

Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій і систем

**ЗАТВЕРДЖУЮ**  
завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П. Д.

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_\_\_ р.

Пояснювальна записка  
до кваліфікаційної роботи  
на здобуття ступеня «магістра»

ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ В ОБ'ЄДНАНІЙ ЕНЕРГОСИСТЕМІ УКРАЇНИ

08-13.МКР.002.00.94 ПЗ

Виконав: студент 2 курсу ОППІ магістр,  
групи ЕС-18м  
галузь знань 14 «Електрична інженерія»  
спеціальності 141 – «Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка»  
освітня програма «Електричні станції і  
системи»

Руснак І.М. \_\_\_\_\_

Керівник: д.т.н., проф. каф. ЕСС

Лежнюк П.Д. \_\_\_\_\_

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_\_\_ р.

Рецензент: \_\_\_\_\_

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_\_\_ р.

Вінниця – 2019 року

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

## ЗАВДАННЯ

на магістерську кваліфікаційну роботу на здобуття ступеня магістра зі спеціальності: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Освітня програма – Електричні станції  
(шифр – назва спеціальності)

Магістр групи ЕС-18м Руснак І.М.  
(назва групи) (прізвище, ім'я і по батькові)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: Гідроелектростанції в об'єднаній енергосистемі України

Вхідні дані: Перелік літературних джерел за тематикою роботи:

1. Безруких П. П., Стребков Д. С. Состояние, перспективы и проблемы развития возобновляемых источников энергии // Малая энергетика. 2005. № 1–2.
2. Аршневский Н.Н. Гидроэлектрические станции : Учебник для вузов / М.Ф. Губин, В.Я. Карелин - Москва : Энергоатомиздат, 1987. - 464 с.
3. Васько П.Ф. Сучасний стан, потенційні можливості та передумови подальшого розвитку малої гідроенергетики в Україні // Відновлюв. енергетика. – 2006. – № 1. – С. 60-65.

Короткий зміст частин магістерської кваліфікаційної роботи

1. Графічна: \_\_\_\_\_ плакати
2. Текстова (пояснювальна записка): Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Обслуговування вимірювальних трансформаторів. 4. Релейний захист і автоматика. 5. Автоматизована система керування ГЕС. 6. Охорона праці. 7. Техніко-економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

Консультанти з окремих розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Науковий керівник

\_\_\_\_\_  
(підпис)

док. техн. наук, доц., професор кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

П.Д. Лежнюк  
ініціали та прізвище

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Економічна частина

\_\_\_\_\_  
(підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

В. В. Нетребський  
ініціали та прізвище

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Охорона праці та безпека  
в надзвичайних ситуаціях

\_\_\_\_\_  
(підпис)

д-р. техн. наук, доц., професор кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

Є. А. Бондаренко  
ініціали та прізвище

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Дата попереднього захисту роботи “ \_\_\_\_ ” червня 2020 р.

Рецензент

\_\_\_\_\_  
(підпис)

\_\_\_\_\_  
(наук. ступінь, вчене звання , посада)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

\_\_\_\_\_  
(ініціали та прізвище)

Завдання видав

\_\_\_\_\_  
(підпис)

док. техн. наук, доц., професор кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

П.Д. Лежнюк  
ініціали та прізвище

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Завдання отримав магістр

\_\_\_\_\_  
(підпис)

І.М. Руснак  
(ініціали та прізвище)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ .....	5
АНОТАЦІЯ .....	6
ВСТУП .....	7
1 ЕНЕРГЕТИЧНІ ПАРАМЕТРИ ГЕС .....	9
2 СИСТЕМНЕ ЗНАЧЕННЯ СЕРЕДНІХ І МАЛИХ ГЕС .....	12
2.1 Режим роботи ГЕС в об'єднаних енергосистемах .....	12
2.2 Доцільне розташування ГЕС та їх використання .....	15
2.3 Економічна ефективність ГЕС.....	18
2.4 Вплив ГЕС на навколишнє середовище .....	20
3 ДНІСТРОВСЬКА ГЕС В БАЛАНСІ ПОТУЖНОСТІ ОЕС .....	24
3.1 Призначення Дністровської ГЕС-1 .....	24
3.2 Характеристика споруд станції .....	26
3.2.1 Фекальна насосна I <sup>го</sup> підйому. ....	27
3.2.2 Бойлерна споруди ГЕС-1 відмітка 75,7. ....	28
3.2.3 Насосна дренажу відмітка 48,7.....	28
3.2.4 Насосна відкачки відмітка 52,6 .....	29
3.2.5 Компресорна споруди ГЕС відмітка 75,7.....	29
3.2.6 Бойлерна гідроцеху.....	30
3.3 Гідормеханічне обладнання .....	30
3.3.1 Щитове відділення верхнього б'єфу.....	30
3.3.2 Щитове відділення нижнього б'єфу .....	33
3.4 Компонування гідроагрегата станції.....	34
3.4.1 Режим роботи гідроагрегата .....	38
3.5 Система тиристорного збудження гідрогенераторів.....	42
3.6 Ризики проекту Дністровської ГЕС-1 .....	46

4 МАЛІ ГЕС В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЕНЕРГОСИСТЕМИ.....	46
4.1 Особливості використання асинхронних генераторів на малих ГЕС.....	48
4.2 Особливості роботи малих ГЕС з асинхронними генераторами в електричних мережах енергосистеми .....	52
4.3 Вплив малої ГЕС на втрати електричної енергії в електричних мережах що приєднані безпосередньо .....	56
4.4 Втрати електроенергії в електричних мережах з малими ГЕС, що приєднані до шин понижувальних підстанцій .....	60
4.5 Вплив малої ГЕС з асинхронними генераторами на режим мережі по реактивній потужності.....	63
5.ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА .....	68
5.1 Визначення кошторисної вартості проектованої ГЕС .....	68
5.2 Розрахунок собівартості виробітку електроенергії .....	70
5.3 Визначення величини амортизаційних відрахувань .....	71
5.4 Визначення фонду заробітної плати .....	73
5.5 Аналіз отриманих результатів .....	77
6 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	78
6.1 Задачі розділу .....	78
6.2 Загальні вимоги безпеки.....	80
ВИСНОВОК.....	86
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	89
ДОДАТОК А.....	91

## АНОТАЦІЯ

Руснак І.М. «Гідроелектростанції в об'єднаній енергосистемі України». Магістерська дипломна робота – Вінниця.: ВНТУ. 2020 – . Бібліографія:... Рис:.... Табл:....

В магістерській кваліфікаційній роботі розглядаються такі розділи як енергетичні параметри ГЕС, системне значення середніх і малих ГЕС, Дністровська ГЕС-1 в балансі потужності ОЕС, малі ГЕС в електричних мережах енергосистеми, економічна частина, охорона праці.

В розділі систематичне значення середніх і малих ГЕС описується робота ГЕС в енергосистемі, приводяться графіки добових навантажень, переваги використання ГЕС над іншими видами станцій, вплив на навколишнє середовище .

В розділі Дністровська ГЕС-1 в балансі потужності ОЕС описано призначення Дністровської ГЕС-1, наводиться характеристика споруд станції, гідромеханічне обладнання та представлено технічну характеристику та компонування гідроагрегату станції.

В економічній частині проекту визначається собівартість виробленої електроенергії з урахуванням амортизаційних відрахувань, витрат на паливо, заробітної плати та інших витрат.

Ключові слова: гідроелектростанція, потужність, синхронний генератор, графіки навантажень, електричні мережі.

## АНОТАЦИЯ

Руснак И.М. «Гидро электростанции в объединенной энергосистеме Украины». Магистерская дипломная работа – Винница.: ВНТУ. 2020 – .  
Библиография:... Рис:... Табл:....

В магистерской квалификационной работе рассматриваются такие разделы, как энергетические параметры ГЭС, системное значение средних и малых ГЭС, Днестровская ГЭС-1 в балансе мощности ОЭС, малые ГЭС в электрических сетях энергосистемы, экономическая часть, охрана труда.

В разделе систематическое значение средних и малых ГЭС описывается работа ГЭС в энергосистеме, приводятся графики суточных нагрузок, преимущества использования ГЭС перед другими видами станций, влияние на окружающую среду.

В разделе Днестровская ГЭС-1 в балансе мощности ОЭС описано назначение Днестровской ГЭС-1, приводится характеристика сооружений станции, гидромеханического оборудования и представлена техническая характеристику и компоновка гидроагрегата станции.

В экономической части проекта определяется себестоимость произведенной электроэнергии с учетом амортизационных отчислений, расходов на топливо, заработной платы и других расходов.

Ключевые слова: гидроэлектростанция, мощность, синхронный генератор, графики нагрузок, электрические сети.



## ВСТУП

Розвиток енергетики має значний вплив на стан економіки у державі, рівень життя і забезпечення населення. Через те, надійне, економічне аргументоване задоволення потреб людей й економіки в енергетичних продуктах є одним із головних завдань енергетичної політики держави. Одночасно, забезпечення подальшого розвитку і продуктивного функціонування паливно-енергетичного комплексу України є базою для вдалої реалізації даної політики [1].

В даному контексті гідроенергетика вирішальна не тільки з точки зору виробництва електричної енергії, та є цілим комплексом додаткових функцій, що забезпечують сталість роботи енергетичної системи та економіки України.

На сьогодні, гідроелектростанції експлуатуються в 159 країнах і забезпечують виробництво 16,3% всієї виробленої у світі електроенергії. Гідроенергетика забезпечує найбільш ефективний процес отримання електроенергії, при низьких експлуатаційних затратах і тривалому терміні експлуатації [2].

Гідроенергетика відіграє значну роль у забезпеченні стійкості об'єднаної енергетичної системи України (ОЕС), оскільки забезпечує енергетичну систему високо маневреними потужностями в регулюванні добових графіків навантаження із покриттям пікової частини і заповненням нічних провалів, та виконує функцію аварійного резерву потужності.

Гідроенергетика теж є комплексною водогосподарчою системою, яка розв'язує завдання водопостачання населення та промисловості, водного транспорту, іригації, рибного господарства, рекреації та інше. Захист населення й народногосподарських об'єктів від повеней є теж важливою додатковою функцією гідроенергетики, що здатна здійснювати регулювання потоку води, а розвиток і утримання на належному рівні стану гідроенергетичних споруд

електростанцій допомагає створювати та забезпечувати транспортні сполучення [3].

В Україні є розвинений гідроенергетичний комплекс. Вітчизняний машинобудівний комплекс забезпечує виготовлення обладнання як для реконструкції і відновлення, так і спорудження гідроелектростанцій різних типорозмірів. На сьогоднішній день, наявна потужність великих ГЕС становить біля 9% всіх генеруючих потужностей ОЕС України, проте існує потенціал для подальшого зростання до 15-20%. Окремим напрямом розвитку гідроенергетики в Україні є розвиток малої гідроенергетики на існуючих водоймищах, магістральних каналах, та реконструкція об'єктів малої гідроенергетики, які виконують функцію із захисту прилеглих територій від повеней [4].

Водночас енергетична галузь вимагає реалізації комплексу заходів направлених на забезпечення використання новітніх технологій, підвищення безпеки експлуатації, мінімізації можливого негативного впливу на навколишнє середовище при забезпеченні високого рівня ефективності та екологічності виробництва електроенергії.

## 1 ЕНЕРГЕТИЧНІ ПАРАМЕТРИ ГЕС

Напори ГЕС. Статичний напір  $H_{ст}$  дорівнює різниці відміток верхнього і нижнього б'єфів, м:

$$H_{ст} = \nabla_{вб} - \nabla_{нб}, \quad (1.1)$$

де  $\nabla_{вб}$  - верхній б'єф і  $\nabla_{нб}$  - нижній б'єф - відповідно ділянки річки вище водонапірної споруди ГЕС і нижче будинку ГЕС [4].

Напір бруто  $H_{бр}$  дорівнює різниці питомих енергій потоку у верхньому б'єфі перед входом у водоприймач ГЕС і в нижньому б'єфі за відсмоктувальними трубами гідротурбін, м:

$$H_{бр} = H_{ст} + \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} - \frac{\alpha_2 v_2^2}{2g}, \quad (1.2)$$

де  $H_{ст}$  – статичний напір;  $\alpha$  – коефіцієнт кінетичної енергії (коефіцієнт Коріоліса);  $v$  - середня швидкість, м/с;  $g$  – прискорення вільного падіння, м/с<sup>2</sup>;

Напір нетто  $H$ , що використовується гідротурбіною, дорівнює різниці напору бруто й гідравлічних втрат напору у водоприймачі, підвідних і відвідних водоводах ГЕС:

$$H = H_{ст} - h_{вт}, \quad (1.3)$$

Розрахунковий напір  $h_{вт}$  дорівнює мініимальному напору, при якому забезпечується установлена потужність ГЕС [6].

Енергія й потужність ГЕС. Вироблення електроенергії ГЕС і її потужність прийнято визначати на виводах генераторів, у зв'язку із чим у розрахунках враховується коефіцієнт корисної дії гідроагрегату, який визначає гідравлічні, механічні й електричні витрати енергії у турбіні й генераторі.

Енергія ГЕС і потужність визначаються:

$$E_{\text{ГЕС}} = \frac{9,81 \cdot W \cdot H \cdot \eta}{3600} = \frac{W \cdot H \cdot \eta}{367,2}, \quad (1.4)$$

$$N_{\text{ГЕС}} = 9,81 \cdot Q \cdot H \cdot \eta, \quad (1.5)$$

де 9,81- прискорення вільного падіння  $\text{м/с}^2$ ,  $W$  – об'єм водостоку води  $\text{м}^3$ ,  $H$  – напір нетто,  $\eta$  – коефіцієнт корисної дії гідроагрегату,  $Q$  -

Установлена потужність зазвичай відповідає максимальній потужності, яку може видати ГЕС.

Гарантована потужність ГЕС.

На підставі розрахунків забезпеченості середньодобових потужностей за багаторічним рядом з урахуванням регулювання знаходяться потужність заданої розрахункової забезпеченості, яка для ГЕС зазвичай становить 90-95% і відповідне її добове вироблення електроенергії. У результаті розміщення цього вироблення електроенергії у певній зоні розрахункового добового графіка навантажень енергосистеми визначається гарантована потужність. Установлена потужність ГЕС завжди значно вища гарантованої, що дозволяє більш повно використовувати енергію водотоку [6].

Втрати напору на ГЕС орієнтовно можуть становити 1-5%, причому вони менші при гребельній схемі й безнапірній деривації та збільшуються при напірній деривації.

Коефіцієнт корисної дії гідроагрегата орієнтовно може скласти 90-94% залежно від типу та характеристики турбіни й генератора. У цілому на ГЕС потенційна енергія водотоку перетворюється в електричну з високим ККД на рівні 86-93% [5].

Режим експлуатації ГЕС в енергосистемах характеризується роботою з повною потужністю безупинно протягом доби зазвичай лише у період паводків, а в інші сезони року ГЕС, працює у режимі покриття пікової частини графіку

навантажень у середньому 3-5 годин на добу, а у режимі покриття напівпікової частини - 5-15 годин на добу, та використовується в якості аварійного й частотного резервів.

## 2 СИСТЕМНЕ ЗНАЧЕННЯ СЕРЕДНІХ І МАЛИХ ГЕС

### 2.1 Режим роботи ГЕС в об'єднаних енергосистемах

Майже у всіх країнах світу великі електростанції водночас працюють в енергосистемах. Диспетчерські управління енергосистем здійснюють оперативне керівництво режимами роботи електростанцій, оптимізуючи роботу всіх електростанцій, ліній електропередачі та інше [3].

Споживачі електричної енергії - промислові, сільськогосподарські, комунальні підприємства, електрифікований транспорт, населення та інше - у силу специфіки своєї роботи та відповідно споживання електроенергії створюють нерівномірне електричне навантаження енергосистеми, зміну якого у часі відтворюють у вигляді графіків навантаження [4]. Дані графіки характеризують зміну навантаження впродовж доби, тижня, місяця, року. У різних країнах звертаючи уваги на кліматичні і соціально-економічні умови графіки навантажень мають свої особливості.

Головною характеристикою, яка характеризує режим роботи енергосистеми, є добовий графік навантаження, зокрема графік максимального робочого дня, який характеризується найбільшим добовим навантаженням енергосистеми, графік середнього робочого дня і графік мінімального дня, що характеризується мінімальним навантаженням. Форма добового графіка навантаження енергосистеми визначається характером і тривалістю роботи споживачів електроенергії.

В умовах України для найбільш напруженого добового графіку навантаження зимового дня характерні два піки – вечірній і ранковий – і два провали – глибокий нічний і денний (рис. 3.1) [4].

У різних країнах відношення мінімального (базового) навантаження в добовому графіку до максимального (пікового) в середньому змінюється від 0,6 до 0,8.

