. 2021. № 3–4. С. 83–89. ISSN 1812-9277. URL: https://uhe.gov.ua/media_tsentr/zhurnal_hidroenerhetyka_ukrayiny/gidroenergetika-ukraini-2021-no3-4 (дата звернення: 02.02.2024).
- 3 Hydropower Status Report. Sector trends and insights. 2022. URL: <https://www.hydropower.org/publications/2022-hydropower-status-report> (дата звернення: 02.02.2024).
- 4 Поташник С. І., Карамушка О. М. Безпечна експлуатація гідротехнічних споруд гідроелектростанцій України на сучасному етапі. *Гідроенергетика України*. 2013. № 2. С. 2–5. URL: <http://dspace.nbu.gov.ua/bitstream/handle/123456789/141473/03-Potashnik.pdf?sequence=1> (дата звернення: 02.02.2024).
- 5 Бісовецький Ю. А. Комплексне дослідження поточного стану гідротехнічних споруд ГЕС і ГАЕС. Мета досліджень та попередні результати. *Гідроенергетика України*. 2015. № 1–2. С. 74–77. URL: <http://dspace.nbu.gov.ua/bitstream/handle/123456789/141623/19-Bisovetsky.pdf?sequence=1> (дата звернення: 02.02.2024).
- 6 Шульга В. А. Про деякі підходи до оцінок стану гідротехнічних споруд України. *України. Гідроенергетика України*. 2020. № 3–4. С. 37–42. URL: <https://uhe.gov.ua/sites/default/files/2020-12/12.pdf> (дата звернення: 02.02.2024).
- 7 Кіотський протокол до Рамкової конвенції Організації Об'єднаних Націй про зміну клімату. Кіото. 1997. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995_801#Text
<https://necu.org.ua/kiotskyj-protokol/> (дата звернення: 02.02.2024).
- 8 Country profile France. 2019. URL: <https://www.hydropower.org/country-profiles/france> (дата звернення: 02.02.2024).
- 9 Nuclear Power in France. 2023. URL: <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france.aspx> (дата звернення: 02.02.2024).
- 10 Country profile Germany. 2019. URL: <https://www.hydropower.org/country-profiles/germany> (дата звернення: 02.02.2024).

- 11 Nuclear Power in Germany. 2022. URL: <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/germany.aspx> (дата звернення: 02.02.2024).
- 12 Укрінформ. Мультимедійна платформа іномовлення України. 20.10.2022. URL: <https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/3597003-urad-nimeccini-shvaliv-prodovzenna-roboti-troh-aes-do-15-kvitna.html> (дата звернення: 02.02.2024).
- 13 The San José Declaration: a vision for sustainable hydropower. San José. 2021. URL: <https://www.hydropower.org/events/the-san-jose-declaration-a-vision-for-sustainable-hydropower-cop26-event> (дата звернення: 02.02.2024).
- 14 Ландау Ю. О., Сташук І. В. Значення гідроенергетики в розвитку ОЕС України відповідно до НЕС-2035 і екологічні виклики. *Гідроенергетика України*. 2018. № 1–2. С. 3–6. URL: <http://dspace.nbu.gov.ua/bitstream/handle/123456789/141763/02-Landau.pdf?sequence=1> (дата звернення: 02.02.2024).
- 15 Вікіпедія. Схема ГАЕС. 2023. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D1%96%D0%B4%D1%80%D0%BE%D0%B0%D0%BA%D1%83%D0%BC%D1%83%D0%BB%D1%8E%D0%B2%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%B0_%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD%D1%86%D1%96%D1%8F (дата звернення: 02.02.2024).
- 16 Riabenko O., Kliukha O., Yakovleva-Havryliuk O., Osadchyi S. Sunichuk S. Increasing the Role of Hydro and Pumped Storage Power Plants in Energy Systems Operation Management. *IEEE, 7th International Conference on Energy Smart Systems, ESS Proceedings*. 2020. 9160299. P. 424–428.
- 17 Васько П. Ф., Вербовий А. П., Ібрагімова М. Р., Пазич С. Т. Гідроакумульовальні електростанції – технологічна основа інтеграції потужних вітро- та фотоелектричних станцій до складу електроенергетичної системи України. *Гідроенергетика України*. 2017. № 1–2. С. 20–25. URL: <http://dspace.nbu.gov.ua/bitstream/handle/123456789/141711/04-Vasko.pdf?sequence=1> (дата звернення: 02.02.2024).
- 18 Ландау Ю. О., Бондаренко Ю. М., Цурик С. А. Значення ГАЕС в розвитку об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України. *Промислова електроенергетика та електротехніка*. 2020. № 3 (123). С. 38–45. URL: <http://promelektro.com.ua/archive.html> (дата звернення: 02.02.2024).
- 19 Mapme.club. Okinawa. URL: <https://mapme.club/poradi/15075-tse-ne-baseyn-navishcho-potriben-divniy-vosmikutniy-vodoyma-na-berezi-tikhogo-okeanu.html> (дата звернення: 02.02.2024).

