

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту”

Зав. кафедри ЕТС та ЕМ

к.т.н., професор

_____Петро ПЛІШКОВ

“ _____ ” 20__ р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА **за другим (магістерським) рівнем вищої** **освіти**

на тему:

**«Дослідження впливу малих гідроелектростанцій на
режими роботи електричних мереж»**

Виконав здобувач вищої освіти

II курсу, групи *ЕЕ-22М*

ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання»

спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»,

_____Олексій САГАЙДАК

« _____ » _____ 2023 р.

Керівник роботи к.т.н., доцент

_____Катерина ПЕТРОВА

« _____ » _____ 2023 р.

Рецензент _____

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ:

завідувач кафедри ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор

Петро ПЛЕСКОВ
« 04 » 09 2023 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Сагайдака Олексія Михайловича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи Дослідження впливу малих гідроелектростанцій на режими роботи електричних мереж

Study of the impact of small hydroelectric power plants on the operation of power grids

2. Керівник роботи Петрова Катерина Григорівна, к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання роботи до захисту 31.12.2023 р.

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи Метою роботи є поглиблення теоретико-методичних засад аналізу впливу малих ГЕС різної потужності та конструктивного виконання на режими роботи електричних мереж, розробка пропозицій щодо компенсації їх реактивного навантаження, а також уточнення підходів до оцінки додаткових втрат потужності в електромережах. Досягнення поставленої мети було забезпечене вирішенням наступних завдань: 1) дослідження сучасного стану, тенденції розвитку відновлюваної енергетики та малої гідроенергетики в Україні і світі; 2) виявлення особливостей реактивної складової енергоспоживання генераторів МГЕС та шляхи її оптимізації; 3) розвинення методики розрахунку впливу МГЕС на режими роботи електричних мереж з урахуванням втрат потужності через адресні та транзитні перетоки; 4) оцінювання впливу МГЕС на режими роботи електричних мереж.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Охорона праці	доц., к.т.н. Савеленко І.В.		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	10.10.2023 р.	
2	Аналіз поточного стану та перспектив розвитку відновлювальних джерел енергії та гідроенергетики України	13.10.2023 р.	
3	Дослідження потенціалу та перспектив розвитку гідроенергетики України	25.10.2023 р.	
4	Дослідження особливостей функціонування МГЕС в мережах енергосистем	30.10.2023 р.	
5	Оцінювання впливу МГЕС на режими роботи електричних мереж	15.11.2023 р.	
6	Висновки, список використаних джерел	30.11.2023 р.	
7	Оформлення додатків	15.12.2023 р.	
8	Оформлення презентаційної частини КР	20.12.2023 р.	

Дата видачі завдання

« ____ » _____ 2023 р.

Підпис керівника

Катерина ПЕТРОВА

Завдання прийнято до виконання

« ____ » _____ 2023 р.

Підпис здобувача

Олексій САГАЙДАК

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 105 с., 10 рис., 22 табл., 12 джерел

Сагайдак О. М. Дослідження впливу малих гідроелектростанцій на режими роботи електричних мереж

Кваліфікаційна робота за другим (магістерським) рівнем вищої освіти за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітньої програми «Електротехнічні системи електроспоживання». – Центральноукраїнський національний технічний університет; Кропивницький, 2023 р.

Метою роботи є поглиблення теоретико-методичних засад аналізу впливу малих ГЕС різної потужності та конструктивного виконання на режими роботи електричних мереж, розробка пропозицій щодо компенсації їх реактивного навантаження, а також уточнення підходів до оцінки додаткових втрат потужності в електромережах.

У роботі досліджено сучасний стан та тенденції розвитку відновлюваної енергетики та малої гідроенергетики в Україні і світі; проаналізовано технологічний склад та характеристики обладнання МГЕС в Україні; визначено особливості реактивної складової енергоспоживання генераторів МГЕС та шляхи її оптимізації; розвинено методику розрахунку впливу МГЕС на режими роботи електричних мереж з урахуванням втрат потужності через адресні та транзитні перетоки..

Практичне значення отриманих результатів полягає в тому, що сформовані в роботі методичні підходи, моделі та рекомендації можуть бути використані підприємствами малої гідроенергетики, органами державного регулювання та науковими установами для підвищення ефективності функціонування галузі.

МАЛІ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ, ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ, РЕЖИМИ РОБОТИ, РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ, ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

ABSTRACT

Qualification work: 105 p.; 10 fig.; 22 tables; 12 source

Sahaidak O.M. Study of the impact of small hydroelectric power plants on the operation of power grids. - Manuscript.