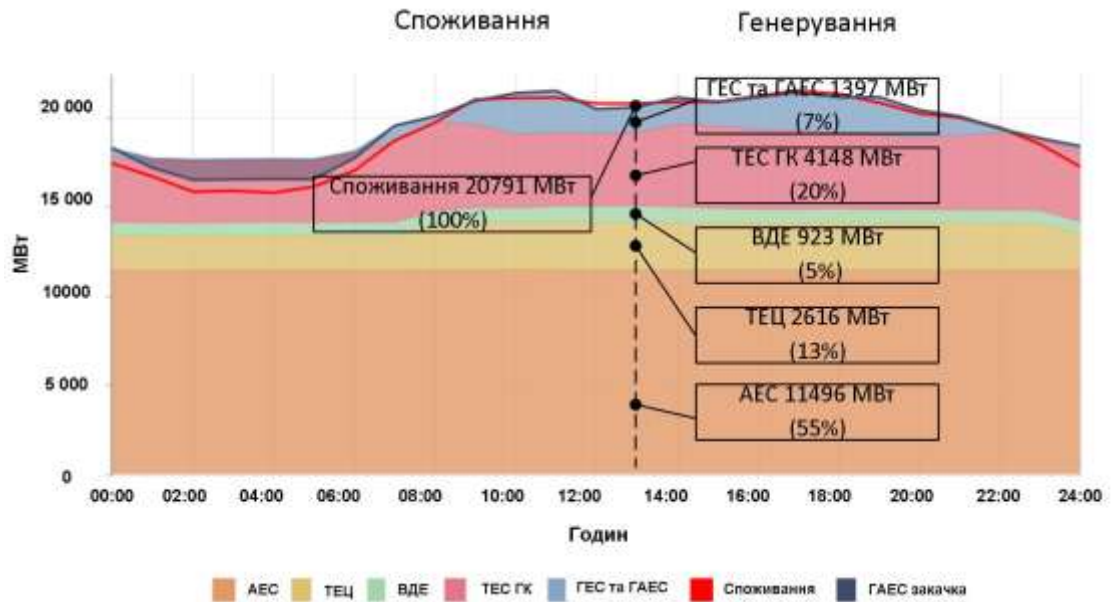


Рисунок 3.1 – Покриття добового графіку електроспоживання 13.12.2019

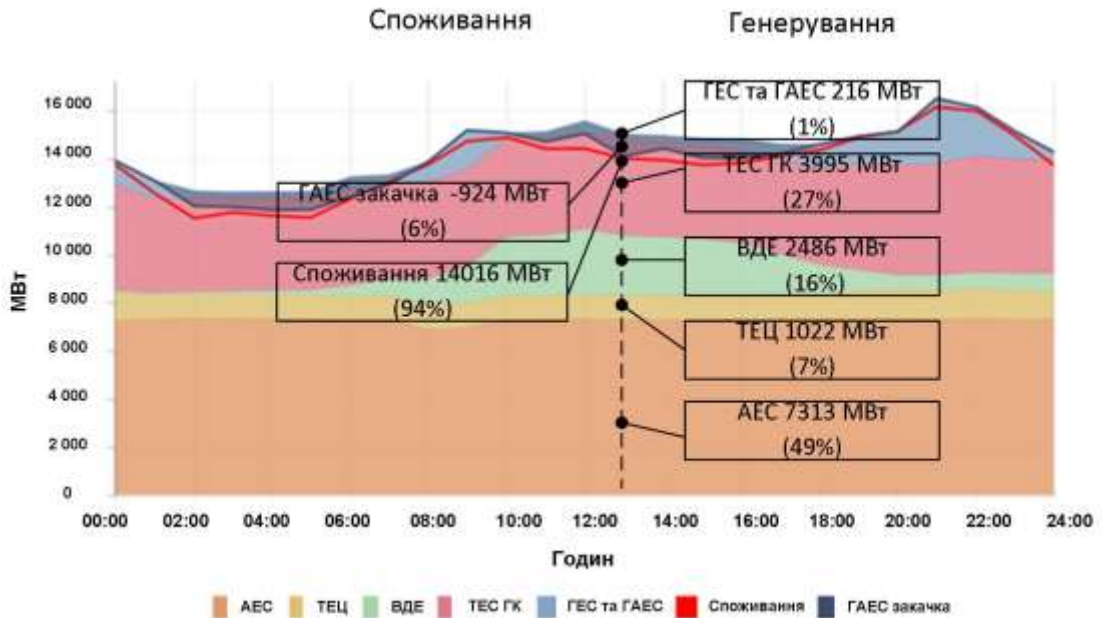


Рисунок 3.2 – Покриття добового графіку електроспоживання 18.05.2020

З вище наведених рисунків, слідує що в зимовий період коли споживання енергії досить значне (через опалювальний сезон) ГЕС та ГАЕС покривають пікову частину графіка навантажень за рахунок природного припливу води в водоймище на протязі доби. В весняний період запотребування в енергії падає, і генерація на ГЕС та ГАЕС також зменшується, при чому ГАЕС працює також у насосному режимі зменшуючи розвантаження АЕС і ТЕС. Також, як ми можемо бачити на весняному графіку, що генерація потужностей ВДЕ зростає у порівнянні з зимовим графіком навантажень. Це пов'язане з тим що, в Україні значну частину ВДЕ становлять сонячні електростанції. Світловий день збільшується і генерація електроенергії також зростає.

В об'єднаних енергосистемах графік навантаження звісно стає щільнішим і досягає до відносного зниження максимуму навантаження, зокрема якщо енергосистеми знаходяться у різних годинних поясах.

Робота ГЕС в енергосистемі має певні ознаки, спричинені залежністю від річкового стоку та від режимів роботи водоймищ комплексного призначення, а також обмеженнями за умовами нижнього б'єфа. Водоймища ГЕС залежно від корисної ємності можуть виконувати добове, тижневе, сезонне та багаторічне регулювання. При цьому в несприятливий за водністю рік ГЕС мусять забезпечити розрахункову гарантовану енерговіддачу для покриття своєї зони графіка навантажень енергосистеми [1].

В умовах зниження електричних навантажень в енергосистемі в неробочі дні при тижневому регулюванні зменшуються потужність та вироблення електроенергії ГЕС, а невикористаний стік акумулюється у водоймищі й використовується у робочі дні тижня, гарантуючи підвищення енерговіддачі ГЕС [2]. Невелика одинична потужність ГЕС (від 100 кВт до 20 МВт) і часто низький коефіцієнт використання встановленої потужності протягом доби не дозволяють отримувати значні надходження від реалізації електроенергії, що призводить до необхідності максимально скорочувати експлуатаційні витрати.



Річні графіки навантаження енергосистем залежно від кліматичних і соціально-економічних умов характеризуються:

- зменшенням навантаження в літні місяці (в основному у зв'язку із зниженням комунально-побутового навантаження), яке характерно для країн Західної Європи, Росії, України;

- збільшенням навантаження в літні місяці в країнах із жарким кліматом (у зв'язку з ростом побутових навантажень, зрошенням та ін.). Наприклад, у США навантаження в літні місяці перевищують зимові в цілому на 8–10%, що пов'язане з роботою кондиціонерів, вентиляційних систем, систем зрошення.

## 2.2 Доцільне розташування ГЕС та їх використання

У другій половині ХХ століття об'єднані енергосистеми розвивались загалом за рахунок запуску потужних ТЕС з агрегатами потужністю 300, 500, 800, 1200 МВт, АЕС із енергоблоками 500, 1000 МВт і більше. Концентрація потужностей агрегатів і електростанцій, гарантувало значно швидке впровадження потужностей, але в той ж час досить ускладнило покриття графіків навантажень у зоні мінімальних і максимальних навантажень. Ці електростанції мають істотно незначний діапазон регулювання навантаження (табл. 3.1), яке в свою чергу викликає значні ускладнення в енергосистемах при проходженні нічних провалів графіка навантажень, зумовлюючи надлишок енергетичних потужностей, невідкладність заповнення провалів і вирівнювання графіка навантажень або зміни потужності агрегатів цих станцій до технічного мінімуму [7]. Зміна навантаження, часті систематичні зупинки й пуски агрегатів ТЕС, призводять до зниження ККД, перевитрати палива, аварійних ситуацій та підвищення собівартості електроенергії. Найбільш ефективна

робота ТЕС і АЕС в енергосистемі добувається тільки при їх роботі практично з постійно потужністю.

Таблиця 3.1 Характеристика маневрених якостей різних типів електростанцій

Тип електростанції	Технічний мінімум навантаження, в % (відношення мінімальної припустимої потужності до встановленої)	Регулюючий діапазон, в %	Час набору повної потужності, хв.	
			Після зупинки	З гарячого стану
АЕС	85–90	10–15	390–660	60
Потужні ТЕС	70–80	20–30	90–180	20–50
ГТУ	0	100	15–30	0,5
ГЕС	0	100	1–2	0,25–0,5*
ГАЕС	0	200	1–2	0,25–0,5*

Гідроелектростанції мають певні переваги відносно теплових електростанцій, як наприклад:

- процес, отримання електроенергії на гідроелектростанції вельми простіший, ніж на тепловій;
- ККД гідроелектростанцій істотно вище ніж у ТЕС;
- собівартість виробництва електроенергії на великих ГЕС приблизно в 5 разів нижча, ніж на ТЕС такої ж потужності. Це трактується дуже просто – на ГЕС немає необхідності підвозу органічного палива, а це мінус ціна за саме паливо і його перевезення [4]. На ГЕС немає паливних пристроїв і служб, які потрібні для його обслуговування, яке в свою чергу знижує кількість обслуговуючого персоналу і витрати на запасні частини та технічне обслуговування.

В умовах значної нерівномірності добових графіків навантаження в об'єднаних енергосистемах ГЕС реалізують наступні завдання:

– покривають найбільш складну пікову й напівпікову частини графіка навантажень (див. рис. 3.1 та рис 3.2). В той же час ГЕС і ГАЕС при покритті пікової частини графіка навантажень в середньому працюють 2 – 5 годин на добу, а напівпікової частини графіка 5 – 15 годин на добу;

– здійснюють функції аварійного та навантажувального резервів енергосистеми;

– застосовуються як джерела реактивної потужності;

Розміщення ГЕС безпосередньо залежить від природних умов, зокрема, від характеру і режиму річки. У гірських районах здебільшого будуються високонапірні ГЕС, на рівнинних річках працюють установки з меншим напором, але зі значно великою витратою води. Гідробудівництво в умовах рівнин складніше через м'яку геологічну основу, на якій зводиться гребля, а також необхідність мати великі водосховища для регулювання витрати стоку [7]. Будівництво ГЕС на рівнинах спричиняє затоплення прилеглих територій, що зумовлює чималі матеріальні збитки. На гірських ріках зазвичай будують ГЕС із низьконапірними греблями або дериваційні ГЕС.

При сезонному та багаторічному регулюванні водоймища в маловодний період ГЕС покриває пікову частину добового графіку навантажень за рахунок природного припливу води у водоймище та об'єму, раніше накопиченого водоймища [4].

На ГЕС із водосховищем, що має досить велику ємність, доречно розміщувати аварійний резерв системи із непорушним часом роботи. На ГЕС теж розміщують навантажувальний резерв системи для підтримки частоти в енергосистемах.

Значна кількість ГЕС теж працюють у режимі синхронного компенсатора для генерації реактивної потужності.

ГЕС є ваговим системоутворюючим фактором. Формування великих каскадів ГЕС і високовольтних ліній електропередач для видання їх

потужності, у багатьох випадках ставали основою утворення об'єднаних енергосистем.

Робота ГЕС характеризується високою надійністю, імовірність аварійних ситуацій на ГЕС набагато нижча, ніж на ТЕС, в яких аварійні ситуації пов'язані з використанням у технологічному циклі неймовірно високих температур і тисків, великими запасами палива та інше [7].

В загальному ГЕС забезпечують підвищення ефективності та надійності роботи енергосистем та є важливим системоутворюючим фактором.

### 2.3 Економічна ефективність ГЕС

В області електроенергетики розрізняють три основні сфери діяльності:

- виробництво та збут електроенергії;
- передача і розподіл електроенергії;
- забезпечення якості та надійності електропостачання.

Гідроелектростанції за своєю технологією посідають в даній структурі забезпечення якості та надійності електропостачання споживачів електроенергії.

ГЕС якщо зрівнювати з іншими об'єктами електроенергетики забезпечують найефективніший процес продукування електроенергії при найменших експлуатаційних витратах і найдовшому терміну експлуатації. Зважаючи на те, що з часом обладнання і споруди старіють, серйозного значення набуває реконструкція існуючих ГЕС, націлена на подальше вдосконалення технологічного процесу на базі сучасних технологій, збільшення їх потужності й виробітку, забезпечення сучасних вимог з безпеки гідротехнічних споруд та екологічної безпеки, збільшення терміну служби.

Гідроелектростанції (ГЕС) продукують електроенергію, що в 5 разів дешевша, ніж на ТЕС, а численність персоналу тут у 20 разів менша, ніж на АЕС. Коефіцієнт корисної дії ГЕС становить понад 80 % [3].

Економічна ефективність будівництва гідроенергетичних об'єктів в порівнянні з альтернативними варіантами у майбутньому буде тільки зростати, не дивлячись на значні початкові капіталовкладення, зважаючи в першу чергу на великі експлуатаційні витрати електростанцій на органічному паливі, пов'язані з неухильним зростанням цін на паливо, і зростаючі витрати на захисні та природоохоронні заходи з посиленням екологічних нормативів. При комплексному використанні водосховищ ГЕС у багатьох випадках відсутня альтернатива розв'язанню проблем водопостачання, зрошення, захисту від повеней, крім як шляхом побудови водосховищ. Разом з цим головною проблемою розвитку гідроенергетики є мінімізація негативних наслідків для навколишнього середовища.

Нині у світі будуються ГЕС загальною потужністю 170 млн. кВт (що складає 19% потужності ГЕС, які експлуатуються), з них ГЕС потужністю 136 млн. кВт споруджуються в Азії, ще ГЕС потужністю порядку 500 млн. кВт збираються будувати [7].

В ОЕС України, де на ГЕС виробляється тільки 6% загальної кількості електроенергії, а на АЕС близько 50%, виникає надзвичайно гострий дефіцит високоманеврених потужностей, що вимагає прискорення введення в експлуатацію потужностей ГАЕС, які будуються, для покриття пікової частини і заповнення нічних провалів у графіку навантажень, забезпечення швидкодіючого аварійного і частотного резервів в ОЕС України.

При подальшому розвитку електроенергетики на базі гармонічного поєднання атомної і вугільної електроенергетики, гідроенергетики та інших відновлювальних джерел гідроенергетика відіграватиме найважливішу роль в оптимізації структури генеруючих потужностей ОЕС України, забезпечуватиме

її необхідну маневреність, гнучкість і надійність. Сприятливе геополітичне становище України, а також наявність потужних електричних зв'язків дозволяють ОЕС України стати «енергетичним мостом» між об'єднаними енергосистемами країн ЄС і ЄЕС Росії, здійснювати експорт і транзит електроенергії із забезпеченням якості електроенергії у відповідності з вимогами, що існують у країнах ЄС.

#### 2.4 Вплив ГЕС на навколишнє середовище

У наш час ГЕС продукують приблизно 20 % електроенергії у світі. Деякі країни з гірським рельєфом і швидкими річками (Норвегія, Таджикистан, Киргизстан) свої потреби в електроенергії задовольняють переважно за рахунок ГЕС[7]. Порівняно з ТЕС і АЕС гідроелектростанції мають низку переваг:

- вони зовсім не забруднюють атмосферу;
- поліпшують умови роботи річкового транспорту;
- працюючи в парі з ТЕС, беруть на себе навантаження під час максимального (пікового) споживання електроенергії;
- агрегати ГЕС вводяться в дію дуже швидко, на відміну від агрегатів ТЕС, яким потрібно кілька годин для розігрівання й виходу на робочий режим (або ж треба утримувати один з агрегатів ТЕС у «гарячому» режимі, витрачаючи дефіцитне паливо) [8].

Разом із тим ГЕС, особливо ті з них, що побудовані на рівнинних річках, завдають шкоди довкіллю:

- тимчасове вилучення земель під будівельні майданчики для будівництва гідротехнічних споруд, траси і для будівництва виробничих автодоріг;

- у місцевостях, розташованих поблизу водосховищ, піднімається рівень ґрунтових вод, заболочується територія, виводяться із сівозмін великі площі землі;
- на водосховищах тривають обвали берегів, які на окремих ділянках відступили вже на сотні метрів;
- забруднення атмосферного повітря при роботі автотранспортної техніки та роботі установок, проведенні буро-вибухових робіт;
- морфометричні – зміна окреслення та протягу берегових ліній, перерозподіл глибин, зміна площі-водного дзеркала;
- гідрофізичні – збільшення та зменшення водності, перерозподіл водного стоку у просторі та часі, зміна швидкості течії, зміна водообміну та терморезиму;
- гідрохімічні – зміна загальної мінералізації та іонного вмісту, зміна газового (кисневого) режиму, збільшення вмісту органічних та біологічних речовин;
- гідробіологічні та біопродуктивні параметри: зміна флори та фауни, в тому числі зменшення рідкісних, цінних та важливих господарських видів, розвиток шкідливих видів, поява цвітіння води, заростання та заболочення водоймищ, погіршення умов самоочищення.

Побудова об'єктів електроенергетики на гірських річках негативно вплине і на угрупованнях земноводних, які збираються близько русел або у заплавах водоймищах [9]. У даній ситуації, підприємці своїми діями можуть призвести до зникнення плямистої саламандри, личинки якої розвиваються винятково у струмках і потоках, карпатського та альпійського тритонів, для яких переміна гідрологічного режиму позначиться згубно, в тому числі гірської купки і прудкої жаби [10].

Створення штучних водосховищ часто негативно впливає на географічні, економічні та кліматичні характеристики біосфери. З затоплених водосховищами площ переселено десятки мільйонів осіб, перенесено промислові підприємства, шосе, ЛЕП, трубопроводів та ін. Насамперед, це торкається побудови водосховищ, які затоплюють значні площі сільськогосподарських угідь та лісів. На кожний кіловат потужності гідроелектростанції затоплюється близько 300 м<sup>2</sup> території. На сьогоднішній день на території минулого СРСР під водою поховано близько 100 тисяч км<sup>2</sup> родючих ґрунтів.

Через зарегульованість малих річок та зниження водного потоку при будівництва нових малих ГЕС перед місцевими громадами постає загроза зменшення чи повного зникнення туристичного потоку, що подекуди є єдиним засобом заробітку для населення. Так само зарегулювання малих річок погано позначається на рибне господарство. Побудова малих гідроелектростанцій на гірських річках призводить до повного зникнення осетрових і лососевих риб, через замулення водоймищ та зменшення рівня води в них, а також заняття їх ніші озерними видами (найчастіше щукою та окунем) [4].

Головною рисою зарегульованих малих річок є те, що рівень води в них коливається в залежності від потреб ГЕС. Дуже часто такі коливання трапляються кожного дня в межах 1 метра. Береги річки формуються крутими і вузькими, а складові їх речовини (пісок, глина і ін) систематично вимиваються [11]. Через це відбувається замулення річки, у тому числі прибережна рослинність уздовж руслових водосховищ часто формує вузьку смугу без ознак зональності близько самого високого рівня води, а внизу подекуди можна зустріти болотні і водні рослини.

За різних режимів експлуатації ГЕС в районах їх розміщення можуть проявлятися мікрокліматичні зміни, процеси підтоплення та заболочування, переробка та абразія берегової лінії, трансформація режиму ґрунтових вод, зона



тимчасового затоплення територій, зміна рівнів та швидкості води у річці, замулення верхніх б'єфів, руслові трансформації та глибинна ерозія у нижніх б'єфах, зміни гідрохімічного та льодотермічного режимів річки тощо [13]. Масштаб вищезазначених трансформацій визначається величиною підпору води, а їх характер може формулювати стан наземних екосистем буферних територій, ареали поширення представників флори та фауни, обставини їх існування та розмноження в зоні тимчасового затоплення тощо.

Якщо підсумувати всі ці збитки від будівництва й роботи ГЕС на рівнинних та гірських територіях, стає ясно, що тлумачення про «найдешевший кіловат», який нібито дають ГЕС, не відповідає дійсності. Очевидно, те що великі ГЕС доцільно зводити лише у гірських районах. Можливо, у майбутньому нам або навіть нашим потомкам необхідно буде спускати воду із деяких «рукотворних морів» наприклад на Дніпрі.