- 20 Гуляєва О. О., Усов О. Є., Грицак О. А. Гідроакумуючі електростанції: переваги та перспективи розвитку. *Гідроенергетика України*. 2021. № 3–4. С. 13–15. URL: <https://uhe.gov.ua/sites/default/files/2021-12/6.pdf> (дата звернення: 02.02.2024).
- 21 Синюгин В. Ю., Магрук В. И. Радионов В. Г. Гидроакмулирующие электростанции в современной электроэнергетике. М. : ЭНАС. 2008. 352 с.
- 22 Стефанишин Д. В. Деякі критичні зауваження та пропозиції щодо підтримки сталого розвитку гідроенергетики в Україні. *Гідроенергетика України*. 2018. № 1–2. С. 6–12. URL: <http://dspace.nbuv.gov.ua/bitstream/handle/123456789/141764/03-Stefanishin.pdf?sequence=1> (дата звернення: 02.02.2024).
- 23 Innovation landscape brief: Innovative operation of pumped hydropower storage, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2020. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_Innovative_PHS_operation_2020.pdf (дата звернення: 02.02.2024).
- 24 Сирота І. Г., Сухецький Б. Л., Нікітін О. О., Олефір Д. О. Проблеми та перспективи роботи ГЕС та ГАЕС у новому ринку електроенергії. *Гідроенергетика України*. 2019. № 3–4. С. 15–19. URL: <https://uhe.gov.ua/sites/default/files/2019-12/6.pdf> (дата звернення: 02.02.2024).
- 25 Тихомирова Н.В. ГАЭС на развивающемся энергорынке: инновации и инвестиции. *Гидротехническое строительство*. 2005. № 6. С. 30–37.
- 26 Ландау Ю. А. Развитие атомной энергетики и ГАЭС. *Гідроенергетика України*. 2006. № 4. С. 18–22.
- 27 Вікіпедія. ГАЕС Дракенсберг. 2022. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%90%D0%95%D0%A1_%D0%94%D1%80%D0%B0%D0%BA%D0%B5%D0%BD%D1%81%D0%B1%D0%B5%D1%80%D0%B3 (дата звернення: 02.02.2024).
- 28 Кенсицкий О. Г., Сорокина Н. Л., Дубик Г. А. Потери и нагрев арматуры железобетона колодца энергоблока Днестровской ГАЭС. *Гідроенергетика України*. 2019. № 1–2. С. 45–49. URL: <https://uhe.gov.ua/sites/default/files/2019-08/13.pdf> (дата звернення: 02.02.2024).
- 29 Калинина Л. Г., Крайник В. Я., Хомяк Р. В. Опыт эксплуатации Днестровской ГАЭС. *Гідроенергетика України*. Спеціальний випуск. 2017. С. 19–23. ISSN1812-9277.
- 30 Рябенко О. А., Осадчий С. Д., Ключа О. О., Тимошук В. С. Особливості роботи ГАЕС в умовах виникнення хвиль переміщення. *Гідроенергетика України*. 2017. № 1–2. С. 45–47. URL: <https://uhe.gov.ua/sites/default/files/2018-08/10.pdf> (дата звернення: 02.02.2024).

- 31 Riabenko O., Tymoshchuk V., Poplavskiy D., Halych O. Methods of Automated Full-scale Measurement of Wave Parameters in Water Reservoirs of Pumped Storage Power Plants. 2020. *IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems. ESS 2020 – Proceedings*, 2020. P. 154–157. DOI: 10.1109/ESS50319.2020.9160330 (дата звернення: 02.02.2024).
- 32 Рябенко О. А., Тимощук В. С. Розрахунки неусталених режимів роботи верхнього басейну ГАЕС. *Вісник НУВГП. Технічні науки*. Рівне : НУВГП, 2011. Вип. 2 (54). С. 79–85.
- 33 Малиновски Р. Проектирование, строительство и эксплуатация ГАЭС Жидово в Польше. *Гидротехническое строительство*. 1972. № 6. С. 29–34.
- 34 Рябенко О. А., Чернобыль О. Є. Вимірювання напружено-деформований стану елементів підвідно-напірного турбінного тракту Дністровської ГАЕС. *Гідроенергетика України*. 2016. № 3–4. С. 73–77. URL: <http://dspace.nbu.gov.ua/bitstream/handle/123456789/141669/19-Ryabenko.pdf?sequence=1> (дата звернення: 02.02.2024).
- 35 Вайнберг А. И. Алгоритм пределения вероятности потери прочности сталежелезобетонной обделки высоконапорного туннеля. *Гідроенергетика України*. 2013. № 2. С. 30–34. URL: <http://dspace.nbu.gov.ua/bitstream/handle/123456789/141479/09-Vainberg.pdf?sequence=1> (дата звернення: 02.02.2024).
- 36 Гидроэнергетика и окружающая среда : монография / под общ. ред. Ю. Ландау, Л. Сиренко. К. : Либра, 2004. 484 с.
- 37 Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека енергоефективність, конкурентоспроможність» : Розпорядження КМУ від 18 серпня 2017 р. № 605–р. URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art_id=245234085 (дата звернення: 02.02.2024).
- 38 Укргідроенерго. 2021. URL: https://uhe.gov.ua/media_tsentr/novyny/dnistrovska-gaes-vazhlivi-kroki-ta-zdobutki-u-2019-roci (дата звернення: 02.02.2024).
- 39 Субота В. Й., Жук А. П., Галат В. В., Кирилович А. В. Пуск гідроагрегату № 4 філії «Дирекція з будівництва Дністровської ГАЕС» ПрАТ «Укргідроенерго» в контексті стратегії розвитку енергосистеми України. *Гідроенергетика України*. 2017. № 3–4. С. 7–10. URL: https://uhe.gov.ua/sites/default/files/2018-08/3_0.pdf (дата звернення: 02.02.2024).
- 40 Бондаренко Ю. Н., Павловский В. И., Норенков В. И., Сук С. П., Фурман И. И. Искусственный водоем энергетического назначения. *Гідроенергетика України*. 2013. № 1. С. 16–20. URL: <http://dspace.nbu.gov.ua/bitstream/handle/123456789/141458/05-Bondarenko.pdf?sequence=1> (дата звернення: 02.02.2024).