Qualification thesis second (master's) level of higher education on speciality 141 "Electrical Energetics, Electrical Engineering and Electromechanics" professional program " Electrotechnical Systems of Power Consumption". – Central Ukrainian National Technical University; Kropyvnytskyi, 2023.

The purpose of the work is to deepen the theoretical and methodological principles of analyzing the impact of small hydropower plants of different capacities and design on the operating modes of electric networks, developing proposals for compensating their reactive load, as well as clarifying approaches to assessing additional power losses in electric networks.

The paper investigates the current state and development trends of renewable energy and small hydropower in Ukraine and the world; the technological composition and characteristics of small HPP equipment in Ukraine are analyzed; the features of the reactive component of energy consumption by small HPP generators and ways to optimize it are determined; the methodology for calculating the impact of small HPPs on the operating modes of electric networks has been developed, taking into account power losses through address and transit flows.

The practical significance of the obtained results lies in the fact that the methodological approaches, models and recommendations formed in the work can be used by small hydropower companies, government regulatory authorities and research institutions to improve the efficiency of the industry.

SMALL HYDROPOWER PLANTS, ELECTRICAL NETWORKS,
OPERATING MODES, REACTIVE POWER, ELECTRICITY LOSSES

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	8
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ПОТОЧНОГО СТАНУ ТА ПЕРСПЕКТИВ РОЗВИТКУ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ТА ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ.....	11
1.1. Опис та класифікація відновлювальних джерел енергії.....	11
1.2. Енергетичний потенціал відновлювальних джерел енергії.....	18
1.3. Огляд перспектив розвитку ВДЕ та гідроенергетики України....	20
Висновки до розділу 1.....	25
РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ ПОТЕНЦІАЛУ ТА ПЕРСПЕКТИВ РОЗВИТКУ ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ.....	26
2.1. Огляд потенціалу гідроенергетики та принципів його використання.....	26
2.2. Гідроелектростанції як ланка у забезпеченні стійкості ОЕС України та принципи подальшого освоєння гідроресурсів.....	31
2.3. Переваги розвитку гідроенергетики України.....	38
Висновки до розділу 2.....	48
РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ ФУНКЦІОНУВАННЯ МГЕС В МЕРЕЖАХ ЕНЕРГОСИСТЕМ.....	49
3.1. Дослідження реактивної потужності асинхронного генератора МГЕС.....	50
3.2. Оцінювання впливу режимів роботи МГЕС на втрати потужності в електричних мережах.....	54
3.3. Алгоритми оцінювання впливу каскаду МГЕС на втрати в розподільних мережах.....	63
Висновки до розділу 3.....	69

РОЗДІЛ 4. ОЦІНЮВАННЯ ВПЛИВУ МГЕС НА РЕЖИМИ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	71
4.1. Дослідження впливу малих ГЕС на рівень втрат електричної енергії в розподільчих мережах.....	71
4.2. Дослідження впливу малих ГЕС на режими реактивної потужності розподільчих мереж.....	76
4.3. Визначення рівня втрат електричної енергії внаслідок адресних перетікань.....	79
Висновки до розділу 4.....	91
ВИСНОВКИ.....	93
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	95
ДОДАТКИ.....	97
ДОДАТОК А. Охорона праці.....	98

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АГ	асинхронний генератор
АД	асинхронний двигун
АПП	адресне перетікання потужності
ГЕН	графік електричного навантаження
ГЕС	гідроелектростанція
ЕЕ	електрична енергія
ЕК	енергокомпанія
ЕМ	електричні мережі
ККД	коефіцієнт корисної дії
ЛЕП	лінії електропередач
МГЕС	малі гідроелектростанції
ОЕС	об'єднана енергосистема
ОІК	оперативно-інформаційний комплекс
ТЕ	теплові електричні станції

ВСТУП

В умовах глобальної енергетичної кризи та прагнення України до євроінтеграції актуалізується проблема пошуку альтернативних джерел енергії. Одним з пріоритетних напрямів вітчизняної стратегії низьковуглецевого розвитку є розгортання проектів у сфері відновлюваної енергетики, серед яких чільне місце належить малій гідроенергетиці.