## 3 ДНІСТРОВСЬКА ГЕС В БАЛАНСІ ПОТУЖНОСТІ ОЕС

### 3.1 Призначення Дністровської ГЕС-1

Основу енергетики України складають енергоблоки теплових і атомних електростанцій (ТЕС і АЕС), потужність яких сумарно дорівнює більше 90% від загальної потужності всієї генерації енергосистеми України. Вихід з даних ситуації, закладений в проекти енергоблоків ТЕС і АЕС, що прогнозує їх роботу у базовому режимі. Головним чином це торкається енергоблоків АЕС, де невідкладність роботи з базовим навантаженням зумовлена критеріями забезпечення безпеки експлуатації.

Істина потреба споживачів в електроенергії серйозно змінюється на протязі доби, досягаючи максимуму в ранкові і вечірні години і мінімуму в нічний час.

Енергоблоки українських атомних електростанцій не мають змоги змінювати потужність і працюють тільки у базовому режимі. Частка ж маневрених гідроелектростанцій (ГЕС) незначна (8,7% від потужності енергосистеми) і звісно мала для покриття добових коливань навантаження, що сягає 6000 – 8000 МВт.

Через те велика частка в регулюванні потужності енергосистеми примусово здійснюється енергоблоками ТЕС, які для цього не призначені, що

призводить до істотного зниження економічності і прискореного зносу устаткування ГЕС [1].

Інакше кажучи, енергосистема України має дефіцит пікових потужностей, що негативно відбивається на ефективності, ресурсу і надійності роботи всієї енергосистеми. Брак пікових потужностей в енергосистемі України до останнього часу складав до 2000 МВт, а в даний момент, з огляду на запровадження в експлуатацію нових базових енергоблоків на Хмельницькій і Рівненській АЕС (2×1000 МВт), цей показник можна оцінити у 3000 МВт з тенденцією до зростання. Реалізації для достатнього збільшення потужності ГЕС в Україні, фактично використані [2]. Більше того, на даний час в ОЕС України більш складним є проходження нічного провалу споживання через значну долю базових потужностей, а потужності ГЕС беруть участь у регулюванні енергосистеми в години пікового навантаження і не мають технологічної можливості для регулювання надлишків генерації в години нічного провалу.

Дністровська ГЕС-1 - одна з найсучасніших гідроелектростанцій України, що має унікальне конструктивне вирішення. Унікальна за комплексним призначенням, конструктивними особливостями, компоновальними рішеннями, складом і конструкцією обладнання. Поряд з нею на правому березі ріки, разом з будівництвом ГЕС, створювалось місто енергетиків Новодністровськ. Генеральним проектувальником Дністровського комплексного гідровузла є проектно-дослідний інститут "Укргідропроєкт". Будівництво Дністровської ГЕС-1 почалось в 1973 році. 29 липня 1977 будівельники Дністровської ГЕС змінили русло річки поблизу селища Новодністровськ. Операція пройшла успішно і зайняла 1 годину 10 хвилин. В 1981 введено в експлуатацію два перших гідроагрегати ГЕС встановленою потужністю по 117 МВт кожний, а в

1983 році гідроелектростанція досягла своєї повної встановленої потужності 702 МВт.

ГЕС у наш час виробляють близько 20% електроенергії. Деякі країни з гірським рельєфом, швидкими річками в основному забезпечують свої потреби в електроенергії за рахунок ГЕС.

В даний час в ОЕС України основні ускладнення виникають якраз при проходженні нічного провалу споживання, що зумовлено значною частиною базових потужностей в балансі енергосистеми. В періоди паводку на ГЕС та зменшення загального споживання електроенергії в літній період ситуація ще більш загострюється [5]. Наявність додаткових газотурбінних потужностей не дасть змоги зменшити величину генерації під час нічного провалу споживання, отже, забезпечити повноцінну, без обмежень, роботу енергоблоків АЕС (особливо з урахуванням нових потужностей Х2 та Р4) та уникнути вимушених зупинок на ніч 5-7 енергоблоків ТЕС (як це робиться в останній час).

### 3.2 Характеристика споруд станції

Дністровська ГЕС-1 в конструктивному виконанні являє собою складну конструкцію, яка поєднує в собі плоскі поздовжні бички, що мають вирізи підприміщення з поперечними вертикальними і похилими криволінійними монолітними залізо-бетонними плитами напірних стін, верхнього, нижнього б'єфів і водозливу.

Споруда ГЕС-1 має довжину - 215 м., ширину - 75 м. і максимальну висоту 80 м. Споруда I-II ступеня вогнестійкості.

Основним приміщенням споруди є машинний зал з шістьма агрегатами, поряд з кожним агрегатом змонтовано по дві вертикальні ємності для системи регулювання турбіни і баком МНУ. В одній із ємностей знаходиться 8м<sup>3</sup> масла під тиском 40 кгс/см<sup>2</sup>. Зі сторони нижнього б'єфу в машзалі знаходяться

електрощити 0,4 кВ і комплектний розподільчий пристрій (КРП) 10 кВ. Вздовж машзалу на відмітці 71,8 знаходиться кабельне приміщення з 11 відсіками і кабельний тунель, під ГЩУ на відмітці 79 - кабельний напівповерх. По всій Ш-2 відмітки 71,8 до відмітки 99,0 проходить дві кабельних шахти №1 і №2 і дві шахти №3 і №4, по вісі сходів №8 з відмітки 71,8 до відмітки 99,0. На відмітці 99,0 встановлено трансформатори ТЦ-250000/330, ТЦ-250000/110 і один трансформатор ТДЦ-250000/330 в яких знаходиться до 45т трансформаторного масла в кожному. Аварійний злив масла передбачено в підземні баки ємністю по 85м<sup>3</sup>, який знаходиться на відмітці 82,0 перед спорудою ГЕС. На цьому майданчику знаходиться відкритий маслосклад з 10 резервуарами ємністю 63м<sup>3</sup> кожний. На відмітці 63,85 знаходиться коридор, в ньому по одну сторону розміщені маслопроводи, а по другу приміщення апаратних і бакових турбінного та трансформаторного масла, а також приміщення реверсних і компресорних. На відмітці 59,00 знаходяться два баки аварійного зливу масла по 16м<sup>3</sup> кожний.

На лівому березі річки розміщено відкриту розподільчу установку (ВРУ) 330/110 кВ, на якому змонтовано два автотрансформатори АТ АЦТН-200000/330/110, ТДН-16000/35/10, в яких знаходиться по 10т масла.

### 3.2.1 Фекальна насосна Г<sup>го</sup> підйому.

Фекальна насосна І підйому призначена для відкачки побутових і стічних вод із споруди ГЕС на локальні очисні споруди Дністровської ГЕС-1. В машинному відділенні насосної встановлено два насоси типу ФГ2/26 з електродвигунами потужністю 4кВт. В дренажному приймку встановленні датчики рівня, які спрацьовують при різних рівнях рідини. В машинному відділенні встановлено датчик сигналізації затоплення насосної.

### 3.2.2 Бойлерна споруди ГЕС-1 відмітка 75,7.

В бойлерній встановлено 7 котлів типу КЭВ-100/4 (котел електродний водогрійний). Кожен котел може працювати в системі опалення чи гарячого водопостачання. Переведення котла здійснюється за допомогою системи вентилів. В бойлерній встановлено 4 насоса:

- НО-1, НО-2 - використовуються в опалювальний сезон для системи опалення та гарячого водопостачання;
- НПО-1, НПО-2 - рекомендовано використовувати в літній час для системи гарячого водопостачання.

Для підживлення системи опалювання та гарячого водопостачання встановлено розширювальний бак з електромагнітним вентилем.

В бойлерній знаходиться щитова, де встановлені шафи управління котлами - по одній на кожен котел, дві шафи управління насосами і електромагнітним вентилем підживлення, а також шафа управління електрофільтром.

### 3.2.3 Насосна дренажу відмітка 48,7.

Насосна дренажу призначена для відкачки дренажних вод споруди ГЕС в нижньому б'єфі. В насосній встановлено 3 відцентрових насоса типу 4АМУ225 з електродвигунами потужністю 55 кВт. В насосній встановлено 3 шафи з контакторами і дві шафи управління. Датчики рівня встановлені в дренажному напрямку. Управління здійснюється в ручному та автоматичному режимах. Вибір режиму роботи здійснюється ключем управління, який має наступні положення:

- |              |          |
|--------------|----------|
| - відключено | - робота |
| - ручне      | - резерв |

### 3.2.4 Насосна відкачки відмітка 52,6

Насосна відкачки призначена для відкачки води в нижній б'єф при осушенні агрегатів і від потоків води попри затвори. В насосній встановлено 3 відцентрових насоса типу Д1000-40 з електродвигунами потужністю 160 кВт. В насосній встановлені шафи з контакторами для кожного насоса і загальна шафа управління. Датчик рівня встановлено в колодязі насосної відкачки. шафи управління. Датчики рівня встановлені в дренажному напрямку. Управління здійснюється в ручному та автоматичному режимах. Вибір режиму роботи здійснюється ключем управління, який має наступні положення:

- |              |          |
|--------------|----------|
| - відключено | - робота |
| - ручне      | - резерв |

### 3.2.5 Компресорна споруди ГЕС відмітка 75,7

Компресори високого тиску призначені для зарядки котлів МНУ, а компресори низького тиску -- для систем гальмування агрегатів, технічних потреб. В компресорній встановлено 3 компресори високого тиску КВД1/3 та 3 компресори низького тиску КНД4/6. Як приводи компресорів використовуються електродвигуни потужністю 40 кВт. В компресорній встановлені шафи управління - по одній для кожного компресора і дві загальні шафи автоматики - по одній для КВД1/3 і КНД4/6. В загальній шафі управління знаходяться реле автоматики і сигналізації КВД1/3. Електроконтактні термометри і манометри - датчики температури і тиску встановлені в місцях на компресорах та магістралях. На компресорах КВД1/3 встановлені вентилятори

для обдуву. Компресори КВД1/3 і КНД4/6 можуть працювати в ручному та автоматичному режимах. Вибір режиму роботи здійснюється ключем управління, який має наступні положення:

- |              |          |
|--------------|----------|
| - відключено | - робота |
| - ручне      | - резерв |

### 3.2.6 Бойлерна гідроцеху.

В бойлерній гідроцеху встановлено 2 котла типу КЭВ-100/0,4 (котел електродний водогрійний). Кожен з котлів може працювати в системі опалення і гарячого водопостачання. Переведення здійснюється за допомогою системи вентилів. В бойлерній встановлено 2 насоса - НЦ-1, НЦ-2, які використовуються в системі опалення та гарячого водопостачання. Для підживлення водою системи гарячого водопостачання та опалення на даху споруди гідроцеху встановлено розширювальний бак з шаровим краном. В бойлерній встановлено дві шафи управління котлами - по одній на кожен котел і одна шафа управління насосами з датчиком рівня води. Біля кожного котла встановлено в масляному стакані електроконтактний термометр. Над шафою управління насосами НЦ знаходиться сигналізатор рівня води в розширювальному баку, в якому відповідно є датчик рівня.

## 3.3 Гідормеханічне обладнання

### 3.3.1 Щитове відділення верхнього б'єфу

Механічне обладнання щитової стінки верхнього б'єфу призначено для перекриття дванадцяти вхідних отворів водоприймача і дванадцяти отворів водозливу ГЕС. У першому пазі встановлено глибинні, вертикальні,



чотирьохсекційні сміттєзатримуючі ґрати 7,5 x 21,1 x 3,0, призначені для запобігання доступу в проточну частину турбіни сміття та великих плаваючих тіл. У перший паз передбачається також встановлення ремонтного затвору 7,5 x 15,3 x 43. У другий паз встановлюється аварійно-ремонтний затвор 7,5 x 19,0 x 49,0. Затвор призначений для перекриття водоприймача турбіни у випадку аварії з агрегатом, а також при осушенні проточної частини агрегату для огляду та ремонту.

Сміттєзатримуючі ґрати прольотом 7,5 м і висотою 21,1 м розраховані на перепад 3 м. Кількість ґрат 13, у т.ч. 1 комплект запасних.

ґрати зварні, складаються з чотирьох секцій. Кожна секція виконана з вертикально розташованих смуг, з'єднаних загальним каркасом з ригелів і стійок.

Для зменшення загальних втрат напору конструкцію сміттєзатримуючих ґрат виконано обтікаючої форми, а площа ригелів збігається з напрямком струменя в потоці перед отвором. Відстань між стрижнями 150 мм. Обпирання здійснюється через металеві штаби на закладні частини. Для направлення руху в пазах і для обмеження бічних перекосів ґрати обладнані бічними напрямними.

Маневрування здійснюється козловим краном ВБ за допомогою захватної балки. Для аварійного підйому передбачені вушка з відстанню між точками підвісу 8,0 м.

Затвор ремонтний - плоский, ковзний, 4-х секційний. Перекриває отвір прольотом 7,5 м, висотою 21,1 м і сприймає напір 43 м. Обшиття затвору товщиною 30 мм розташоване з безнапірної сторони. Тиск на пазові конструкції передається через металеві штаби з вкладишами "масляніту Д". Ущільнюючий контур затвора знаходиться з безнапірної сторони. Бічні ущільнення з гуми типу П, встановлюються на спеціальні марки, приварені до безнапірної поверхні затвору. Нижнє ножове ущільнення - гума листова. Установлюється затвор у пази сміттєзатримуючих ґрат.

Маневрування затвором здійснюється попарно зчепленими секціями козловим краном за допомогою захватної балки в безнапірному стані. Тиск з обох сторін затвору вирівнюється шляхом підриву верхньої секції або зчепу з двох секцій. Крім того, нижні дві секції цього затвору в зчепі можуть використовуватися як аварійно-ремонтний затвор поверхневого водоскиду. Затвор необхідно зберігати в затворосховищі.

Аварійно-ремонтний затвор - плоский, ковзний, 3-х секційний. Перекриває отвір прольотом 7,5 м, висотою 19 м і сприймає напір 49 м (з врахуванням ФПУ). Нижня секція складається з чотирьох монтажних марок. Марки з'єднуються між собою металевими смугами (діафрагмами) за допомогою зварки та накладками за допомогою болтів. Кожна марка складається з трьох ригелів, двох опорно-кінцевих стійок. Обшиття затвору товщиною 30 мм, на нижній секції розташоване з напірної сторони, на середній та верхній секціях - з безнапірної сторони. Тиск на пазові конструкції передається через металеві штаби з вкладишами "масляніту Д".

Ущільнюючий контур затвору виконаний з безнапірної сторони. Бічне ущільнення і верхнє горизонтальне виконані з гуми грушоподібної форми типу П та встановлюються на спеціальні балки марки К, приварені до площин затвору. Нижнє ножове ущільнення - гума листова. Опускання затвору здійснюється під напором. Посадка забезпечується тиском стовпа води на верхній ригель нижньої секції. Підйом здійснюється в безнапірному стані. Для вирівнювання тиску підривається верхня секція.

Маневрування затвором здійснюється козловим краном за допомогою захватної балки з однією точкою підвісу. Зберігання затвору здійснюється в затворосховищі.

Затвор плоский, ковзний, 2-х секційний. Перекриває отвір прольотом 7,5 м, висотою 15,3 м і сприймає напір 43 м. Даний затвор використовується як основний затвор на водозливі і перекриває дванадцять водозливних отворів.

Нормальний підпірний горизонт, що утримує затвори, має відмітку 121 м. Підйом і посадка затворів здійснюється під напором. Затвор працює при часткових відкриттях - три ступіні з кроком по 3 м.

Маневрування затвором здійснюється за допомогою козлового крана ВБ і захватної балки.

Грейфер плоскочелюстний гідравлічний, призначений для очищення сміттєзатримуючих ґрат та простору навколо ґрат. Для направлення руху грейфера відносно сміттєзатримуючих ґрат передбачені спеціальні пази для коліс грейфера. Очищення сміттєзатримуючих ґрат від сміття здійснюється в спокійній воді при зупиненому агрегаті.

По конструкції грейфер складається з рами із нерухомою щелепою, чотирьох шарнірно прикріплених поворотних щелеп, робочих і бічних коліс, мастилопроводу, гідроциліндрів та маслонапорної установки. Грейфер гідравлічної дії, поворотом щелеп досягається захоплення і звільнення сміття.

Живлення до двигуна маслонапірної установки подається через гнучкий кабель, що рухається за підвіскою з грейфером. Керування грейфером здійснюється з кабіни козлового крана ВБ.

Для збереження затворів ВБ на правобережному стояні розташовано затворосховище закритого типу, що має 10 касет із прольотом 7,5 м для збереження чотирьох аварійно-ремонтних затворів, двох ремонтних затворів і запасних сміттєзатримуючих ґрат. У спеціальному приямку закритого типу, розташованому поруч із затворосховищем, зберігаються дві захватні балки та грейфер.

### 3.3.2 Щитове відділення нижнього б'єфу

Затвор ремонтний - плоский, ковзний, 3-х секційний. Перекриває отвір прольотом 7,5 м, висотою 7,76 м і сприймає напір 20,11 м. Призначений для

перекриття вихідних отворів відсмоктуючих труб, з метою відділення останніх від нижнього б'єфу при ремонтах і оглядах агрегатів.

Ремонтний затвор встановлюється в пазах бичків з нижнього б'єфу. Загальна кількість затворів - 4 шт., що дозволяє забезпечити при необхідності одночасне виведення в ремонт або огляд проточної частини двох агрегатів. Опускання затвору здійснюється посекційно в безнапірному стані. Підйом затвору здійснюється шляхом підриву верхньої секції відкриттям байпасного пристрою. Час вирівнювання тиску між НБ і відсмоктуючою трубою - до 10 хв. Маневрування затворами здійснюється мостовим краном НБ.

Для збереження затворів НБ на лівобережному стояні розташовано затворосховище закритого типу, що має 4 касети для збереження чотирьох ремонтних затворів.

### 3.4 Компонування гідроагрегата станції

Гідроагрегат являє собою поворотно-лопатеву турбіну типу ПЛ60-В-600, з'єднану з гідрогенератором типу ГСВ-1230/140-48.

Таблиця 3.1

#### Гідроагрегати Дністровської ГЕС-1

Станційний номер ГА	1	2	3	4	5	6
Зав. номер гідротурбіни	125821	125822	125824	125823	125825	125826
Зав. номер гідрогенератора	22191	22192	22194	22193	22195	22196
Дата введення в експлуатацію	31.12.81	31.12.81	18.12.82	30.09.82	26.09.83	15.12.83

Турбіна ПЛ60-В-600 - поворотно-лопатева, вертикальна з діаметром робочого колеса 600 см.