- 41 Бабиченко В. М., Ніколаєва Н. В., Гущина Л. М. Кліматологія. Енциклопедія Сучасної України / редкол. : І. М. Дзюба, А. І. Жуковський, М. Г. Железняк та ін. ; НАН України. К., 2013. URL: <https://esu.com.ua/article-8465> (дата звернення: 02.02.2024).
- 42 Васильев Ю. С., Заир-Бек И. А., Претро Г. А., Федоров М. П. Гидроэлектростанции в особых климатических условиях : учебное пособие. Л. : ЛПИ, 1988. 84 с.
- 43 Особенности проектирования и строительства гидротехнических сооружений в условиях жаркого климата / Н. П. Розанов, И. С. Румянцев, С. Н. Корюкин и др. ; под ред. Н. П. Розанова. М. : Колос, 1993. 303 с. ISBN 5-10-001557-8
- 44 Руководство по проектированию гидротехнических туннелей. «Гидропроект». М. : Стройиздат, 1982. 287 с.
- 45 Мошинський В. С., Рябенко О. А., Галич О. О., Пороський С. М., Свідерська А. В., Якобсен А. Використання Норвезького досвіду для розвитку гідроенергетики України. *Гідроенергетика України*. 2018. № 1–2. С. 72–75. URL: https://uhe.gov.ua/media_tsentr/zhurnal_hidroenerhetyka_ukrayiny/gidroenergetika-ukraini-2018-no1-2 (дата звернення: 02.02.2024).
- 46 Куперман В. Л., Мызников Ю. Н., Торопов Л. Н. Гидроэнергетическое строительство на Севере. М. : Энергоатомиздат. 1987. 304 с.
- 47 Биянов Г. Ф. Плотины на вечной мерзлоте. М. : Энергия, 1975. 184 с.
- 48 СНиП II-18-76. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. М. : Госстрой СССР. 1977. 49 с.
- 49 Гидротехничесие сооружения : в 2 ч. / Рассказов Л. Н., Орехов В. Г., Правдивец Ю. П. и др. ; под ред. Л. Н. Рассказова. М. : Стройиздат, 1996. 779 с.
- 50 Гідротехнічні споруди / Дмитрієв А. Ф., Хлапук М. М., Шумінський В. Д. та ін. ; за ред. А. Ф. Дмитрієва. Видавництво Рівненського державного технічного університету, 1999. 328 с.
- 51 Бетонные плотины (на скальных основаниях) : учеб. пособие для вузов / Гришин М. М. и др. М. : Стройиздат, 1975. 352 с.
- 52 Вікіпедія. Саяно-Шушенська ГЕС. 2022. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D0%B0%D1%8F%D0%BD%D0%BE-%D0%A8%D1%83%D1%88%D0%B5%D0%BD%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%B0_%D0%93%D0%95%D0%A1 (дата звернення: 02.02.2024).
- 53 Вікіпедія. Колимська ГЕС. 2011. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%BE%D0%BB%D0%B8%D0%BC%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%B0_%D0%93%D0%95%D0%A1#/media/%D0%A4%D0%B0%D0%B9%D0%BB:Kolyma_HP-9.jpg (дата звернення: 02.02.2024).

- 54 Вікіпедія. Братське водосховище. 2022. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%91%D1%80%D0%B0%D1%82%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%B5_%D0%B2%D0%BE%D0%B4%D0%BE%D1%81%D1%85%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D1%89%D0%B5#/media/%D0%A4%D0%B0%D0%B9%D0%BB:Bratsk_Reservoir_View_2007.jpg (дата звернення: 02.02.2024).
- 55 Гидроэлектрические станции : учебник для студентов высших учебных заведений / под ред. Ф. Ф. Губина. М. : Энергия. 1972. 504 с.
- 56 Использование водной энергии : учебное пособие для вузов / под ред. Д. С. Щавелева. Л. : Энергия, 1976. 656 с.
- 57 Швайнштейн А. М. Строительные туннели. Гидравлические условия работы. М. : Энергоатомиздат, 1986. 128 с.
- 58 Вікіпедія. Kvilldal HPP. 2022. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%95%D0%A1_Kvilldal (дата звернення: 02.02.2024).
- 59 Manitoba Historical Society. Kettle Generating Station. 2020. URL: <http://www.mhs.mb.ca/docs/sites/kettlegeneratingstation.shtml> (дата звернення: 02.02.2024).
- 60 A customized access system helps build Muskrat Falls turbines. 2018. URL: <https://www.equipmentjournal.com/on-the-job/muskrat-falls-turbines/> (дата звернення: 02.02.2024).
- 61 La facture de Muskrat Falls atteint 13,5 G\$ URL: <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1992251/couts-muskrat-falls-depassement-hydrotrnl> (дата звернення: 02.02.2024).
- 62 Вікіпедія. Колимська ГЕС. 2022. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%BE%D0%BB%D0%B8%D0%BC%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%B0_%D0%93%D0%95%D0%A1 (дата звернення: 02.02.2024).
- 63 Fichier:Churchill Falls GS-2.jpg. 2011. URL: https://fr.wikipedia.org/wiki/Fichier:Churchill_Falls_GS-2.jpg (дата звернення: 02.02.2024).
- 64 Саврей В. Записки мультиматерного студента. Глава 10, (10.60). Строительство Вилюйской ГЭС-2. 2016. URL: <http://www.voenmeh.com/memo.php?part=10&subpart=60> (дата звернення: 02.02.2024).
- 65 Вікіпедія. Палакорская ГЕС. 2023. URL: https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/1/13/%D0%9F%D0%B0%D0%BB%D0%B0%D0%BA%D0%BE%D1%80%D0%B3%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F_%D0%93%D0%AD%D0%A1.jpg/1024px-%D0%9F%D0%B0%D0%BB%D0%B0%D0%BA%D0%BE%D1%80%D0%B3%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F_%D0%93%D0%AD%D0%A1.jpg (дата звернення: 02.02.2024).

- 66 Претро Г. А. Специальные типы зданий гидроэнергетических установок. М. : Энергия, 1975. 240 с.
- 67 Использование водной энергии / под ред. Ю. С. Васильева. М. : Энергоатомиздат, 1995. 608 с.
- 68 Кавешников Н. Т. Эксплуатация и ремонт гидротехнических сооружений. М. : Агропромиздат, 1989. 272 с.
- 69 Вікіпедія. ГЕС Цзіньпін -1. 2006. URL: https://uk.m.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%A1_%D0%A6%D0%B7%D1%96%D0%BD%D1%8C%D0%BF%D1%96%D0%BD-1 (дата звернення: 02.02.2024).
- 70 School-mon. Шкільний понеділок. Освітній портал. 2022. URL: <https://school-mon.ru/uk/poems-for-children/samyebolshieplotiny-samyevysokieplotinymira-ingurskaya-ges/> (дата звернення: 02.02.2024).
- 71 Вікіпедія. Рогунська ГЕС. 2022. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%A0%D0%BE%D0%B3%D1%83%D0%BD%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%B0_%D0%93%D0%95%D0%A1 (дата звернення: 02.02.2024).
- 72 Вікіпедія. ГЕС Бахтіарі. 2023. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%AD%D0%A1_%D0%91%D0%B0%D1%85%D1%82%D0%B8%D0%B0%D1%80%D0%B8 (дата звернення: 02.02.2024).
- 73 Гідрокомплекс Клезон Діксенс. 2023. URL: https://www.wikidata.uk-ua.nina.az/%D0%93%D1%96%D0%B4%D1%80%D0%BE%D0%BA%D0%BE%D0%BC%D0%BF%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%81_%D0%9A%D0%BB%D0%B5%D0%B7%D0%BE%D0%BD-%D0%94%D1%96%D0%BA%D1%81%D0%B5%D0%BD%D1%81.html (дата звернення: 02.02.2024).
- 74 Вікіпедія. Кахора-Баса (ГЕС). 2022. URL: [https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%B0%D1%85%D0%BE%D1%80%D0%B0-%D0%91%D0%B0%D1%81%D0%B0_\(%D0%93%D0%95%D0%A1\)](https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%B0%D1%85%D0%BE%D1%80%D0%B0-%D0%91%D0%B0%D1%81%D0%B0_(%D0%93%D0%95%D0%A1)) (дата звернення: 02.02.2024).
- 75 Вікіпедія. Бен-Метірська гребля. 2023. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%91%D0%B5%D0%BD-%D0%9C%D0%B5%D1%82%D1%96%D1%80%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%B0_%D0%B3%D1%80%D0%B5%D0%B1%D0%BB%D1%8F (дата звернення: 02.02.2024).
- 76 5 найбільших дамб у світі. 2011. URL: <https://inspired.com.ua/creative/photography/tallest-dams/> (дата звернення: 02.02.2024).
- 77 Айрапетян Р. А. Проектирование каменнонабросных и каменно-земляных плотин. М. : Энегия, 1975. 327 с.
- 78 Вікіпедія. Усойська гребля. 2023. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%A3%D1%81%D0%BE%D0%B9%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%B0_%D0%B3%D1%80%D0%B5%D0%B1%D0%BB%D1%8F(дата звернення: 02.02.2024).

- 79 Вікіпедія. Бхакра. 2022. URL: <https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%91%D1%85%D0%B0%D0%BA%D1%80%D0%B0> (дата звернення: 02.02.2024).
- 80 Дамба Катсе. 2012. URL: <https://3pulse.com/ru/sights/katse-dam> (дата звернення: 02.02.2024).
- 81 Вікіпедія. ГЕС Пауте-Моліно. 2022. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%95%D0%A1_%D0%9F%D0%B0%D1%83%D1%82%D0%B5-%D0%9C%D0%BE%D0%BB%D1%96%D0%BD%D0%BE (дата звернення: 02.02.2024).
- 82 Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Кисельова. М. : Энергия, 1972. 312 с.
- 83 Вікіпедія. Тери ГЭС. 2023. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A2%D0%B5%D1%80%D0%B8_%D0%93%D0%AD%D0%A1 (дата звернення: 02.02.2024).
- 84 Неосяжні горизонти. Топ-5 найбільших водосховищ світу. 2020. URL: https://uhe.gov.ua/media_tsentr/novyny/neosyazhni-gorizonti-top-5-naubilshikh-vodoskhovisch-svitu (дата звернення: 02.02.2024).
- 85 Вікіпедія. Водосховище. 2023. URL: <https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%92%D0%BE%D0%B4%D0%BE%D1%81%D1%85%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D1%89%D0%B5> (дата звернення: 02.02.2024).
- 86 Вікіпедія. Список найбільших ГЕС світу. 2022. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D0%BF%D0%B8%D1%81%D0%BE%D0%BA_%D0%BD%D0%B0%D0%B9%D0%B1%D1%96%D0%BB%D1%8C%D1%88%D0%B8%D1%85_%D0%93%D0%95%D0%A1_%D1%81%D0%B2%D1%96%D1%82%D1%83 (дата звернення: 02.02.2024).
- 87 10 цікавих фактів про найбільшу гідроелектростанцію світу «Три ущелини». 2020. URL: https://uhe.gov.ua/media_tsentr/novyny/10-cikavikh-faktiv-pro-naubilshu-gidroelektrostantsiyu-svitu-tri-uschelini (дата звернення: 02.02.2024).
- 88 Вікіпедія. Ітайпу. 2023. URL: <https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%86%D1%82%D0%B0%D0%B9%D0%BF%D1%83> (дата звернення: 02.02.2024).
- 89 Вікіпедія. Гранд Інга. 2023. URL: [https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%86%D0%BD%D0%B3%D0%B0_\(%D0%B2%D0%BE%D0%B4%D0%BE%D1%81%D0%BF%D0%B0%D0%B4\)](https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%86%D0%BD%D0%B3%D0%B0_(%D0%B2%D0%BE%D0%B4%D0%BE%D1%81%D0%BF%D0%B0%D0%B4)) (дата звернення: 02.02.2024).
- 90 Вікіпедія. ГЕС Вілер. 2022. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%95%D0%A1_%D0%92%D1%96%D0%BB%D0%B5%D1%80 (дата звернення: 02.02.2024).