Основні параметри турбіни:

- максимальний напір - 54,5 м;
- розрахунковий напір - 40,0 м;
- мінімальний напір - 28,0 м;
- номінальна потужність - 119,5 МВт;
- діаметр робочого колеса - 6 м;
- кількість лопатей робочого колеса - 7;
- номінальна частота обертання - 125 об/хв.

Витрати води через турбіну:

- при розрахунковому напорі і номінальній потужності - 330 м<sup>3</sup>/с;
- на холостому ході і номінальному напорі - 25 м<sup>3</sup>/с;
- висота відсмоктування при  $H_p$  і  $N_p$  - 9,5 м;
- максимальне значення КПД - 93,5 %.

Гідрогенератор ГСВ-1230/140-48 - синхронний, вертикальний трифазного струму.

Технічна характеристика генератора:

- номінальна потужність - 117 МВт (137,600 МВА);
- номінальна напруга - 13,8 кВ;
- коефіцієнт потужності - 0,85;
- частота - 50 Гц;
- номінальний струм статора - 5760 А;
- номінальний струм збудження - 830 А;
- напруга збудження - 330В;
- максимальне значення КПД - 98 %;
- частота обертання - 125 об/хв;

- кількість полюсів - 48;
- діаметр ротора - 11430 мм.

Гідравлічна поворотно-лопатева турбіна вертикального виконання є приводом гідрогенератора трифазного струму зонтичного типу з опорою підп'ятника на кришці турбіни. Діапазон робочих напорів від 28 м до 54,5 м.

Вал турбіни і генератора єдиний, приєднується до втулки генератора болтами, має два направляючі підшипники на рідкому масляному змащенні: один генераторний, другий турбінний.

Направляючий апарат турбіни створює і змінює напрямок потоку, що надходить на робоче колесо, регулює витрати води відповідно до заданої потужності агрегату. Поворот направляючих лопаток здійснюється чотирма прямоосними хитними сервомоторами за допомогою регулюючого кільця і механізму повороту лопаток.

Розворот лопатей робочого колеса здійснюється власним сервомотором, розташованим усередині корпусу робочого колеса.

Статор турбіни служить для сприйняття та передачі на фундамент будинку ГЕС навантажень від ваги турбіни, генератора, частково від бетонного масиву станції, а також перемінних навантажень, пов'язаних з тиском води.

Камера робочого колеса виконана зварної конструкції з чотирьох частин. З'єднання частин виконано зварюванням при монтажі. Проточна частина виготовляється з біметалічних листів, покритих плакуючим шаром, з корозійно-стійкої сталі. Для забезпечення твердості конструкції до зовнішньої сторони обичайки приварюються вертикальні та горизонтальні ребра з вуглецевої сталі.

Шахта турбіни являє собою циліндр із привареними зовні горизонтальними і вертикальними ребрами. Для запобігання фільтрації води в

шахту турбіни вона зсередини облицьована листами з вуглецевої сталі. До шахти приварена ніша для установки ежектора.

Кришка турбіни виконана зварної конструкції з двох частин. З'єднання частин болтове. У верхньому листі кришки виконано чотири отвори, куди запресовуються та кріпляться чотири опори, на які навішуються чотири хитні сервомотори. У кришці турбіни виконано два люки для доступу в проточну частину турбіни.

Кришка турбіни зовнішнім фланцем кріпиться до статора, на верхній фланець кришки встановлюється опора підп'ятника, до нижнього фланця кріпиться обтікач кришки турбіни. Кришка турбіни виконана разом з опорою та ванною регулюючого кільця.

Опора підп'ятник зварної конструкції, являє собою обичайку у виді зрізаного конуса, обребрену усередині вертикальними ребрами. На верхній частині опори встановлюється ванна підп'ятника ротора генератора. Через проріз у конічній обичайці опори забезпечується доступ до механізмів, розташованих на кришці турбіни. До опори приварена рейка, на якій змонтована кран-балка вантажопідйомністю 3 т для обслуговування кришки турбіни.

Для візуального спостереження величини тиску або вакууму в заданих зонах проточної частини агрегату, при вході в шахту турбіни, на спеціальному щиті змонтовані вимірювальні прилади:

- манометр ОБН-1-100,  $0 \div 6$  кгс/см<sup>2</sup> для виміру тиску в спіральній камері;
- мановакууметр ОБМВ-1-100,  $-1 \div 0 \div 5$  кгс/см<sup>2</sup> для виміру величини вакууму за направляючим апаратом і перед робочим колесом;
- мановакууметр ОБМВ-1-100,  $-1 \div 0 \div 1,5$  кгс/см<sup>2</sup> для виміру величин вакууму в камері робочого колеса.

### 3.4.1 Режим роботи гідроагрегата

Гідроагрегати ДсГЕС можуть працювати в наступних режимах:

- а) на холостому ході;
- б) в генераторному режимі;

У зв'язку з підвищеною вібрацією агрегату при роботі на холостому ході, режим х.х. допускається тільки у виняткових випадках: для виконання налагоджувальних робіт і т.п.

Робота агрегату (турбіни) допускається при напорах, які не виходять за межі встановлених заводом-виготовлювачем значень максимального - 54,5 м та мінімального - 28,0 м напорів.

Максимальний напір встановлено виходячи з умов міцності робочого колеса, направляючого апарата, вала та інших частин турбіни. При напорах нижче мінімального виникають несприятливі гідравлічні режими в проточній частині, різке зниження КПД, збільшення інтенсивності кавітаційної ерозії.

Висота відсмоктування не повинна перевищувати значення, встановленого заводом. Висота відсмоктування  $H_s = - 9,5$  м, відраховується від осі повороту лопатей робочого колеса (відм. 62,45 м) до рівня нижнього б'єфу.

Горизонтальна вібрація корпусу турбінного підшипника та хрестовини генератора не повинні перевищувати допустиме вібропереміщення 0,15 мм, допустиму середньоквадратичну віброшвидкість 6,4 мм/с.

Допустима величина биття вала у турбінного підшипника не повинна перевищувати 0,4 мм, у генераторного підшипника - 0,3мм.

Пускове відкриття направляючого апарата складає 25 %  $a_{0max}$  по шкалі на гідромеханічній колонці керування регулятора, пусковий кут лопатей робочого колеса - + 5°.

При скиданні потужності параметри регулювання повинні забезпечувати наступні гарантовані величини:



а) найбільший тиск на відмітці стелі спіральної камери не повинен перевищувати  $7,5 \text{ кг/см}^2$  по мановакуумметру на щиті приладів;

б) збільшення частоти обертання при скиданні максимального навантаження не повинне перевищувати для всіх напорів нетто 150 % від номінального значення 125 об/хв. (максимальна розгінна частота обертання при збереженні комбінаторної залежності - 260 об/хв.).

Якщо одна з гарантуємих величин перевищує допустиме значення, коректується час закриття направляючого апарата (змінюю ходу його головного золотника).

Час повного відкриття направляючого апарату	- 15 сек.
Час повного закриття направляючого апарату (від дії регулятора)	- 20 сек.
Час закриття направляючого апарату до зони демпферування	- 15 сек.
Час закриття направляючого апарату через золотник аварійного закриття (ЗАЗ)	- 60 сек.
Час на розгортання лопатей робочого колеса	- 25 сек.
Час на згортання лопатей робочого колеса	- 50 сек.

Підп'ятник і підшипники допускають багаторазові пуски і зупинки без обмежень при використанні масла нормальної якості. Пуск агрегату дозволяється при температурі масла в підшипниках і в системі регулювання не нижче  $+10^\circ\text{C}$ .

Опір ізоляції корпусу генераторного підшипника, при повністю зібраних маслопроводах, вимірюється мегомметром на 1000 В і повинен бути не менше  $0,3 \text{ МОм}$  при  $10 \div 30^\circ\text{C}$ .

Номинальна потужність генератора відповідає його номінальній тривалій потужності при номінальних значеннях наступних величин: напруги і струму статора, коефіцієнта потужності, частоти при симетричному навантаженні і температури охолоджуючого повітря, рівній 35°C.

Гідрогенератор зберігає номінальну потужність при одночасних відхиленнях напруги на виводах до  $\pm 5\%$  і частоти до  $\pm 2,5\%$  від номінальних значень, при цьому в режимах роботи з підвищеною напругою і зниженою частотою сума абсолютних значень відхилень (у %) напруги і частоти не повинна перевищувати 6 %.

Гідрогенератор, при номінальній частоті обертання і коефіцієнті потужності не нижче номінального значення, допускає тривалу роботу при відхиленнях напруги від номінального значення на  $\pm 10\%$ .

Набір активного навантаження на агрегаті здійснюється ступінями, без обмеження інтервалу між ними. Швидкість підвищення струму статора і ротора генератора не обмежується.

Гідрогенератор допускає роботу в режимі зарядки лінії електропередачі при номінальній напрузі і частоті з потужністю 90000 кВА (без зміни напрямку струму збудження) тривалістю до 3-х хвилин.

При тривалій роботі з номінальним навантаженням гранично допустимі температури активних частин гідрогенератора (при температурі охолоджуючого повітря 20...55 °C) слідуючі:

- обмотка й активна сталь статора - абсолютна температура 120°C, перевищення температури нагріву над охолоджуючим повітрям не повинно бути більшим за 85°C;

- обмотка ротора - абсолютна температура 130°C, перевищення температури нагріву над охолоджуючим повітрям не повинно бути більшим за 95°C;

Гідрогенератор допускає тривалу роботу при несиметричному навантаженні, якщо струми у фазах не перевищують номінального значення і різниця струмів у фазах не перевищує 15% номінального струму фази (0,864 кА).

При виникненні несиметрії, що перевищує припустиму, необхідно прийняти міри для виключення або зменшення несиметрії або зниження навантаження. Якщо зменшити несиметрію або знизити до припустимих меж токове навантаження на протязі 2-х хвилин неможливо, необхідно відключати генератор.

При роботі генераторів з несиметричним навантаженням необхідно ретельно контролювати їхній тепловий стан і, у випадку підвищення температури понад припустиму - негайно розвантажити генератор.

Робота генератора в асинхронному режимі не допускається. Гідрогенератор при випаданні із синхронізму через зменшення струму збудження, через втрату збудження або з інших причин, повинен негайно відключатися від мережі захистом. У випадку відмови спрацювання захисту персонал повинен діяти згідно розділу № 9 Інструкції О-2.

Робота гідрогенератора з однофазним замиканням у ланцюзі статора не допускається. З появою однофазного замикання на землю в одній з фаз обмотки статора, гідрогенератор повинен автоматично відключатися, а при відмові захисту повинен бути негайно розвантажений і відключений від мережі.

Робота гідрогенератора з замиканням на землю в ланцюзі збудження не допускається. З появою замикання на землю в ланцюзі збудження гідрогенератор повинен бути негайно розвантажений і відключений від мережі.

Гранично допустимі температури нагріву окремих частин генератора встановлені заводом-виготовлювачем і складають:

- обмотка статора - 120 °С

- обмотка ротора - 130 °С
- сталь статора - 120 °С

Максимально допустима температура масла в ваннах підшипників (генераторного, підп'ятника, турбінного) агрегатів - 60°С. Мінімально допустима температура масла - 10°С.

Температура повітря, що вимірюється термометрами опору на виході з повітроохолоджувачів, у всіх тривалих режимах роботи повинна бути не менше 20°С і не більше 55°С. Робота гідрогенератора з температурою охолоджуючого повітря вище +55°С недопустима.

При відхиленні температури охолоджуючого повітря від номінальної (40°С) у зазначених межах (20 ÷ 55°С), а також при виході з ладу одного повітроохолоджувача, допустиме тривале навантаження гідрогенератора встановлюється при умові, щоб температура його активних частин не перевищувала найбільших значень температури

### 3.5 Система тиристорного збудження гідрогенераторів

Збудження гідрогенераторів здійснюється від системи тиристорного збудження типу **СТС-370-1600-2,5УХЛ4**. Система тиристорного самозбудження (СТС) призначена для збудження синхронного генератора та підтримки напруги на його виході в відповідності з уставкою та заданим статизмом.

На Дністровській ГЕС-1 використовуються СТС двох модифікацій:

-Тиристорні збуджувачі першої модифікації встановлений на гідрогенераторах №3 і №5.

-Тиристорні збуджувачі другої модифікації встановлені на гідрогенераторах №1, №2, №4, №6.

Конструктивно вони виконані однаково, але існують відхилення схемного рішення, внутрішньоконструктивного та позиційного позначення.

Панелі СТС розташовані в районі агрегатних щитів кожного гідрогенератора на відм. 75,8.

Функціонально захисти СТС умовно діляться:

- основні – які діють на відключення АГП і РГП з гасінням поля генератора
- допоміжні – які діють на відключення АРВ і переведення керування на БДУ.

Захисні функції виконують також ряд обмежувань і блокувань, а також релейного захисту, які забезпечують захист перетворювачів ТП-1, ТП-2.

Основними захистами є:

а) захист від втрати збудження – спрацьовує при зниженні струму збудження до рівня  $I_d \leq 100A$ . Діє на АГП, РГП;

б) захист від зниження частоти – спрацьовує при зниженні частоти генератора

до 45Гц при його роботі на х.х. Діє на АГП, РГП.

в) неуспішне початкове збудження – спрацьовує через 20сек. з моменту подачі команди на збудження генератора, якщо напруга генератора за цей час не дійде рівня, якій дорівнює 60% від  $U_{гн}$ . Діє на РГП.

г) захист при відмові пристрою обмеження – спрацьовує при досягненні струму ротора більше двохкратного. Діє на АГП, РГП  $t_{спр.} = 0,1$  сек.

д) електричні захисти генератора - дія вихідних електричних захистів генератора на відключення АГП, РГП.

е) гідромеханічні захисти – працюють по сигналу від ГМЗ генератора і при нормальній зупинці. Діють на РГП.

і) несправність обох перетворювачів – захист відключає АГП, РГП, якщо є несправності обох перетворювачів, які приводять їх до відмови.

ж) захист від тривалого форсування – спрацьовує при тривалому форсуванні більше 50 сек. Діє на АГП, РГП.

Допоміжні захисти: діють на відключення АРВ:

а) при відмові пристрою обмеження – захист працює по першій ступені, якщо струм збудження перевищує двохкратний від номінального.

б) захист від втрати живлення – працює при відключенні автоматів живлення

АРВ одночасно по змінному і постійному струму.

в) захист від втрати опорної напруги – спрацьовує при відключенні автомата

SF4 “Кола напруги АРВ”, розташованого в шафі ТНГ.

г) захист від підвищення напруги – спрацьовує при досягненні напруги генератора  $U_{Г} = 1,17U_{н}$ .

д) захист від тривалого форсування – спрацьовує при тривалості форсування

$t_{спр} \geq 47$  сек.

В якості електричного захисту використовуються програмні багатофункціональні мікропроцесорні пристрої фірми "ALSTOM", а також деякі реле ЧЭАЗ.

Пристрої захисту розташовані в спеціальних шафах (АЩУ пн 3,4) і на пан.7 АЩУ.

Захист генераторів розділені на дві системи, працюючих незалежно і живлячих від окремих автоматів оперативного струму і трансформатора струму. Пристрої захисту включають в себе наступні функції:

Система N1:

а) захист від струмів зворотної послідовності;

б) захист від втрати збудження;

в) захист від перенапруг;

- г) захист від замикання на землю обмотки статора;
- д) дистанційний захист;
- е) захист від замикання на землю кіл збудження (ротора);
- ж) максимальний струмовий захист трансформатора системи збудження генератора;

Система N2:

- а) повздовжній диференційний захист;
- б) максимальний струмовий захист з блокуванням по напрузі;
- в) захист від зворотньої потужності;
- г) захист від підвищення частоти;
- д) захист від замикання на землю обмотки статора;
- е) перезапуск генератора;
- ж) захист від несиметричних напруг ТН генератора;

Функції захисту системи N1 виконуються в багатофункціональних реле наступних типів:

- а,б,в,г,з) - LGPG111
- д) - TZ 3111
- е) - TOG
- ж) - KCGG142

Функції захисту системи N2 виконуються в багатофункціональних реле типів:

- а,б,в,г,д,ж) - LGPG111
- е) - KCGG142

Все обладнання, що забезпечує нормальну роботу турбіни і системи регулювання, розташовано в шахті турбіни і поблизу турбіни в приміщенні машзалу, для обслуговування якого встановлені площадки та сходи, що забезпечують зручне і безпечне обслуговування вузлів турбіни.

### 3.6 Ризики проекту Дністровської ГЕС-1

Україна відчуває сильний дефіцит пікових енергогенеруючих потужностей, в той же самий час попит на електроенергію піддається як сезонним, так і добовим коливанням. Відзначається його збільшення у зимовий період, у періоди денного і вечірнього піків добового графіку навантаження енергосистеми. В цих умовах можливість постачання в оптовий ринок електроенергії України пікової електроенергії практично гарантована.

Недосконалість систем обліку електроенергії і відсутність чіткої методики визначення рівня нормативних технологічних втрат електроенергії при передачі локальними електромережами призводить до недопостачання електроенергії, що передається через мережі (транзитом) постачальниками електроенергії.

Відсутність касового методу нарахувань при оподатковуванні операцій з електроенергією в умовах неповної оплати призводить до вимивання оборотних коштів виробників електроенергії.

## 4 МАЛІ ГЕС В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

На фоні постійного зростання дефіциту та підвищення вартості енергоресурсів застосування відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) є одним з шляхів забезпечення екологічної та енергетичної безпеки України [14]. Використання нетрадиційних джерел енергії (НДЕ) в електроенергетичних системах (ЕЕС) є тим резервом, що за деяких умов має змогу забезпечити значну економію енергоресурсів. Ощадність енергоресурсів здійснюється за рахунок застосування відновлюваних джерел первинної енергії та



децентралізації вироблення електроенергії і, результатом цього є, зменшення витрат на її передачу та розподіл [15].

Останнім часом в Україні прийшли до необхідності використання відновлення існуючих та будівництва нових малих ГЕС. Але швидкість розвитку малої гідроенергетики на сьогодні гальмується цілим рядом факторів. Головними труднощами в відновленні та експлуатації малих ГЕС є:

- брак, зазвичай, будь-яких документів по будівлях, спорудах, обладнанню та водних ресурсах;

- відсутність серійного обладнання, слідує з чого майже кожна мала ГЕС вимагає індивідуального підходу та відповідно індивідуального замовлення обладнання, а це постійно спричиняє підвищення капіталовкладень та експлуатаційних витрат;

Можна виділити такі важливі технічні аспекти проектування, реконструкції та експлуатації малих ГЕС, що на сьогодні є недостатньо дослідженими:

- застосування малих ГЕС в електричних системах з метою покращення надійності та якості електропостачання споживачів;

- особливості функціонування асинхронних генераторів та перспектив їх використання на малих ГЕС;

Питання використання малих ГЕС в електричних системах з метою підвищення надійності та якості електропостачання споживачів нині є майже не дослідженим. Істотним тут є дослідження впливу МГЕС на режими роботи розподільних електричних мереж (ЕМ) [16].