- 91 Вікіпедія. ГЕС Ашах. 2022. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%95%D0%A1_%D0%90%D1%88%D0%B0%D1%85 (дата звернення: 02.02.2024).
- 92 Вікіпедія. ГЕС Інга II. 2022. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%95%D0%A1_%D0%86%D0%BD%D0%B3%D0%B0_II (дата звернення: 02.02.2024).
- 93 Вікіпедія. ГЕС Сендже. 2023. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%95%D0%A1_%D0%A1%D0%B5%D0%BD%D0%B4%D0%B6%D0%B5 (дата звернення: 02.02.2024).
- 94 Рябенко А. А., Величенко В. А. Использование водных ресурсов Туниса. *Гидротехническое строительство*. 1986. № 12. С. 47–50.
- 95 Wikipedia. Teton Dam. 2024. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Teton_Dam (дата звернення: 02.02.2024).
- 96 Вікіпедія. Прорив греблі Банцяо. 2023. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%9F%D1%80%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B2_%D0%B3%D1%80%D0%B5%D0%B1%D0%BB%D1%96%D0%91%D0%B0%D0%BD%D1%86%D1%8F%D0%BE (дата звернення: 02.02.2024).
- 97 Википедия. Оровиллская плотина. 2022. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Оровиллская_плотина (дата звернення: 02.02.2024).
- 98 Википедия. Плотина Мальпасе. 2023. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9F%D0%BB%D0%BE%D1%82%D0%B8%D0%BD%D0%B0_%D0%9C%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BF%D0%B0%D1%81%D1%81%D0%B5 (дата звернення: 02.02.2024).
- 99 Вікіпедія. ГЕС Токуяма. 2022. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%95%D0%A1_%D0%A2%D0%BE%D0%BA%D1%83%D1%8F%D0%BC%D0%B0 (дата звернення: 02.02.2024).
- 100 Википедия. Плотина Куробе. 2022. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9F%D0%BB%D0%BE%D1%82%D0%B8%D0%BD%D0%B0_%D0%9A%D1%83%D1%80%D0%BE%D0%B1%D0%B5 (дата звернення: 02.02.2024).
- 101 Wikipedia. ГЕС-ГАЕС Райссек-Кройцек. 2022. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%95%D0%A1-%D0%93%D0%90%D0%95%D0%A1_%D0%A0%D0%B0%D0%B9%D1%81%D1%81%D0%B5%D0%BA-%D0%9A%D1%80%D0%BE%D0%B9%D1%86%D0%B5%D0%BA (дата звернення: 02.02.2024).
- 102 Wikipedia. ГАЕС Рейссек II. 2017. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%90%D0%95%D0%A1_%D0%A0%D0%B5%D0%B9%D1%81%D1%81%D0%B5%D0%BA_%D0%8

- 6%D0%86 (дата звернення: 02.02.2024).
- 103 Новини гідроенергетики та гідротехніки. *Гидротехническое строительство*. 2005. № 3. С. 54–56.
- 104 Wikipedia. ГЕС Малговерт. 2022. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%95%D0%A1_%D0%9C%D0%B0%D0%BB%D0%B3%D0%BE%D0%B2%D0%B5%D1%80%D1%82 (дата звернення: 02.02.2024).
- 105 Wikipedia. ГЕС-ГАЕС Лімберг II. 2022. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%95%D0%A1-%D0%93%D0%90%D0%95%D0%A1_%D0%9B%D1%96%D0%BC%D0%B1%D0%B5%D1%80%D0%B3_II (дата звернення: 02.02.2024).
- 106 Upper Tamakoshi. 2024. URL: <https://www.andritz.com/hydro-en/hydroneWS/26/hy-news-26-19-upper-tamakoshi-hydro> (дата звернення: 02.02.2024).
- 107 Вікіпедія. Гурі (електростанція). 2022. URL: [https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D1%83%D1%80%D1%96_\(%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD%D1%86%D1%96%D1%8F\)](https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D1%83%D1%80%D1%96_(%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD%D1%86%D1%96%D1%8F)) (дата звернення: 02.02.2024).
- 108 Кот М. П. Елегазові вимикачі. *Гідроенергетика України*. 2020. № 1–2. С. 53–55. URL: <https://uhe.gov.ua/sites/default/files/2020-07/13.pdf> (дата звернення: 02.02.2024).
- 109 Вікіпедія. Елегазовий вимикач. 2020. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%95%D0%BB%D0%B5%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D0%B9_%D0%B2%D0%B8%D0%BC%D0%B8%D0%BA%D0%B0%D1%87 (дата звернення: 02.02.2024).
- 110 Карамушка О. М. Мала гідроенергетика – основа подальшого соціально-економічного розвитку Західної України. *Гідроенергетика України*. 2021. № 1–2. С. 13–16. URL: <https://uhe.gov.ua/sites/default/files/2021-08/6.pdf> (дата звернення: 02.02.2024).
- 111 Кучерявая И. Н. Сорокина Н. Л. Современное развитие мировой гидроэнергетики. *Гідроенергетика України*. 2014. № 4. С. 55–64. URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/162253626.pdf> (дата звернення: 02.02.2024).
- 112 Мазуренко Л. І., Джура О. В., Диннік Л. М. Асинхронні генератори піко- і мікро- ГЕС. *Гідроенергетика України*. 2013. № 1. С. 45–47. URL: <http://dSPACE.nbuv.gov.ua/bitstream/handle/123456789/141464/11-Mazurenko.pdf?sequence=1> (дата звернення: 02.02.2024).
- 113 Карамушка О. М. Гідроенергетика Карпатського регіону. Потенційні можливості та проблемні питання освоєння ресурсів на сучасному етапі. *Гідроенергетика України*. 2016. № 3–4. С. 65–68. URL: <http://dSPACE.nbuv.gov.ua/handle/123456789/141666> (дата звернення: 02.02.2024).

- 114 Halych O., Bilkova E., Nowak P., Riabenko O. Analysis of Hydropotential and Prospects for Small Hydropower Development in Ukraine. *Environmental and Climate Technologies*. Sciendo, 2023. Vol. 27, no. 1. Pp. 763–774. URL: <https://doi.org/10.2478/rtuect-2023-0056> <http://content.sciendo.com> (дата звернення: 02.02.2024).
- 115 АНДРИЦ Гідро. URL: <https://www.andritz.com/hydro-en/hydroponews/yn31/fish-friendly-designs/> (дата звернення: 02.02.2024).
- 116 Гідротурбіни Mavel. URL: <https://www.mavel.cz> (дата звернення: 02.02.2024). (дата звернення: 02.02.2024).
- 117 Гідротурбіни Wtw-poland. URL: <https://www.wtw-poland.com> (дата звернення: 02.02.2024).
- 118 Рябенко О. А., Сунічук С. В. Меліорація та облаштування Українського Полісся : колективна монографія / за ред. Я. М. Годзала, В. А. Сташука, А. М. Рокочинського. Херсон : ОЛДІ-Плюс, 2018. Т. 2. Розділ 61. 854 с.
- 119 Вікіпедія. Гребля Вайонт. 2023. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D1%80%D0%B5%D0%B1%D0%BB%D1%8F_%D0%92%D0%B0%D0%B9%D0%BE%D0%BD%D1%82 (дата звернення: 02.02.2024).
- 120 МАРМЕ. Гребля Вайонт. 2023. URL: <https://mapme.club/poradi/15004-greblya-vayont-v-italiyi-chomu-dovelosya-spustiti-vodoskhovishche-i-kinuti-novu-dambu.html> (дата звернення: 02.02.2024).
- 121 Уолтхэм Т. Катастрофы: неистовая Земля. KNIGA-ONLINE. 2019. URL: <https://kniga-online.com/books/nauchnye-i-nauchno-populjarnye-knigi/prochaja-nauchnaja-literatura/page-36-194591-toni-uolthem-katastrofy-neistovaya-zemlya.html> (дата звернення: 02.02.2024).

Додаток А

Установлена потужність гідравлічних електростанцій та виробіток ними електричної енергії в країнах регіонів світу станом на кінець 2021 р.

| № з/п | Країни регіонів | Загальна установлена потужність гідравлічних електростанцій (включаючи ГАЕС) МВт | Річний виробіток електричної енергії ТВт·год | Установлена потужність ГАЕС МВт |
|---|--------------------------|---|---|------------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1. Північна і Центральна Америка | | | | |
| 1. | Беліз | 55 | <1 | 0 |
| 2. | Гаїті | 78 | 0 | |
| 3. | Гваделупа | 11 | <1 | |
| 4. | Гватемала | 1516 | 6 | |
| 5. | Гондурас | 849 | 4 | |
| 6. | Домініка | 7 | <1 | |
| 7. | Домініканська Республіка | 623 | 1 | |
| 8. | Канада | 82300 | 377 | 177 |
| 9. | Коста-Ріка | 2379 | 9 | 0 |
| 10. | Куба | 65 | <1 | |
| 11. | Мексика | 12614 | 34 | |
| 12. | Нікарагуа | 157 | 0 | |
| 13. | Панама | 1754 | 8 | 0 |
| 14. | Пуерто Ріко | 98 | <1 | 0 |
| 15. | Сальвадор | 573 | 2 | |
| 16. | Сент-Вінсент і Гренадини | 6 | <1 | |
| 17. | Сполучені Штати | 101943 | 260 | 21912 |
| 18. | Ямайка | 30 | <1 | |
| Всього | | 205058 | 702 | 22089 |
| 2. Південна Америка | | | | |
| 1. | Аргентина | 11345 | 25 | 974 |
| 2. | Болівія | 736 | 3 | 0 |
| 3. | Бразилія | 109446 | 341 | 20 |
| 4. | Венесуела | 15393 | 61 | 0 |
| 5. | Гайана | 3 | 0 | 0 |