Недослідженість впливу МГЕС на режими роботи ЕМ проявляється у необґрунтовано завищених нормативах витрат електроенергії, що мають покритися власниками малих ГЕС у рамках договорів на постачання електроенергії на енергоринок або третім особам. Так, у випадку постачання електроенергії, що продукується малими ГЕС на енергоринок, типовим

договором передбачається компенсація втрат у межах 20%, а за умови транзиту електроенергії в середині розподільних мереж – у межах 15% від відпущеної електроенергії [17]. Останнє суттєво зменшує рентабельність інвестицій у відновлення малої гідроенергетики і є одною з причин економічної недоцільності розбудови МГЕС встановленою потужністю 100-350 кВт, що відповідають гідропотенціалу більшості рівнинних річок України.

В даному розділі буде розглянуто експлуатацію малих ГЕС з асинхронними генераторами в електричних системах, дослідженню взаємовпливу режимів малих ГЕС та розподільних мереж енергосистем для випадку їх паралельної роботи, та будуть приведені практичні розрахунки з дослідження впливу малих ГЕС на режими роботи розподільних електричних.

#### 4.1 Особливості використання асинхронних генераторів на малих ГЕС

Відсутність рекомендацій щодо вибору способу приєднання малих ГЕС до електричних мереж, структури, конструктивних та експлуатаційних параметрів їх основного обладнання не дозволяє приймати обґрунтовані проектні рішення під час їх реконструкції та відновлення [19]. Разом з тим, існує достатньо багатий досвід європейських країн, спираючись на який здійснюється спорудження та відновлення малої гідроенергетики в Україні.

Так, у ряді країн для перетворення енергії в галузі відновлюваної енергетики (особливо вітроенергетики) знайшли широке застосування асинхронні генератори (induction generators). Досвід показує, що для ГЕС з малими встановленими потужностями вони мають ряд переваг порівняно з синхронними [14]. Це пов'язано у першу чергу, з низькою вартістю, простотою конструкції та експлуатації у нормальних режимах, стійкістю до зовнішніх аварій, значним ресурсом. Але дані генератори мають ряд недоліків: неможливість регулювання напруги та споживання реактивної потужності,

виникнення коливань активної потужності при певних ковзаннях ротора, негативний вплив яких на розподільні електричні мережі підвищується зі збільшенням одиничної потужності агрегату.

У 50-60-х роках минулого століття на теренах Радянського Союзу досить швидко велася розбудова малих ГЕС, так як вони були головним джерелом електроенергії для аграрного сектору країни. Так, наприкінці 60-х років в Україні експлуатувалося близько 1000 малих ГЕС [10]. Саме тоді розпочалися дослідження на рахунок практичного використання трифазних асинхронних генераторів для перетворення енергії на ГЕС, які були практично застосовані на кількох установках [20].

Через експлуатації асинхронних генераторів, як заміників синхронних, було відкрито ряд суттєвих переваг. Так, в якості АГ для малої ГЕС можна застосовувати серійні асинхронні двигуни без будь-яких доробок, що знижує повну вартість електричної частини станції [8]. Крім того, асинхронний генератор не має колектора та ковзних контактів, що підвищує його надійність. Імовірність безвідмовної роботи для типових асинхронних двигунів серії АИ, що можуть використовуватися в якості генераторів, складає 0,95 протягом 10 тис. год., або 0,9 – у межах 20 тис. год. експлуатації без капітального ремонту [5]. За рахунок цього зменшуються витрати часу та щорічні відрахування на ремонт і обслуговування електрообладнання МГЕС [14].

Асинхронний генератор малої потужності має коефіцієнт гармонік напруги та струму на затискачах статорної обмотки менше 2-3%, на відміну від синхронного аналогічної потужності, для якого вказана величина може сягати 15% [16, 19]. Таким чином, наявність асинхронних генераторів позитивно впливає на роботу електричних мереж та споживачів електроенергії.

При застосуванні асинхронних генераторів на електростанціях розглядається два режими його роботи – автономний режим, коли генератор

працює безпосередньо на навантаження, та режим паралельної роботи, коли АГ віддає потужність в енергосистему. Ці два режими суттєво відрізняються.

Для асинхронного генератора, що працює безпосередньо на навантаження типовим є ряд мінусів, видалення яких потребує допоміжних капітальних затрат. Так, наявність конденсаторів або синхронних машин які необхідні для самозбудження АГ збільшує вартість електричної частини ГЕС [15]. Напруга на затискачах генератора з конденсаторним збудженням сильно залежить від навантаження та швидкості обертання ротора, що вимагає застосування систем автоматичного регулювання потужності конденсаторних батарей і підвищує вартість проекту. У випадку значної індуктивної складової навантаження ( $\cos\varphi_n < 0.8$ ) ємність конденсаторних батарей, що необхідна для самозбудження АГ значно зростає, виходячи з чого застосування таких генераторів є ефективним у випадку роботи на навантаження з високим коефіцієнтом потужності ( $\cos\varphi = 0.9-0.98$ ).

У випадку роботи асинхронного генератора паралельно з енергосистемою його недоліки, що пов'язані з застосуванням конденсаторного збудження, виявляються неістотними [15], так як забезпечення та підтримання умов самозбудження генератора не є обов'язковим. Потрібна для створення обертового поля реактивна потужність може бути отримана безпосередньо з електричної мережі (ЕМ). При цьому значення споживання реактивної потужності з ЕМ для асинхронного генератора буде відповідати його споживанню у режимі двигуна.

Асинхронні генератори у випадку паралельної роботи з енергосистемою не вимагають виконання операції синхронізації [19], що підвищує їх маневреність. У момент увімкнення АГ в систему з приведеною швидкістю обертання ротора у межах  $\pm 5\%$  відносно синхронної вплив АГ на режим роботи системи є неістотним [19]. Після увімкнення у більшості випадків аперіодично

встановлюється нове значення швидкості обертання ротора (рис. 4.1), що визначається співвідношенням моментів гідротурбіни  $P_T$  та електричної машини  $P_{ел}$ . Таким чином, коливання активної потужності в енергосистемі практично не виникають.

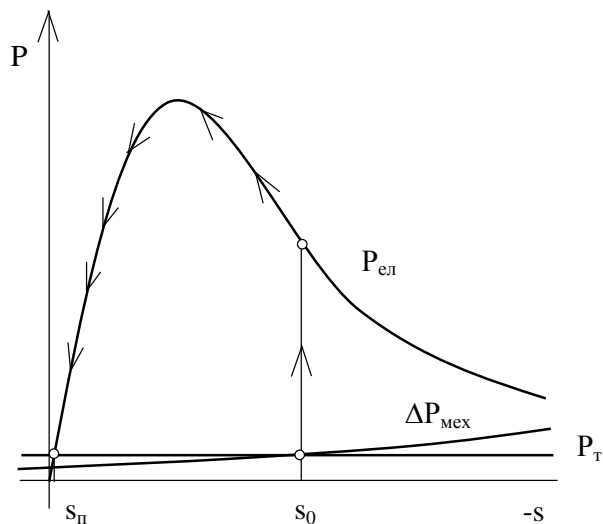


Рисунок 4.1 – Зміна електричних та механічних потужностей під час пуску блоку гідротурбіна – асинхронний генератор

З наведеного вище, стає зрозуміло, що малі ГЕС з АГ, які працюють паралельно з енергосистемою, є менш витратними порівняно з ГЕС з синхронними генераторами навіть у випадку повної автоматизації, оскільки на них не використовуються такі пристрої як регулятор швидкості гідротурбіни, регулятор збудження генератора, збуджувач постійного струму, пристрій гасіння поля, синхронізаційні пристрої та ряд захисних засобів, необхідних для нормальної роботи синхронного генератора. Експлуатація МГЕС спрощується і стає можливою повна автоматизація технологічного процесу.

В Україні та Росії випускають асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором серій 4А, АИ та їх модифікації. Враховуючи номінальні коефіцієнти корисної дії, коефіцієнти потужності, ресурс та масо-габаритні показники для генерування потужності на малих ГЕС доцільно використовувати двигуни серії АИ, оскільки під час її розробки було враховано досвід експлуатації двигунів

4А і внесено ряд вдосконалень [15] з метою покращення енергетичних та експлуатаційних показників. Під час вибору асинхронної машини слід враховувати також особливості її виконання у межах серії.

Асинхронні машини серії АІ виготовляються у наступних модифікаціях: нормального виконання, з підвищеним ковзанням, з підвищеним пусковим моментом тощо. Для використання в якості АГ найбільш підходять машини нормального виконання, оскільки призначені для тривалої роботи зі сталою потужністю і характеризуються підвищеними значеннями к.к.д. та  $\cos\varphi_{\text{ном}}$ . Разом з тим, неприйнятним є вибір машин з підвищеним пусковим моментом, оскільки для них характерне застосування глибоких пазів статорної обмотки та підвищення повітряного зазору між статором і ротором, що погіршує енергетичні показники [16].

#### 4.2 Особливості роботи малих ГЕС з асинхронними генераторами в електричних мережах енергосистеми

Питання використання малих ГЕС в електричних системах з метою підвищення надійності та якості електропостачання споживачів на сьогодні є практично не дослідженими. Важливим тут є дослідження впливу МГЕС на режими роботи розподільних електричних мереж (ЕМ), а також складової втрат електроенергії від адресних перетоків, що зумовлені роботою ГЕС.

Дослідження взаємовпливу розподільних електричних мереж та МГЕС, а також математичне моделювання втрат електроенергії, зумовлених адресними перетіканнями від ГЕС до споживача, дозволить сформулювати умови оптимального взаємовпливу МГЕС та електричної мережі.

Для розв'язання зазначених проблем у [17] обґрунтовано можливість розв'язання задачі аналізу впливу окремих вузлів генерації на втрати в ЕМ, спираючись на лінійні моделі усталеного режиму ЕМ. Значення повної

потужності на початку і в кінці кожної вітки схеми визначається за формулою [17]:

$$\dot{\mathbf{S}}_g = \sqrt{3}\mathbf{U}_o\mathbf{M}_\Sigma\hat{\mathbf{I}}_o, \quad (4.1)$$

де  $\dot{\mathbf{U}}_o$  – діагональна матриця напруг у вузлах включаючи і базисний;

$\mathbf{M}_\Sigma$  – матриця з'єднань віток у вузлах включаючи і балансуєчий;

$\hat{\mathbf{I}}_d$  – діагональна матриця струмів у вітках схеми (тут і далі знак  $\wedge$  означає, що матриця або вектор є спряжений).

Якщо вираз (4.1) помножити зліва на одиничний транспонований вектор  $\mathbf{n}_t$ , то в результаті отримаємо транспонований вектор втрат потужності у вітках схеми:

$$\Delta\dot{\mathbf{S}}_{vt} = \sqrt{3}\mathbf{n}_t\dot{\mathbf{U}}_d\mathbf{M}_\Sigma\hat{\mathbf{I}}_d,$$

або з врахуванням того, що  $\mathbf{n}_t\dot{\mathbf{U}}_d = \dot{\mathbf{U}}_t$ ,

$$\Delta\dot{\mathbf{S}}_{vt} = \sqrt{3}\dot{\mathbf{U}}_t\mathbf{M}_\Sigma\hat{\mathbf{I}}_d, \quad (4.2)$$

де  $\dot{\mathbf{U}}_t$  – транспонований вектор напруг у вузлах включаючи і базисний.

З (4.2) видно, що втрати в  $i$ -й вітці схеми визначаються як

$$\Delta\dot{\mathbf{S}}_{vi} = \sqrt{3}(\dot{\mathbf{U}}_t\mathbf{M}_{\Sigma i})\hat{\mathbf{I}}_d, \quad (4.3)$$

де  $\mathbf{M}_{\Sigma i}$  – вектор-стовпець матриці інциденцій;

$\hat{\mathbf{I}}_i$  – струм в  $i$ -й вітці, який може бути визначений через струми у вузлах

$$\hat{\mathbf{I}}_i = \hat{\mathbf{C}}_i\hat{\mathbf{J}}, \quad (4.4)$$

де  $\hat{\mathbf{C}}_i$  –  $i$ -й вектор-рядок матриці розподілу струмів у вузлах  $\hat{\mathbf{J}}$  по вітках схеми.

Підставивши останній вираз у (4.3), отримаємо:

$$\Delta\dot{\mathbf{S}}_{vi} = \sqrt{3}(\dot{\mathbf{U}}_t\mathbf{M}_{\Sigma i})\hat{\mathbf{C}}_i\hat{\mathbf{J}}. \quad (4.5)$$

З урахуванням того, що

$$\hat{\mathbf{J}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{\mathbf{U}}_d^{-1} \dot{\mathbf{S}}$$

(3.7) можна переписати:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\text{вi}} = (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_i \dot{\mathbf{U}}_d^{-1} \dot{\mathbf{S}} \quad (4.6)$$

Якщо позначити в (4.6)

$$\dot{\mathbf{T}}_i = (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_i \dot{\mathbf{U}}_d^{-1} \quad (4.7)$$

то видно, що вектор-рядок  $\dot{\mathbf{T}}_i$  складається з коефіцієнтів, які показують, яку частку в сумарних втратах в  $i$ -й вітці складає протікання потужності по ній від кожного вузла [17].

Отже, на підставі (4.5) і (4.7) можна записати:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\text{в}} = \dot{\mathbf{T}} \cdot \dot{\mathbf{S}} \quad (4.8)$$

де  $\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\text{в}}$  – вектор втрат потужності у вітках схеми;

$\dot{\mathbf{T}}$  – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках заступної схеми розподільної ЕМ в залежності від потужності у її вузлах схеми, кожний рядок якої складається з (4.7).

Згідно [17] зауважимо, що коефіцієнти розподілу втрат залежать від параметрів заступної схеми, які за певних допущень можна вважати постійними, а також від значень напруги у вузлах ЕМ, які визначаються навантаженням і генеруванням у вузлах схеми. Таким чином нелінійність залежності втрат потужності в ЕМ від параметрів її режиму враховується. Визначення коефіцієнтів матриці  $\dot{\mathbf{T}}$  через поточні значення вузлових напруг по суті означає лінеаризацію режиму електричної мережі при зафіксованих потужностях у вузлах.



Таким чином, для випадку, коли зміна потужностей у вузлах ЕМ є незначною, тобто не викликає істотних (не більше 1%) відхилень напруги у вузлах, залежність втрат потужності в ЕМ від потужностей у її вузлах можна вважати лінійною. Отже, для дослідження впливу малих ГЕС на втрати потужності в розподільних мережах з прийнятною точністю можна використовувати метод накладання, згідно (4.8).

Виходячи з цього, можна стверджувати, що малі ГЕС встановленою потужністю 100-630 кВт практично не впливають на характерні режими роботи ЕМ і не вносять змін у матрицю коефіцієнтів розподілу втрат потужності  $\mathbf{T}$ . Отже, збільшення втрат потужності в розподільних мережах за рахунок роботи малих ГЕС буде мати місце лише у випадку збільшення значень елементів вектора  $\mathbf{S}$ . Однак, практично в усіх випадках, що аналізувалися, враховуючи особливості режимів роботи малих ГЕС, зафіксовано зменшення потужності у вузлах приєднання МГЕС як для режимів максимальних, так і середніх навантажень.

У випадку видачі потужності безпосередньо в ЕМ 10 кВ (див. рис. 4.3), що характерно для ряду малих ГЕС, їх функціонування істотно впливає на режими мереж. Отже, коефіцієнти розподілу втрат  $\mathbf{T}$  після врахування МГЕС змінюються.

Однак, за рахунок того, що коефіцієнти розподілу втрат, які відповідають вузлу приєднання МГЕС, стають додатними за від'ємних значень потужності (прийнято, що генерація потужності задається від'ємним значенням), розрахункові втрати потужності в ЕМ зменшуються (див. табл. 4.1, 4.2).

Таким чином, в результаті теоретичних досліджень та практичних розрахунків, що подані далі (див. п. 4.3), підтверджено позитивний вплив малих ГЕС на втрати потужності у характерних режимах ЕМ, а також втрати електроенергії в них.

### 4.3 Вплив малої ГЕС на втрати електричної енергії в електричних мережах що приєднані безпосередньо

Розрахунки з дослідження впливу малих ГЕС на режими роботи ЕМ та втрати потужності в них виконані на прикладі Коржовської ГЕС, яка розташована на річці Случ. Основні характеристики станції такі:

- введена в експлуатацію – 1953 рік;
- виведена з експлуатації – 1973 рік;
- відновлена – 2005 рік;
- встановлена потужність – 320 кВт;
- кількість агрегатів – 2 шт.;
- тип генераторів – асинхронні, номінальна потужність 160 кВт;
- тип турбін – Т-80, номінальна потужність 110-170 кВт;
- розрахунковий напір – 7,5 м;
- витрати води на гідроагрегат – 2,7 м<sup>3</sup>/сек;
- досягнуте річне вироблення електроенергії до 1000 тис. кВт·год;

Електрична схема станції подана на рис. 4.2 Коржовська ГЕС видає електроенергію безпосередньо в електричну мережу 10 кВ через фідер Ф-26 підстанції 110/10 кВ «Остропіль». Схема приєднання подана на рис. 4.3 Для зв'язку ГЕС з енергосистемою на напрузі 10 кВ використовується повітряна ЛЕП довжиною 460 м, виконана проводом АС-50.