продовження додатка А

| | | | | |
|------------------|--------------------------------|---------------|------------|------------|
| 6. | Еквадор | 5107 | 25 | 0 |
| 7. | Колумбія | 11945 | 58 | 0 |
| 8. | Парагвай | 8810 | 46 | 0 |
| 9. | Перу | 5340 | 31 | 0 |
| 10. | Суринам | 180 | 1 | 0 |
| 11. | Уругвай | 1538 | 4 | 0 |
| 12. | Французька Гвіана (Франція) | 119 | <1 | 0 |
| 13. | Чилі | 6812 | 17 | 0 |
| Всього | | 176773 | 614 | 994 |
| 3. Європа | | | | |
| 1. | Австрія | 14747 | 41 | 5596 |
| 2. | Албанія | 2390 | 5 | 0 |
| 3. | Андорра | 45 | <1 | 0 |
| 4. | Бельгія | 1427 | 1 | 1307 |
| 5. | Білорусь | 97 | <1 | 0 |
| 6. | Боснія і Герцеговина | 2187 | 5 | 440 |
| 7. | Болгарія | 3129 | 5 | 1404 |
| 8. | Гренландія | 91 | <1 | 0 |
| 9. | Греція | 3421 | 6 | 699 |
| 10. | Данія | 7 | <1 | 0 |
| 11. | Естонія | 4 | <1 | 0 |
| 12. | Ірландія | 508 | 1 | 292 |
| 13. | Ісландія | 2086 | 14 | 0 |
| 14. | Іспанія | 20425 | 32 | 6117 |
| 15. | Італія | 22593 | 47 | 7685 |
| 16. | Косово | 92 | 6 | 0 |
| 17. | Латвія | 1588 | 3 | 0 |
| 18. | Литва | 1028 | 1 | 900 |
| 19. | Ліхтенштейн | 35 | <1 | 0 |
| 20. | Люксембург | 1330 | 1 | 1296 |
| 21. | Македонія | 644 | 1 | 0 |
| 22. | Молдова | 76 | <1 | 0 |
| 23. | Нідерланди | 38 | <1 | 0 |
| 24. | Німеччина | 10883 | 24 | 6199 |
| 25. | Норвегія | 33391 | 144 | 1439 |
| 26. | Об'єднане Королівство | 4713 | 7 | 2833 |
| 27. | Польща | 2385 | 3 | 1780 |
| 28. | Португалія | 7199 | 13 | 2827 |
| 29. | Румунія | 6313 | 17 | 92 |
| 30. | Сербія | 3133 | 12 | 642 |

продовження додатка А

| | | | | |
|--|-------------------|---------------|------------|--------------|
| 31. | Словаччина | 2522 | 4 | 1017 |
| 32. | Словенія | 1301 | 5 | 180 |
| 33. | Туреччина | 31497 | 55 | 0 |
| 34. | Угорщина | 58 | <1 | 0 |
| 35. | Україна | 6317 | 2 | 1887 |
| 36. | Фарерські острови | 39 | <1 | 0 |
| 37. | Фінляндія | 3263 | 16 | 0 |
| 38. | Франція | 25494 | 63 | 5837 |
| 39. | Хорватія | 2155 | 7 | 281 |
| 40. | Чехія | 2281 | 4 | 1172 |
| 41. | Чорногорія | 649 | 2 | 0 |
| 42. | Швейцарія | 16842 | 39 | 3029 |
| 43. | Швеція | 16478 | 71 | 99 |
| Всього | | 254901 | 689 | 55050 |
| 4. Південна і Центральна Азія | | | | |
| 1. | Азербайджан | 1149 | 1 | 0 |
| 2. | Афганістан | 460 | <1 | 0 |
| 3. | Бангладеш | 230 | <1 | 0 |
| 4. | Бутан | 2335 | 11 | 0 |
| 5. | Вірменія | 1324 | 2 | 0 |
| 6. | Грузія | 3459 | 10 | 0 |
| 7. | Ізраїль | 307 | <1 | 300 |
| 8. | Індія | 51351 | 160 | 4746 |
| 9. | Ірак | 2753 | 2 | 240 |
| 10. | Іран | 12187 | 24 | 1040 |
| 11. | Йорданія | 12 | <1 | 0 |
| 12. | Казахстан | 3087 | 9 | 0 |
| 13. | Киргизстан | 3892 | 13 | 0 |
| 14. | Ліван | 282 | <1 | 0 |
| 15. | Непал | 1988 | 3 | 0 |
| 16. | Пакистан | 9929 | 39 | 0 |
| 17. | Росія | 55674 | 229 | 1385 |
| 18. | Сирія | 1505 | <1 | 0 |
| 19. | Таджикистан | 6444 | 20 | 0 |
| 20. | Туркменістан | 5 | <1 | 0 |
| 21. | Узбекистан | 2081 | 7 | 0 |
| 22. | Шрі Ланка | 1857 | 6 | 0 |
| Всього | | 162313 | 538 | 7711 |
| 5. Східна Азія і країни Тихого Океану | | | | |
| 1. | Австралія | 8162 | 16 | 2461 |
| 2. | В'єтнам | 17333 | 53 | 0 |

продовження додатка А

| | | | | |
|------------------|-------------------------------|---------------|-------------|--------------|
| 3. | Індонезія | 6601 | 19 | 0 |
| 4. | Камбоджа | 1332 | 4 | 0 |
| 5. | Китай | 391000 | 1340 | 36000 |
| 6. | Лаос | 8108 | 21 | 0 |
| 7. | Малайзія | 6275 | 16 | 0 |
| 8. | Монголія | 23 | <1 | 0 |
| 9. | М'янма | 3331 | 7 | 0 |
| 10. | Нова Зеландія | 5354 | 24 | 0 |
| 11. | Нова Каледонія | 78 | <1 | 0 |
| 12. | Папуа-Нова Гвінея | 234 | <1 | 0 |
| 13. | Південна Корея | 6541 | 7 | 4790 |
| 14. | Північна Корея | 5010 | 12 | 0 |
| 15. | Самоа | 12 | <1 | 0 |
| 16. | Тайвань (Китай) | 4696 | 7 | 2603 |
| 17. | Тайланд | 4515 | 5 | 1531 |
| 18. | Фіджі | 125 | <1 | 0 |
| 19. | Філіппіни | 4470 | 9 | 685 |
| 20. | Французька Полінезія | 47 | <1 | 0 |
| 21. | Японія | 49643 | 99 | 27470 |
| Всього | | 522891 | 1639 | 75540 |
| 6. Африка | | | | |
| 1. | Алжир | 269 | <1 | 0 |
| 2. | Ангола | 3836 | 11 | 0 |
| 3. | Бенін | 33 | <1 | 0 |
| 4. | Буркіна Фасо | 34 | <1 | 0 |
| 5. | Бурунді | 57 | <1 | 0 |
| 6. | Габон | 331 | 2 | 0 |
| 7. | Гана | 1584 | 7 | 0 |
| 8. | Гвінея | 706 | 2 | 0 |
| 9. | Демократична Республіка Конго | 2760 | 9 | 0 |
| 10. | Екваторіальна Гвінея | 126 | <1 | 0 |
| 11. | Есватіні | 60 | <1 | 0 |
| 12. | Ефіопія | 4074 | 14 | 0 |
| 13. | Єгипет | 2876 | 14 | 0 |
| 14. | Замбія | 2706 | 15 | 0 |
| 15. | Зімбабве | 1081 | 7 | 0 |
| 16. | Камерон | 822 | 6 | 0 |
| 17. | Кенія | 837 | 3 | 0 |
| 18. | Коморські острови | 1 | 0 | 0 |
| 19. | Конго | 218 | 1 | 0 |