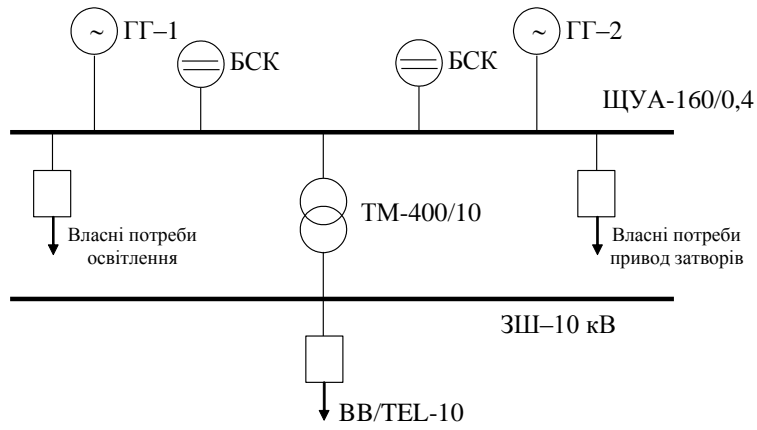


Рисунок 4.2 – Електрична схема Коржовської ГЕС

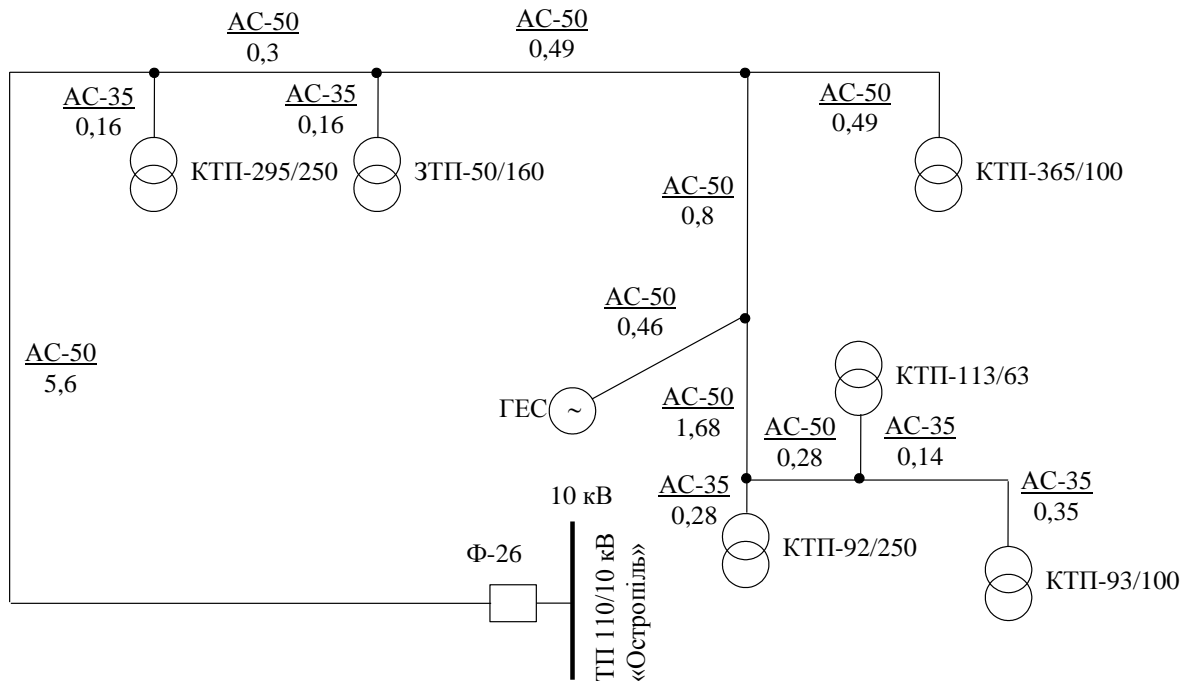


Рисунок 4.3 – Схема приєднання Коржовської ГЕС до мережі

Вихідні дані про розподільну мережу 10 кВ, в яку Коржовська ГЕС віддає потужність через Ф-26 на підстанцію 110/10 кВ «Остропіль», приведені в додатку Б. Для дослідження впливу ГЕС на режими роботи мережі розраховано: режим максимальних навантажень, режим середніх навантажень з

визначенням втрат електроенергії, а також режим мінімальних навантажень [16].

Основні результати, що характеризуються вплив Коржовської ГЕС на втрати електроенергії в електричній мережі, подані у табл. 4.1.

Таблиця 4.1

Результати розрахунку втрат електроенергії у ЕМ 10 кВ Ф-26

Вид розрахунку	Поступлення електроенергії з системи, кВт·год	Втрати в ЛЕП, кВт·год/%	Втрати в трансформаторах, кВт·год/%			Сумарні втрати, кВт·год/%
			Сумарні	Хол. ходу	Навант.	
Без врахування ГЕС	286615,4	6773	5571,1	2671	2900,1	12344
		2,36	1,94	0,93	1,01	4,31
З врахуванням ГЕС	110882,3	2369,1	4996,2	2671	2325,2	7365,2
		0,83	1,74	0,93	0,81	2,57
Вплив ГЕС	-175733,1	-4403,9	-574,9	0	-574,9	-4978,8
	-61,31%	-65,02	-10,32	0,00	-19,82	-40,33

З результатів розрахунків видно, що фактично вся електроенергія, що генерується Коржовською ГЕС споживається у межах електричної мережі 10 кВ Ф-26, тобто не передається в систему і не викликає додаткового навантаження трансформаторів зв'язку та додаткових втрат електроенергії у мережах вищої напруги. Разом з тим, надходження електроенергії до ЕМ Ф-26 зменшується на 61,3%, тобто можна стверджувати, що функціонування ГЕС забезпечує, розвантаження розподільних мереж 110 кВ та зменшення втрат електроенергії в них.

Додатковою перевагою подібної схеми приєднання малих ГЕС є істотне (у відповідності з прикладом – більше 40%) зменшення втрат електроенергії у

розподільних мережах 10 кВ, за рахунок суттєвого розвантаження ЛЕП 10 кВ та підвищення рівнів напруги у ЕМ в цілому.

Результати розрахунку окремих режимів роботи ЕМ 10 кВ Ф-26 (табл. 4.2) показують, що в усіх режимах робота Коржовської ГЕС має позитивний вплив. Для всіх режимів спостерігається зменшення втрат потужності за рахунок перерозподілу потоків потужності і розвантаження окремих ЛЕП магістралі фідера Ф-26.

Так, наприклад, у режимі максимальних навантажень (див. додаток В), струм головної ділянки Ф-26 за рахунок роботи ГЕС зменшується на 26%, а на окремих ділянках ЛЕП – до 50 %. Разом з тим, спостерігається деяке покращення режиму напруги, що зумовлено вищезазначеними причинами [16].

Виходячи з цього можна стверджувати, що робота Коржовської ГЕС позитивно впливає на режими ЕМ 10 кВ, до якої вона приєднана, а також не погіршує нормальних режимів роботи мережі 110 кВ, оскільки її вплив є неістотним.

Таблиця 4.2

### Результати розрахунку втрат електроенергії у ЕМ 10 кВ Ф-26

Вид розрахунку	Мінімальна напруга, кВ	Втрати в ЛЕП, кВт	Втрати в трансформаторах, кВт			Сумарні втрати, кВт
			Сумарні	х.х.	Навант.	
<b>Режим середніх навантажень</b>						
Без урахування ГЕС	10,0	7,8	6,9	3,6	3,3	14,7
З урахуванням ГЕС	10,1	2,8	6,3	3,6	2,7	9,1
Оцінка впливу, %	1,0	-64,10	-8,70	0,00	-18,18	-38,10
<b>Режим мінімальних навантажень</b>						
Без урахування ГЕС	10,1	1,2	4,1	3,6	0,5	5,3
З урахуванням ГЕС	10,1	0,7	4,1	3,6	0,5	4,8
Оцінка впливу, %	0,0	-41,67	0,00	0,00	0,00	-9,43
<b>Режим максимальних навантажень</b>						
Без урахування ГЕС	9,78	24,7	14,0	3,6	10,4	38,7
З урахуванням ГЕС	9,88	15,3	13,9	3,6	10,3	29,3
Оцінка впливу, %	1.02	-38,06	-0,71	0,00	-0,96	-24,29

4.4 Втрати електроенергії в електричних мережах з малими ГЕС, що приєднані до шин понижувальних підстанцій

Для виконання розрахунків з дослідження впливу малих ГЕС на режими роботи трансформаторних підстанцій та розподільних електричних мереж 35 кВ і вище як приклад використано Звенигородську ГЕС, яка розташована на р. Рось. Основні характеристики станції такі:

- відновлена – 2007 рік;
- встановлена потужність – 264 кВт;
- кількість агрегатів – 3 шт.;
- тип генераторів – асинхронні, номінальна потужність 132 кВт;

- тип турбін – Т-50, номінальна потужність 80-100 кВт;
- розрахунковий напір – 6,5 м;
- витрати води на гідроагрегат – 2,3 м<sup>3</sup>/сек;
- досягнуте річне вироблення електроенергії до 1200 тис. кВт·год.

В якості асинхронних генераторів ГГ-1, ГГ-2, ГГ-3 використовується асинхронні двигуни серії 4а номінальною потужністю  $P_n=132$  кВт. Для зв'язку ГЕС з енергосистемою на напрузі 10 кВ використовується кабельна ЛЕП довжиною 216 м з мідними жилами перерізом 16 мм<sup>2</sup>.

Електрична схема станції подана на рис. 4.4. Звенигородська ГЕС видає електроенергію безпосередньо на шини 10 кВ підстанції 35/10 кВ «Звенигородка».

Для дослідження впливу Звенигородської ГЕС на режими роботи мережі 110/35 кВ «Черкасиобленерго», розраховано режим максимальних навантажень з визначенням втрат електроенергії в електричних мережах [16].

Виходячи з отриманих результатів можна стверджувати, що фактично вся електроенергія, що виробляється Звенигородською ГЕС, споживається у мережах 10 кВ, які отримують живлення з I секції шин 10 кВ підстанції 35/10 кВ «Звенигородка», до якої приєднано станцію. Отже, електрична енергія до розподільних мереж 110/35 кВ «Черкасиобленерго» не передається. Виходячи з цього, Звенигородська ГЕС фактично не впливає на режими роботи цієї мережі.

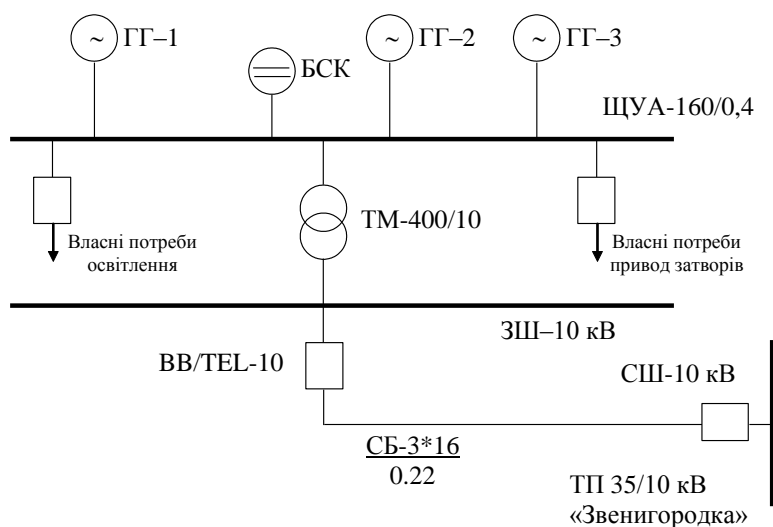


Рисунок 4.4 – Електрична схема Звенигородської ГЕС

Слід зазначити, що за рахунок вироблення електроенергії на малій ГЕС максимальна потужність, яка передається через трансформатор живильної підстанції, зменшується на 200 кВт. Це призводить до його незначного розвантаження. В наслідок цього напруга на шинах 10 кВ підстанції «Звенигородка» неістотно (у межах 0,2%) підвищується, що фактично не впливає ні на режими роботи ЕМ нижчої напруги, ні на якість електроенергії у споживачів.

Проведені дослідження дозволяють стверджувати, що для максимального використання переваг малих ГЕС встановленою потужністю до 1 МВт, щодо покращення режимів роботи ЕМ та якості електроенергії у споживачів, доцільним є приєднання їх безпосередньо до електричних мереж 10 кВ. У такому разі за рахунок перерозподілу потоків потужності в магістралях ЕМ зменшується завантаження ЛЕП, зменшуються втрати електроенергії та покращується режим напруги у споживачів [16].



#### 4.5 Вплив малої ГЕС з асинхронними генераторами на режим мережі по реактивній потужності

Одною з переваг застосування асинхронних генераторів на малих ГЕС з огляду на мінімізацію їх впливу на розподільні електричні мережі є практично повна компенсація реактивного споживання у межах ГЕС. Виходячи з цього, коефіцієнт потужності на шинах станції є достатньо високим ( $\cos\varphi = 0.98-1$ ) [22, 90]. На відміну від АГ, синхронні генератори відповідної потужності працюють зі значно меншим коефіцієнтом потужності ( $\cos\varphi = 0.8-0.85$ ), тобто крім активної потужності, що є предметом договорів на постачання електроенергії, генерують і реактивну потужність.

Виходячи з цього, було виконано обчислювальний експеримент для аналізу впливу реактивної генерації малих ГЕС на режими роботи розподільних електричних мереж і баланс реактивної потужності в них.

В якості прикладу електричної мережі для проведення обчислень було вибрано ЕМ 10 кВ Ф-26 підстанції «Острополь» (вихідні дані подано у додатку Б), в яку Коржовська ГЕС віддає потужність. Подібний вибір обґрунтовується тим, що в результаті розрахунків, проведених у п. 4.4 показано, що на режими розподільних мереж вищих класів напруги генерація малих ГЕС потужністю до 500 кВт фактично не впливає.

Коржовська ГЕС оснащена асинхронними генераторами і, відповідно, практично не генерує реактивну потужність в ЕМ 10 кВ Ф-26. Для дослідження впливу реактивної генерації даної ГЕС на режими роботи мережі було зімітовано встановлення на ній двох синхронних генераторів аналогічної активної потужності з  $\cos\varphi = 0.85$ . Після цього, аналогічно до п. 4.3 було розраховано три характерних режими роботи ЕМ (з урахуванням генерації реактивної потужності малою ГЕС): режим максимальних навантажень, режим

середніх навантажень з визначенням втрат електроенергії, а також режим мінімальних навантажень [16].

Основні результати, що характеризуються вплив генерації реактивної потужності малою ГЕС на втрати електроенергії в електричній мережі, подані у табл. 4.3.

Таблиця 4.3

Результати розрахунку втрат електроенергії у ЕМ 10 кВ Ф-26

Вид розрахунку	Поступлення електроенергії з системи, кВт·год	Втрати в ЛЕП, кВт·год/%	Втрати в трансформаторах, кВт·год/%			Сумарні втрати, кВт·год/%
			Сумарні	Хол. ходу	Навант.	
Без врахування ГЕС	286615,4	6773	5571,1	2671	2900,1	12344
		2,36	1,94	0,93	1,01	4,31
З врахуванням ГЕС	111898,3	3385,1	4996,2	2671	2325,2	8381,3
		1,02	1,74	0,93	0,81	2,76
Вплив ГЕС	-174717,1	-3387,9	-574,9	0	-574,9	-3962,7
	-60,11%	-50,02	-10,32	0,00	-19,82	-32,10

З результатів розрахунків видно, що фактично вся активна електроенергія, що генерується ГЕС з синхронними генераторами споживається у межах електричної мережі 10 кВ Ф-26, і в систему не передається. При цьому, надходження електроенергії до ЕМ Ф-26 зменшується на 60,1%, тобто можна стверджувати, що функціонування ГЕС забезпечує, розвантаження розподільних мереж 110 кВ та зменшення втрат електроенергії в них.

Однак, зіставляючи результатів розрахунків, подані у табл. 4.1 та 4.3, можна зробити висновок про те, що генерація станцією реактивної потужності, враховуючи близьке до суто активного, навантаження споживачів фідера Ф-26, призводить до її зворотних перетоків і, відповідно, до додаткових втрат активної потужності. Таким чином, використання синхронних генераторів замість асинхронних з компенсаторами призводить до підвищення втрат електроенергії для ЕМ з ГЕС на 13,8%.

Разом з тим, функціонування ГЕС за даною схемою приєднання до ЕМ загалом забезпечує зменшення втрат активної потужності на 32%, за рахунок розвантаження ЛЕП 10 кВ по активній потужності та підвищення рівнів напруги (див. додаток В).

Результати розрахунку окремих режимів роботи ЕМ 10 кВ Ф-26 з синхронними генераторами на ГЕС (табл. 4.4) показують, що в режимах максимальних та середніх навантажень ГЕС має позитивний вплив. Для даних режимів спостерігається зменшення втрат потужності за рахунок розвантаження окремих ЛЕП магістралі фідера Ф-26. Для режиму мінімальних навантажень за рахунок генерації станцією реактивної потужності перетоки у магістральних ЛЕП Ф-26 збільшуються, що призводить до збільшення втрат електроенергії в ЕМ. При цьому, також підвищується напруга у вузлах ЕМ, що відповідно до статичних характеристик навантаження призводить до підвищення споживання активної потужності в ЕМ.

Зіставляючи результати, наведені у табл. 4.2 та 4.4 видно, що у режимах максимальних навантажень за рахунок компенсації не тільки активного, а й реактивного споживання Ф-26 мала ГЕС з синхронними генераторами має на 8,3% вищий ефект зменшення втрат в ЕМ, який супроводжується покращенням режиму напруг.

Виходячи з цього можна стверджувати, що робота ГЕС з синхронними генераторами позитивно впливає на режими ЕМ 10 кВ, до якої вона приєднана,

враховуючи той факт, що у режимах мінімальних навантажень малі ГЕС наповнюють водосховища, зменшуючи, або припиняючи генерацію активної і, відповідно, реактивної потужності.

Малі ГЕС з асинхронними генераторами в електричних мережах ускладнюють їх режими по реактивній потужності. Споживання реактивної потужності асинхронними генераторами з мережі призводить до збільшення в ній втрат електроенергії. Для компенсації реактивної потужності на ГЕС з АГ повинні встановлюватися батареї конденсаторів. Показано, що при оптимально вибраній потужності ці БК можуть бути не регульованими. Доцільність встановлення на малій ГЕС з АГ регульованої компенсуючої установки для компенсації реактивної потужності і в електричних мережах необхідно визначати в кожному конкретному випадку, виходячи з балансу реактивної потужності.