продовження додатка А

| | | | | |
|-----------------------|----------------------------------|----------------|-------------|---------------|
| 20. | Кот Д'Івуар | 879 | 3 | 0 |
| 21. | Лесото | 73 | <1 | 0 |
| 22. | Ліберія | 93 | <1 | 0 |
| 23. | Маврикій | 61 | <1 | 0 |
| 24. | Мавританія | 48 | <1 | 0 |
| 25. | Мадагаскар | 186 | <1 | 0 |
| 26. | Малаві | 371 | 1 | 0 |
| 27. | Малі | 220 | 1 | 0 |
| 28. | Марокко | 1770 | 1 | 465 |
| 29. | Мозамбік | 2216 | 15 | 0 |
| 30. | Намібія | 347 | 1 | 0 |
| 31. | Нігерія | 2111 | 8 | 0 |
| 32. | Південна Африка | 3600 | 6 | 2912 |
| 33. | Реуньйон | 134 | <1 | 0 |
| 34. | Руанда | 111 | <1 | 0 |
| 35. | Сан-Томе і Принсіпі | 2 | <1 | 0 |
| 36. | Сенегал | 81 | <1 | 0 |
| 37. | Судан | 1923 | 8 | 0 |
| 38. | Сьєрра-Леоне | 64 | <1 | 0 |
| 39. | Центральноафриканська Республіка | 19 | <1 | 0 |
| 40. | Танзанія | 562 | 2 | 0 |
| 41. | Того | 49 | <1 | 0 |
| 42. | Туніс | 66 | <1 | 0 |
| 43. | Уганда | 1073 | 4 | 0 |
| Всього | | 38469 | 146 | 3377 |
| Всього у світі | | 1360405 | 4328 | 164761 |

Примітки:

1. У додатку А країни регіонів світу розташовані відповідно до своєї назви за українською абеткою.
2. У додатку А не включені країни, в яких станом на кінець 2021 р. були відсутні гідравлічні електричні станції.
3. Повний перелік країн регіонів світу із зазначенням установлених потужностей ГЕС і ГАЕС та виробітку ними електричної енергії дано в [3].

Класифікація міцності гірських порід (за М. М. Протодьяконовим)

| Категорія | Ступінь міцності породи | Гірські породи | Коефіцієнт міцності f_m |
|-----------|---------------------------|---|---------------------------|
| I | Найвищий | Кварцити, базальти та ін. винятково міцні породи | 20 |
| II | Дуже міцні породи | Граніт, кварцові порфіри, кременистий сланець, пісковики та вапняки підвищеної міцності, деякі кварцити | 15 |
| III | Міцні породи | Граніти та гранітні породи, пісковики і вапняки, міцні мінерали залізних руд | 10 |
| III-a | Міцні породи | Вапняки, деякі граніти (неміцні), пісковики, мрамур, доломіт, колчедани | 8 |
| IV | Досить міцні породи | Звичайний пісковик, залізисті руди | 6 |
| IV-a | Досить міцні породи | Піскуваті сланці, сланцеві пісковики | 5 |
| V | Породи середньої міцності | Міцний глинистий сланець, неміцні різновиди пісковика і вапняку, м'який конгломерат | 4 |
| V-a | Породи середньої міцності | Різноманітні неміцні сланці, щільний мергель | 3 |
| VI | Досить м'які породи | М'який сланець, дуже м'який вапняк, крейда, кам'яна сіль, гіпс, мерзлий ґрунт, антрацит, звичайний мергель, зруйнований пісковик, кам'янистий ґрунт | 2 |
| VI-a | Досить м'які породи | Щебенистий ґрунт, зруйнований сланець, злежалі галька та щебінь, тверде кам'яне вугілля, затверділа глина | 1,5 |
| VII | М'які породи | Глина (щільна), м'яке кам'яне вугілля, міцні наноси | 1,0 |
| VII-a | М'які породи | Легка піскова глина, лес, гравій | 0,8 |
| VIII | Землянисті породи | Чорнозем, торф, легкий суглинок, сирий пісок | 0,6 |
| IX | Сипучі породи | Пісок, осипи, дрібний гравій, насипна земля, видобуте вугілля | 0,5 |
| X | Пливкі породи | Пливуни, болотистий ґрунт, розріджений лес, розріджено-зволожений ґрунт | 0,3 |

Навчальне видання

Рябенко Олександр Антонович

**ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ В ОСОБЛИВИХ
ПРИРОДНО-КЛІМАТИЧНИХ УМОВАХ**

Підручник

Технічний редактор

Г.Ф. Сімчук

Підписано до друку 05.07.2024 р. Формат 70×100^{1/16}.
Ум.-друк. арк. 11,1. Обл.-вид. арк. 12,4.
Тираж 100 прим. Зам. № 5637.

*Видавець і виготовлювач
Національний університет
водного господарства та природокористування,
вул. Соборна, 11, м. Рівне, 33028.*

*Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи до
державного реєстру видавців, виготівників і розповсюджувачів
видавничої продукції РВ № 31 від 26.04.2005 р.*