Таблиця 4.4

Результати розрахунку режимів ЕМ 10 кВ Ф-26 для випадку ГЕС з синхронними генераторами

Вид розрахунку	Мінімальна напруга, кВ	Втрати в ЛЕП, кВт	Втрати в трансформаторах, кВт			Сумарні втрати, кВт
			Сумарні	х.х.	Навант.	
Режим середніх навантажень						
Без урахування ГЕС	10,0	7,8	6,9	3,6	3,3	14,7
З урахуванням ГЕС	10,3	3,2	6,2	3,6	2,6	9,4
Оцінка впливу, %	3,0	-58,97	-10,1	0,00	-21,2	-36,05
Режим мінімальних навантажень						
Без урахування ГЕС	10,1	1,2	4,1	3,6	0,5	5,3
З урахуванням ГЕС	10,4	1,7	4,0	3,6	0,4	5,7
Оцінка впливу, %	3,0	<b>41,67</b>	-2,40	0,00	-0,20	<b>7,52</b>
Режим максимальних навантажень						
Без урахування ГЕС	9,78	24,7	14,0	3,6	10,4	38,7
З урахуванням ГЕС	9,91	12,3	13,8	3,6	10,3	26,1
Оцінка впливу, %	1,33	-50,2	-1,4	0,00	-0,9	-32,6

## 5. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

### 5.1 Визначення кошторисної вартості проектованої ГЕС

Капітальні затрати на спорудження ЕС визначаються по двох розділах: промислове та житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають по кошторисно-фінансовому розрахунку, який складається із тринадцяти розділів, кожний з яких має цільове призначення.

Загальна сума капітальних вкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунку станції повинна бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання та інші витрати у процентному відношенні, зазначеному у табл.1. При складанні кошторису будівництва ЕС всі витрати по розділах зведеного кошторисно-фінансового розрахунку визначають виходячи з розрахункових фізичних об'ємів робіт. На стадії проектування така можливість відсутня і визначення кошторисної вартості будівництва ЕС починають з другого розділу, користуючись питомими капітальними вкладеннями, величина яких приведена в табл.5.1. Більша величина питомих капітальних вкладень відноситься до ЕС порівняно невеликої потужності, а менша – до потужних ЕС.

Визначення сумарних капітальних вкладень в промислове будівництво ЕС та складання зведеного кошторисно-фінансового розрахунку виконуємо в табличній формі. Капітальні вкладення у житлове будівництво у курсовому та дипломному проектуванні не визначаються через відсутність конкретних даних.

Таблиця 5.1 - Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження ЕС

№	Розділи звітного кошторисно-фінансового розрахунку	В % від роз.2	В тому числі у відсотках по видах						Загальна вартість, грн.
			Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати		
1	Підготовка території для будівництва	4,0	50%	21881	2%	875	48%	21005	43761
2	Об'єкти основного виробничого призначення	700	58%	494336	41%	349438	1%	8526	852300
3	Об'єкти виробничого та обслуговуючого призначення	2,0	80%	8707	20%	2177	-	-	10884
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,0	85%	9558	15%	1687	-	-	11245
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	5,0	95%	50265	5%	2645	-	-	52910
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	1,0	80%	12310	20%	3078	-	-	15388
7	Благоустрій території	1,0	100%	128562	-	-	-	-	128562
8	Тимчасові будівлі та споруди	15,0	80%	56426	10%	7053	10%	7053	70532
9	Інші роботи та витрати	10,0	-	-	-	-	100%	90524	90524
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,5	-	-	-	-	100%	11264	11264
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,1	-	-	-	-	100%	785	785
12	Проектні і дослідні роботи	10,0	-	-	-	-	100%	83648	83648
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	9,0	-	-	-	-	100%	846152	846152
	Всього по розділах 1-13			782045		366953		1068957	2217955
	В т.ч. поворотні суми	5,0		39102		-		-	39102

Загальні затрати		742943	366953	1068957	2178853
------------------	--	--------	--------	---------	---------

Питомі капітальні вкладення на 1 кВт встановленої потужності визначається по виразу:

$$K_{пит} = \frac{K_{\Sigma}^{KEC}}{N_{вст}}, \quad (5.1)$$

$$K_{пит} = \frac{2178853000}{702000} = 3103.78 \left( \frac{\text{грн}}{\text{кВт}} \right),$$

де  $K_{\Sigma}^{EC}$  - сумарні капітальні вкладення на спорудження ЕС за вирахуванням поворотної суми, грн.;

$N_{вст.}$  - встановлена потужність ЕС, кВт.

## 5.2 Розрахунок собівартості виробітку електроенергії

Собівартість електричної енергії є найважливішим економічним показником роботи електростанції і являє собою сукупність всіх затрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої енергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва (експлуатаційних витрат) до кількості відпущеної енергії.

По діючій в даний час інструкції планування та облік собівартості електроенергії здійснюється по калькуляційних статтях витрат і економічних елементах. В курсовій роботі використовуватиметься методика укрупненого розрахунку собівартості по економічних елементах, яка використовується в проектних інститутах.

Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається по чотирьох економічних елементах: амортизація основних фондів, заробітна плата з врахуванням додаткової заробітної плати та відрахувань на соціальні потреби, паливо, інші витрати.



### 5.3 Визначення величини амортизаційних відрахувань

При розрахунку собівартості енергії, що відпускається із шин станції, амортизаційні відрахування можуть нараховуватися по будь-якому з методів, затверджених “Національними стандартами по бухгалтерському обліку”. Розрахунок амортизації при застосуванні відповідних методів нарахування здійснюється згідно з Положенням (стандарту) бухгалтерського обліку “Основні засоби”. Враховуючи очікуваний спосіб отримання економічних вигод від використання основних засобів електростанцій, рекомендується до використання прямолінійний метод розрахунку амортизаційних відрахувань, за яким річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на очікуваний період часу використання об’єкту основних засобів. Оскільки перелік найменувань засобів виробництва на ЕС дуже великий і визначення амортизаційних відрахувань для кожного окремо достатньо складна і об’ємна задача використаємо спрощену методику.

Розділимо основні фонди ЕС, по нормативному строку їх експлуатації, на три групи:

1. будівлі і споруди виробничого і невиробничого призначення та їх структурні частини ( $T_n = 20$  років);
2. транспорт, запасні частини до нього, технічні засоби обробки інформації та засоби зв'язку ( $T_n = 4$  роки);
3. силові обладнання, комутаційні апарати, обладнання для передачі та розподілу електроенергії ( $T_n = 6$  років).

У відповідності з нормативним строком експлуатації норми амортизації на реновацію для основних фондів, що відносяться до відповідних груп, дорівнює: 1 група - 5%, 2 група - 25%, 3 група - 15%. Норми амортизаційних відрахувань на виконання капітальних ремонтів для відповідних груп основних фондів: 1 - 2%, 2 -

3%, 3 - 5%. Сумарна норма амортизаційних відрахувань для відповідних груп основних фондів складає величину: 1 група - 7%; 2 група - 28%; 3 група - 20%.

Вартість основних фондів, що відносяться до вищенаведених груп, визначається за результатами зведеного кошторисно-фінансового розрахунку (приведеними в таблиці 1) по наступним формулам:

$$ОФ_1 = 0,6 \cdot (K_{\text{БМР}} - K_{\text{БМР5}}), \quad (5.2)$$

$$ОФ_1 = 0,6 \cdot (742943 - 50265) = 415607(\text{тис.грн}),$$

$$ОФ_2 = K_5, \quad (5.3)$$

$$ОФ_2 = 366953(\text{тис.грн});$$

$$ОФ_3 = 0,4 \cdot (K_{\text{БМР}} - K_{\text{БМР5}}) + (K_{\text{Обл.}} - K_{\text{Обл.5}}), \quad (5.4)$$

$$ОФ_3 = 0,4 \cdot (742943 - 50265) + (366953 - 2645) = 641379(\text{тис.грн}),$$

$$ОФ_4 = K_{\text{інш.}}, \quad (5.5)$$

$$ОФ_4 = 1068957(\text{тис.грн});$$

де  $K_{\text{БМР}}$  - капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи;  $K_{\text{БМР5}}$  - капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи по п'ятому розділу табл.8.1;  $K_5$  - капіталовкладення у транспортне господарство та засоби зв'язку ( п'ятий розділ зведеного кошторисно-фінансового розрахунку);  $K_{\text{обл.}}$  - вартість обладнання ЕС;  $K_{\text{інш.}}$  - капіталовкладення на інші потреби при спорудженні ЕС.

Розрахунок суми щорічних амортизаційних відрахувань виконаємо у табличній формі (табл. 5.2).

Таблиця 5.2. Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Група основних фондів	Вартість ОФ тис.грн.	Норма амортизації в %	Сума амортизаційних відрахувань тис. грн.
Ф1	415607	2	8312
Ф2	366953	10	36953
Ф3	641379	15	96206
Ф3	1068957	6	64137
Разом	2492896		205607

#### 5.4 Визначення фонду заробітної плати

Величина фонду заробітної плати підприємства визначається на основі штатної відомості. Однак на стадії проектування ЕС штатної відомості ще немає. Тому користуються наближеною методикою визначення фонду заробітної плати ЕС, використовуючи середньостатистичні данні штатного коефіцієнта та заробітної плати працівників різних категорій на електростанціях аналогічного типу.

При наявності блоків різного типу, штатний коефіцієнт вибирається для кожного типу блока окремо. Чисельність персоналу обчислюється за формулою:

$$Ч = \sum K_{шт} \cdot N_{вст.i} , \quad (5.6)$$

$$Ч = 0,256 \cdot 702 = 179,7 \approx 180 ;$$

де  $K_{шт.i}$  - штатний коефіцієнт для і-го типу блока;

$N_{вст.i}$  - сумарна встановлена потужність блоків і-го типу.

Загальна кількість персоналу ділиться по категоріям у відповідності з рекомендаціями, приведеними у таблиці 6 [1]. Для проектованої ЕС обираємо

наступний склад персоналу: робітники – 81,9%; інженерно – технічні робітники (ІТР) – 14,6%; службовці – 2,9%; молодший обслуговуючий персонал (МОП) - 0,6%.

Кількість персоналу відповідної категорії визначається за виразом:

$$n_i = Ч \cdot \frac{H_{\Pi i}}{100}, \quad (5.7)$$

де  $H_{\Pi i}$  - середня заробітна плата робітника і-ої категорії; Ч – чисельність персоналу.

Отже для проектованої станції кількість робітників становить:

$$n_i = 140 \cdot \frac{82}{100} = 114,8 \text{ (чол.)};$$

Розрахунок для решти категорій персоналу проводиться аналогічно. Результати розрахунків наведені в таблиці 5.4.

Середня заробітна плата працівників відповідної категорії для ТЕЦ наведена в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Розмір середньої заробітної плати працівників ГЕС, грн.

Категорія працівників	Заробітня плата, грн.
Робітники	2400
Службовці	3200
ІТР	3600
МОП	1500

Загальна сума нарахованої річної заробітної плати для певної категорії працівників визначається по формулі:

$$S_{з\pi i} = 12 \cdot Z_i \cdot n_i, \quad (5.8)$$

$$S_{з\pi i} = 12 \cdot 2400 \cdot 155 = 4464000;$$

де  $Z_i$  - середня заробітна плата робітника  $i$ -ої категорії;  $n_i$  - кількість робітників  $i$ -ої категорії.

Для решти категорій персоналу розрахунок проводиться аналогічно. Результати розрахунку внесені в таблицю 5.4.

Таблиця 5.4 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія працівників	ГЕС	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
Робітники	82%	155	4464000
ІТР	14%	20	864000
Службовці	3,2%	4	153600
МОП	0,8%	1	18000
Разом		180	5499600

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 5.4 по формулі:

$$S_{зп} = (1,57 \cdot (S_{зп\text{роб.}} + S_{зп\text{МОП}}) + 1,80 \cdot (S_{зп\text{ІТР}} + S_{зп\text{сл.}})) \cdot K_k \cdot K_b, \quad (5.9)$$

$$S_{зп} = (1,57 \cdot (4464000 + 18000) + 1,80 \cdot (864000 + 153600)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = 8535854,25(\text{грн}),$$

де 1,57; 1,80 – коефіцієнти, які враховують преміювання працівників ЕС;

$K_k$  – коефіцієнт, який враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (0,7);

$K_b = 1,375$  – коефіцієнт, який враховує величину відрахувань з фонду заробітної плати на соціальні потреби.

Інші затрати включають в себе загальностанційні та цехові витрати. При використанні методу розрахунку по укрупнених показниках, інші затрати визначаються у відсотках від суми затрат на амортизацію і заробітну плату. Величина інших затрат обчислюється за формулою:

$$S_{ін} = \frac{(S_a + S_{зп}) \cdot I_H}{100}, \quad (5.10)$$

$$S_{ін} = \frac{(205607000 + 8535854,25) \cdot 23}{100} = 49252794,37(\text{грн}),$$

де  $I_n$  – процент інших витрат, що визначається по графіку [1].

Для проєктованої станції потужністю 702 МВт  $I_n = 23\%$ .

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва:

$$S = S_a + S_{зп} + S_{ін}, \quad (5.11)$$

$$S = 205607683,4 + 8535854,25 + 49252794,37 = 263396332,02(\text{грн});$$

Собівартість вироблення електроенергії на ГЕС:

$$C = \frac{S}{E_{відп}}, \quad (5.12)$$

де  $E_{відп}$  – електроенергія відпущена із шин станції.

$$E_{відп} = E_{вир} \cdot \left(1 - \frac{n_{ВП}}{100}\right), \quad (5.13)$$

де  $n_{ВП}$  – коефіцієнт споживання електроенергії власними потребами ЕС у відсотках (для проєктованої ГЕС приймаємо  $n_{ВП} 5\%$ ).

Складові собівартості електроенергії розраховуються аналогічним чином.

Результати розрахунків зводимо в таблицю 5.5

Таблиця 5.5 – Собівартість відпущеної електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, грн.	Собівартість енергії	
		коп./кВт год	%
Амортизація	205607684,4	10,43	76,4
Заробітна плата	8535854,25	0,93	6,8
Інші витрати	49252794,37	2,26	16,6
Разом	263396332,02	13,65	100

## 5.5 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 – Основні техніко-економічні показники ЕС.

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	1263
Річний виробіток електроенергії	МВт год	1040000000
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби		0,8
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,15
Кошторисна вартість промислового будівництва	грн.	239615362,8
Питомі капітальні вкладення	грн./МВт	1689,77
Собівартість відпущеної енергії	коп./кВт.год	14,55

## 6 ОХОРОНА ПРАЦІ

### 6.1 Задачі розділу

Проблема охорони праці приймає особливого значення в умовах сучасного виробництва. На сьогодні людина має здійснювати свою роботу в обстановці, коли сучасні технологічні процеси характеризуються наявністю різноманітних енергетичних систем з небезпечними для навколишнього середовища та людськими чинниками. Складність технологічних систем та процесів ставить підвищені вимоги до організму людини. Їй доводиться діяти в межах своєї фізичної та психологічної можливостей.

ГЕС у наш час виробляють близько 20% електроенергії у світі. Велика кількість країн з багатими гідроресурсами одержують величезну частину електроенергії за рахунок ГЕС. Через те, ГЕС ефективно використовуються в енергетичній системі для зняття максимальних навантажень і роблять енергію дешевою. Затоплюючи водоймищами вузькі порожисті ділянки рік, ГЕС в загальному покращують умови роботи річкового транспорту. Попри те, навіть вони не є позбавленими недоліків. Найбільші дорікання викликають ГЕС, побудовані на рівнинних ріках. Водоймищами Дніпровського каскаду ГЕС затоплено величезні площі родючих ґрунтів.

ГЕС не створює забруднення та на них немає викидів шкідливих речовин. Але ж станції знаходяться велика кількість обладнання під напругою (особливо на ВРП), у приміщенні машинного залу має місце високий рівень вібрації. Ці та інші фактори негативно впливають на організм людини і можуть стати небезпечними. Через те, важливо розглянути питання охорони праці, які передбачають заходи щодо виявлення небезпечних та факторів, розроблення заходів по їх зниженню, по техніці



безпеки, по пожежній безпеці, а також по створенню безпечних та нешкідливих умов праці робітників.



Рисунок 6.1 – Аварія на Саяно – Шушенській ГЕС

Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань з охорони праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем ГЕС з урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтовного підходів про природу небезпеки.

Враховуючи те, що для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму при монтажі ГЕС вимагається рішення цілого комплексу питань з охорони праці, а обсяг даного диплому обмежений, в такому випадку сформує основні задачі щодо охорони праці за темою дипломного проєктування:

1. Зробити аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем ГЕС, які працюють в складі електроенергетичної системи України за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при електричному монтажі ГЕС. Розрахувати параметри заземлюючого пристрою ГЕС.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту гідроелектричних станцій.

Початкові данні для рішення поставлених задач охорони праці використовуємо з попередніх розділів та підрозділів дипломної роботи: (вказати розділи та підрозділи/дипломної/роботи).

## 6.2 Загальні вимоги безпеки

Електромонтер повинен працювати в спецодязі і застосовувати засоби захисту, які видаються у відповідності з діючими галузевими нормами. В залежності від характеру робіт і умов їх виконання електромонтеру безкоштовно видаються додатково спецодяг і засоби захисту для цих умов.

Електромонтери безкоштовно забезпечуються такими засобами індивідуального захисту, спеціальним одягом і спецвзуттям:

-костюм бавовняний	-на 12 місяців;
-чоботи кирзові	-на 18 місяців;
-чоботи гумові при роботі в заболоченій місцевості	-на 12 місяців;
-рукавиці брезентові	-на 2 місяці;
-напівплащ прогумований	-черговий;
-калоші діелектричні	-чергові;
-рукавиці діелектричні	-чергові;
-пояс запобіжний	-черговий;
-окуляри захисні	-чергові.

На зовнішніх роботах взимку додатково видаються:

-куртка бавовняна на утеплюючій прокладці	-на 36 місяців;
---	-----------------

- штани бавовняні на утеплюючій прокладці -на 36 місяців;
- валянки -на 48 місяців;
- рукавиці бавовняні теплі -на 3 місяці.

Електромонтери, які перебувають в приміщеннях з діючим електрообладнанням (розподільчі пункти-РП, закриті трансформаторні пункти-ЗТП), а також електромонтери, які беруть участь в обслуговуванні і капітальних ремонтах ПЛ, ТП, кабельних ліній (КЛ), в траншеях і кабельних колодязях, зобов'язані користуватись захисними касками.

Персонал, який обслуговує ПЛ, повинен бути ознайомлений з переліком ліній, які після відключення перебувають під наведеною напругою, та з величинами наведених напруг на кожній лінії.

При роботах в місцях перетину або зближення ПЛ з шосейними дорогами для попередження водіїв автотранспорту виконавцем робіт виставляються сигнальні знаки на віддалі 100 метрів в обидві сторони від місця перетину або зближення. Сигнали подаються червоними прапорцями, а вночі червоними ліхтарями.

На території ЕМ, у виробничих та побутових приміщеннях забороняється:

- розведення відкритого вогню;
- куріння у не відведених для цього місцях;
- залишати після роботи не вимкнені електронагрівальні прилади;
- зберігати в службових та побутових приміщеннях легкоспалахуючі рідини.

При виникненні пожежі необхідно терміново доповісти черговому диспетчеру ЕМ та в пожежну охорону району. До прибуття пожежної охорони необхідно первинними засобами пожежогасіння почати гасити пожежу, попередньо відключивши електроустановку. Після прибуття пожежників персонал ЕМ бере активну участь в гасінні пожежі під керівництвом пожежників.

При нещасному випадку необхідно негайно приступити до надання першої допомоги, звернутися за лікарняною допомогою і сповістити адміністрацію ЕМ. Необхідно вміти правильно надавати потерпілому лікарняну допомогу, а також

вжити заходи до збереження обставин, якщо це не загрожує життю людей і безаварійній роботі обладнання.

Електромонтер повинен знати методи надання першої (долікарняної) допомоги при ураженні електрострумом, при переломах, опіках, обмороженні тощо.

У випадку виявлення недоліків роботи обладнання необхідно повідомити про це свого керівника (чергового диспетчера ЕМ, керівництво ЕМ).

В нічний час доби робоче місце, а також проїзди і підходи до нього повинні бути освітлені. Забороняється виконувати роботу в неосвітленому місці.

При наближенні грози повинні бути припинені всі роботи на ПЛ, лінійних роз'єднувачах ПЛ, а також на кабельних лініях (КЛ), підключених до дільниць ПЛ.

Забороняється виконувати завдання, які суперечать вимогам правил техніки безпеки. При виникненні сумніву в можливості безпечного виконання завдання електромонтер повинен звернутися до особи, що видала завдання за роз'ясненням.

Побачивши порушення вимог техніки безпеки чи загрозу для життя людей, електромонтер повинен вжити заходи до усунення їх. Якщо самотійно не можуть бути вжиті заходи до усунення таких порушень, необхідно повідомити про це керівництву ЕМ.

Необхідно дотримуватись таких вимог гігієни:

- мити руки з милом перед прийняттям їжі;
- не використовувати для миття рук бензин або різні розчини;
- не приймати їжу на робочому місці;
- спецодяг і засоби індивідуального захисту зберігати у чистоті і тримати їх окремо від особистих речей.

Невиконання інструкції з охорони праці є порушенням трудової і виробничої дисципліни. Особи, які порушили вимоги інструкції з охорони праці, несуть відповідальність в дисциплінарному і кримінальному порядку, в залежності від характеру і наслідків порушення.

Захисту підлягає електрообладнання механічного цеху. Мережа з глухозаземленою нейтраллю. Напруга мережі  $U = 380$  В. Вимірний опір розтікання струму в природному заземлювачі  $R_{п.з} = 14$  Ом. Тип додаткового штучного заземлення - кутова сталь 40x40 мм довжиною  $l_B = 4$  м. Глибина закладання заземлювачів  $H_0 = 0,9$  м. З'єднувальна стрічка шириною  $B_c = 0,04$  м. Грунт - пісок: склад однорідний; вологість нормальна. Кліматична зона - Ш.

### Розв'язок

1. Визначаємо допустиме (нормативне) значення опору розтікання струму в заземлювальному пристрої. Згідно ПУЕ  $R_d \leq 4$  Ом.

2. Визначаємо розрахунковий питомий опір ґрунту для Ш - ї кліматичної зони, вологість нормальна

$$\rho_{\text{табл}} = 300 \text{ Ом}, K_c = 1,3$$

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{табл}} \cdot K_c = 300 \cdot 1,3 = 390 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

3. Визначаємо  $H$  - відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача:

$$H = H_0 + \frac{L_B}{2} = 0,8 + \frac{3}{2} = 2,3 \text{ м}$$

4. Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$d_{\text{екв}} = 0,95 \cdot 0,04 = 0,38 \text{ м}$$

$$R_B = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot L_B} \left( \ln \frac{2 \cdot L_B}{d_{\text{екв}}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot H + L_B}{4 \cdot H - L_B} \right) = \frac{390}{2 \cdot \pi \cdot 3,0} \left( \ln \frac{2 \cdot 3,0}{0,38} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,3 + 3,0}{4 \cdot 2,3 - 3,0} \right) = 64,086$$

5. Визначаємо опір розтікання струму штучного заземлення, якщо врахувати, що штучні і природні заземлювачі з'єднані паралельно та їх загальний опір не перевищує  $R_d = 4$  Ом:

$$R_{\text{Ш}} = \frac{R_d \cdot R_{п.з.}}{R_{п.з.} - R_d} = \frac{4 \cdot 14}{14 - 4} = 5,6 \text{ Ом}$$

6. Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів  $\eta_B = 1$ :

$$\eta_{op} = \frac{R_B}{R_{III} \cdot \eta_B} = \frac{64.086}{5,6 \cdot 1} = 3,987 \approx 12 \text{ шт}$$

7. Визначаємо коефіцієнт вертикальних заземлювачів  $\eta_B$ .

Заземлювачі розташовані по контуру;  $a / L = 1$ .  $n = 20$ . Тоді  $\eta_B = 0,50$ .

8. Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з врахуванням  $\eta_B$ :

$$\eta_B = \eta_{op} / n = 12 / 0,50 = 24.$$

Приймаємо  $n = 24$  шт.

9. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при  $n = 24$  шт.

$$R_{розрB} = \frac{R_B}{n \cdot \eta_B} = \frac{64.086}{24 \cdot 0,50} = 5,34 \text{ Ом}$$

10. Визначаємо довжину з'єднувальної стрічки:

$$L_C = 1,05 \cdot a \cdot n = 1,05 \cdot 3 \cdot 24 = 75,6 \text{ м}$$

11. Визначаємо опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі:

$$R_r = \frac{\rho_{розр}}{2 \cdot \pi \cdot L_C} \ln \frac{2 \cdot \pi \cdot L_C^2}{H_0 \cdot B_C} = \frac{390}{2 \cdot \pi \cdot 75,6} \ln \frac{2 \cdot \pi \cdot 75,6^2}{0,8 \cdot 0,04} = 11,437 \text{ Ом}$$

12. Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача.

$$a / l = 1 \quad \eta_B = 24 \rightarrow \eta_r = 0,25$$

13. Визначаємо опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням  $\eta_r$ :

Ом

14. Визначаємо опір розтікання струму в горизонтальних та вертикальних заземлювачах:

$$R_{\text{розр.г}} = \frac{R_{\text{розрВ}} \cdot R_{\text{розрГ}}}{R_{\text{розрВ}} + R_{\text{розрГ}}} = \frac{5.34 \cdot 45.748}{5.34 + 45.748} = 4,782 \text{ Ом}$$

15. Визначаємо загальний опір зтікання струму в штучному та природному заземлювачах:

$$R_{\text{заг}} = \frac{R_{\text{п.з.}} \cdot R_{\text{розр}}}{R_{\text{п.з.}} + R_{\text{розр}}} = \frac{14 \cdot 4,782}{14 + 4,782} = 3,564 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{заг}} < R_{\text{доп}}$$

Отримане загально розрахункове значення опору розтікання струму в природному та штучному заземлювачах відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ.

## ВИСНОВОК

В сучасних реаліях гідроенергетика не цілком задовольняє вимоги енергосистем у піковій та напівпіковій потужності в результаті замалої потужності на гідро- та гідроакумуючих електростанціях (ГЕС та ГАЕС), і так само перешкод, що їх накладають інші галузі водогосподарського комплексу.

Прогнози, основані на розрахунках і моделюванні розвитку суспільства у XXI ст., соціально-економічна ситуація, що набулася у різних країнах світу, і тенденції її розвитку розкривають неодмінне збільшення енергоспоживання, а також водоспоживання. Так, за прогнозами світове використання електроенергії у порівнянні з 2000 р. зросте до 2030 у 2 рази, а до 2050 р. - у 4 рази. Серйозною проблемою нашої цивілізації є теж проблема збереження безпечного стану навколишнього середовища для життєдіяльності суспільства.

У даній ситуації збільшується роль гідроенергетики, яка застосовує відновлювальні екологічно чисті гідроенергетичні ресурси. Попри те, що навіть освоєння всього економічно ефективного гідроенергетичного потенціалу може покрити тільки частину прогнозованого зростання потреб в електроенергії, лише гідроенергетичні об'єкти, замінюючи частину теплових електростанцій, дадуть змогу значно понизити викиди забруднюючих речовин в навколишнє середовище.[9] В той же час ГЕС комплексно вирішують проблеми водопостачання зрошення, захисту від повеней та інше.

З урахуванням прогнозованого розвитку гідроенергетики її питома вага у світовому енергетичному балансі може зберегтись. Майбутній її розвиток базується на комплексному споживанні водосховищ для забезпечення таких потреб, як водопостачання мешканців, промисловості, поливу, захист від повеней та інше.[4] У деяких випадках ГЕС і їх каскади будуть ядром великих водогосподарських і територіально-виробничих комплексів, що задовольняють підвищення економіки і покращення соціальних умов у слаборозвинених регіонах.



В умовах подальшого розвитку об'єднаних енергосистем ГЕС якщо зрівнювати з іншими об'єктами електроенергетики гарантують найефективніший процес генерації електроенергії при найменших експлуатаційних витратах і найбільшому терміну експлуатації.

В Україні при загальній потужності ГЕС 4,6 млн. кВт освоєно 60% економічно ефективного гідроенергетичного потенціалу. В ОЕС України, де на ГЕС виробляється лише 5% загальної кількості електроенергії, а на АЕС 55%, існує надзвичайно гострий дефіцит високоманеврованих потужностей, що вимагає прискорення введення в експлуатацію потужностей ГАЕС, які використовуються для покриття пікової частини і заповнення нічних провалів у графіку навантажень[8].

При подальшому розвитку електроенергетики на базі гармонічного поєднання атомної і вугільної електроенергетики, гідроенергетики та інших відновлювальних джерел гідроенергетика відіграватиме найважливішу роль в оптимізації структури генеруючих потужностей ОЕС України.[15] Сприятливе геополітичне становище України, а також наявність потужних електричних зв'язків дозволяють ОЕС України стати "енергетичним мостом" між об'єднаними енергосистемами країн ЄС і ЄЕС Росії, здійснювати експорт і транзит електроенергії із забезпеченням якості електроенергії у відповідності з вимогами, що існують у країнах ЄС.

Відповідно до завдання, в роботі розглядалися енергетичні параметри гідроелектростанцій, систематичне значання малих і середніх ГЕС в енергосистемі, режими роботи відносно графіків навантаження, доцільне розташування станцій та переваги такого використання. Вивчався вплив гідроелектростанцій на навколишнє середовище.

Було розглянуто значення Дністровської гідроелектростанції-1 в балансі потужності об'єднаної енергетичної системи України.

Також було наведено як підвищити ефективність проектування та експлуатації малих ГЕС з асинхронними генераторами в розподільних електричних

мережах, що полягає у виборі оптимальної потужності генераторів і компенсуючих установок, автоматизації керування й оптимізації роботи станцій в каскаді та в складі електричної мережі і дозволяє найефективніше використовувати водні ресурси, зменшувати собівартість та збільшувати обсяги виробленої електроенергії.

Виходячи з результатів теоретичних та практичних досліджень техніко-економічних факторів проектування й експлуатації малих ГЕС в Україні, показано можливість і доцільність застосування асинхронних генераторів для перетворення енергії на таких станціях. В якості генераторів на малих ГЕС можуть використовуватися асинхронні двигуни, що випускаються серійно.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Безруких П. П., Стребков Д. С. Состояние, перспективы и проблемы развития возобновляемых источников энергии // Малая энергетика. 2005. № 1–2.
2. Поташник С. И. О стратегических направлениях развития гидроэнергетики Украины на период до 2030 г. /Энергетика и электрификация. – 2005. – № 7.
3. [https://uhe.gov.ua/media\\_tsentr/novyny/chomu-ges-i-gaes-neobkhidni-energetichniy-sistemi-kraini](https://uhe.gov.ua/media_tsentr/novyny/chomu-ges-i-gaes-neobkhidni-energetichniy-sistemi-kraini)
4. <http://energetika.in.ua/ua/books/book-3>
5. Аршневикий Н.Н. Гидроэлектрические станции : Учебник для вузов / М.Ф. Губин, В.Я. Карелин - Москва : Энергоатомиздат, 1987. - 464 с
6. Васильев А. А., Крючков И. П., Наяшкова Е. Ф. и др. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
7. World Hydropower Potential and Development /The International Journal on Hydropower and Dams. – 2008. World atlas and industry guide.
8. Кривченко Г.И. Гидроэлектрические станции : Учебник для студентов высших учебных заведений / Н.Н. Аршневикий, Ф.Ф. Губин - Москва : Энергия, 1980. - 368 с.
9. Ландау Ю.А. и др. Гидроэнергетика и окружающая среда. – Киев: Либра, 2004.
10. В. Вовчак, О. Тесленко, О. Самченко Мала Гідроенергетика України – Київ, 2018
11. The British Hydropower Association. A Guide to UK Mini-Hydro Developments.
12. <http://energetika.in.ua/ua/books/book-5/part-1/section-2/2-4>

13. Васько П.Ф. Сучасний стан, потенційні можливості та передумови подальшого розвитку малої гідроенергетики в Україні // Відновлюв. енергетика. – 2006. – № 1. – С. 60-65.
14. Гидроэлектростанции малой мощности. Учебное пособие/ Под ред. В.В. Елистратова. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2005. 432 с.
15. П.Д. Лежнюк, О.В. Нікіторович, В.В. Кулик Малі Гідроелектростанції з асинхронними генераторами. — Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2010. — 136 с.
16. Васько П.Ф. Сучасний стан, потенційні можливості та передумови подальшого розвитку малої гідроенергетики в Україні // Відновлюв. енергетика. – 2006. – № 1. – С. 60-65.
17. Celso Penche. Layman's Handbook On How To Develop A Small Hydro Site (Second Edition). – DG XVII European Commision 200 rue de la Loi B-1049 Bruselas Belgica. – 1998. – 266 p.
18. Нікіторович О.В. Мала гідроенергетика в Україні: перспективи і проблеми її розвитку. Енергоефективність, екологія та безпека // Гідроенергетика України. – 2003. – №1. – 40-44.
19. Электрические машины: асинхронные машины / Радин В.И., Брускин Д.Э., Зорохович А.Е.: Под ред. И.П. Копылова. – М.: Высш. шк., 1988. – 328 с.
20. Неисчерпаемая энергия. Кн. 3. Альтернативная энергетика / В.С. Кривцов, А.М. Олейников, А.И. Яковлев. – Учебник. – Харьков: Нац. аэрокосм. ун-т. «Харьк. авиац. ин-т», Севастополь: Севаст. нац. техн. ун-т, 2006. – 643 с.
21. R.C. Bansal, T.S. Bhatti, and D.P. Kothari, “A Novel Mathematical Modelling of Induction Generator for Reactive Power Control of Isolated Hybrid Power Systems”, Int. Journal of Modelling and Simulation, Vol. 24, No. 1, pp. 1-7, 2004.
22. Конеченков А.Е. Экономические и законодательные тенденции развития возобновляемой энергетики в мире // Відновлюв. енергетика. — 2005. – № 3-4. – С. 6-9.

23. Бондаренко Є.А. Методичні вказівки до виконання розділу «Охорона праці» в дипломних роботах (для студентів спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка)/ Бондаренко Є.А.. – Вінниця: ВНТУ, 2017. – 118 с.

## ДОДАТОК А

### Технічне завдання МКР

Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.  
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

\_\_\_\_\_ (підпис)

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

### ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи  
ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ В ОБ'ЄДНАНІЙ ЕНЕРГОСИСТЕМІ УКРАЇНИ  
08-13.МКР.002.00.04 ТЗ

Науковий керівник: д.т.н., проф. каф. ЕСС  
\_\_\_\_\_ Лежнюк П.Д.  
(підпис)

Магістр групи ЕС-18м

\_\_\_\_\_ Руснак І.М.  
(підпис)

Вінниця 2020 р.

### **1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)**

а) в умовах дефіциту енергоносіїв, а також гострого браку маневрених потужностей Україна повинна раціонально використовувати енергоресурси, в тому числі і гідроенергетичні. Постає необхідність проектування та введення в експлуатацію нових електричних станцій. Оскільки електричні мережі енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, то дослідження роботи в них ГЕС є актуальною;

б) наказ ректора ВНТУ № 76 від 6 березня 2020 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

### **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – дослідження роботи гідроелектростанцій в енергосистемі України;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

### **3. Джерела розробки**

Список використаних джерел розробки:

1. Аршневатский Н.Н. Гидроэлектрические станции : Учебник для вузов / М.Ф. Губин, В.Я. Карелин - Москва : Энергоатомиздат, 1987. - 464 с

2. Безруких П. П., Стребков Д. С. Состояние, перспективы и проблемы развития возобновляемых источников энергии // Малая энергетика. 2005. № 1–2.

3. П.Д. Лежнюк, О.В. Нікіторович, В.В. Кулик Малі Гідроелектростанції з асинхронними генераторами. — Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2010. — 136 с.

### **4. Технічні вимоги до виконання МКР**

– привести основні енергетичних параметрів ГЕС, які розраховуються при будівництві нової ГЕС;

– визначити системне значення ГЕС в енергетичній системі України, дослідження добових графіків навантаження, оцінка впливу електростанцій на навколишнє середовище під час побудови, та при її експлуатації, та доцільність застосування ГЕС в теперішньому часі;

– обговорити місце Дністровської ГЕС-1 в балансі потужностей ОЕС, приведення характеристики основних споруд станції, гідромеханічного обладнання, та компонування гідроагрегату станції, його тип, потужність, та режими роботи;

– сформулювати як підвищити ефективність проектування та експлуатації малих ГЕС з асинхронними генераторами в розподільних електричних мережах;

## 5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої станції.

## 6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	06.03.20	08.03.20	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне використання ГЕС	09.03.20	24.03.20	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 та 2 ПЗ
3	Визначення ролі Дністровської ГЕС-1 в ОЕС	25.03.20	08.04.20	розділ 3
4	Дослідження питань використання малих ГЕС в електричних мережах	09.04.20	25.04.20	розділ 4

6	Техніко-економічні розрахунки	26.04.20	08.05.20	розділ 5
7	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	09.05.20	18.05.20	розділ 6
8	Оформлення пояснювальної записки	20.05.20	02.05.20	пояснювальна записка
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	03.06.20	06.06.20	плакати, презентація

### **7. Матеріали, що подаються до захисту МКР**

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

### **8. Порядок контролю виконання та захисту МКР**

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

### **9. Вимоги до оформлення МКР**

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційну роботу у Вінницькому національному технічному університеті (БДР (БД), ДП (ДР), МКР)», 2015р.

**10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом**

Відсутні.