В Україні нараховується понад 1300 малих ГЕС, їх загальна потужність становить близько 647 МВт. З урахуванням планів з будівництва нових та відновлення існуючих станцій, потенціал малої гідроенергетики в Україні оцінюється на рівні 1700 МВт, що мало б забезпечити додаткову генерацію близько 2 млрд кВт·год електроенергії на рік. Разом з тим, інтенсивний розвиток об'єктів малої гідрогенерації може впливати на баланс потужності, стійкість та надійність електромереж. Доцільною є ґрунтовна техніко-економічна оцінка впливу роботи малих ГЕС на режими функціонування електричних мереж з метою обрання оптимальних підходів до інтегрування станцій в енергосистему та врахування їх додаткової вартості при встановленні „зелених” тарифів.

Метою роботи є поглиблення теоретико-методичних засад аналізу впливу малих ГЕС різної потужності та конструктивного виконання на режими роботи електричних мереж, розробка пропозицій щодо компенсації їх реактивного навантаження, а також уточнення підходів до оцінки додаткових втрат потужності в електромережах.

Відповідно до мети в роботі передбачається виконати такі **завдання**:

- дослідити сучасний стан та тенденції розвитку відновлюваної енергетики та малої гідроенергетики в Україні і світі;
- проаналізувати технологічний склад та характеристики обладнання МГЕС в Україні;
- визначити особливості реактивної складової енергоспоживання генераторів МГЕС та шляхи її оптимізації;

- розвинути методики розрахунку впливу МГЕС на режими роботи електричних мереж з урахуванням втрат потужності через адресні та транзитні перетоки;

- оцінити вплив МГЕС на режими роботи електричних мереж.

Об’єкт дослідження – процеси виробництва, передачі та розподілу електроенергії в умовах функціонування малих гідроелектростанцій.

Предмет дослідження – методики аналізу впливу МГЕС на режими та втрати потужності в електричних мережах різної напруги з урахуванням особливостей їх реактивного навантаження.

Для вирішення поставлених завдань та перевірки наукових гіпотез застосовуватимуться такі методи дослідження:

- системний підхід для встановлення зв’язків між елементами системи виробництва та розподілу електроенергії з малими ГЕС;

- аналіз і синтез – при виявленні особливостей впливу малих ГЕС на режими електричних мереж;

- абстрагування та формалізація – для створення формалізованих моделей електромереж з малими ГЕС;

- розрахунково-аналітичний метод – для кількісних розрахунків режимів і параметрів електромереж, а також визначення втрат потужності; – економіко-математичне моделювання – при оцінці вартісних показників додаткових витрат в електромережах внаслідок розгортання МГЕС.

Основні тези за результатами кваліфікаційної роботи доповідалися та обговорювалися на Міжнародній науково-практичній конференції «Електроенергетика, електромеханіка та технології в АПК», 9 листопада 2023 року (Державний біотехнологічний університет, м. Харків).

Практичне значення отриманих результатів полягає в тому, що сформовані в роботі методичні підходи, моделі та рекомендації можуть бути використані підприємствами малої гідроенергетики, органами державного регулювання та науковими установами для підвищення ефективності функціонування галузі.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ПОТОЧНОГО СТАНУ ТА ПЕРСПЕКТИВ РОЗВИТКУ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ТА ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

1.1. Опис та класифікація відновлювальних джерел енергії

Уявлення про енергію як фізичне поняття існує віддавна. Впродовж усієї історії людство послуговувалося різноманітними видами енергії для забезпечення життєдіяльності. Енергія визначає здатність фізичної системи здійснювати роботу. У природі наявний цілий спектр різновидів енергії, серед яких: кінетична, потенційна, теплова, ядерна, електрична тощо. На разі однією з найбільш ефективних та зручних для використання форм вважається саме електрична енергія. Її головна перевага полягає у можливості трансформації в інші різновиди енергії.

Традиційно домінуючим джерелом енергії у світі є вуглеводневе паливо – вугілля, нафта та природний газ. Проте, за оцінками фахівців, розвідані світові запаси звичайних вуглеводнів здатні покривати енергоспоживання людства лише протягом наступних 60 років. Отож, пріоритетним завданням для людства постає освоєння нових джерел енергопостачання у найближчому майбутньому.

Усі відомі джерела енергії можна класифікувати так:

1. Невідновлювані (вичерпні) джерела енергії. До них належать:

- Викопне паливо - вугілля, нафта, природний газ. Ці ресурси утворилися мільйони років тому, запаси обмежені й поступово вичерпуються. Забезпечують до 80% світових енергопотреб.

- Ядерне паливо - уран, плутоній та інші радіоактивні елементи для атомних електростанцій. Запаси значні, але також обмежені.

2. Відновлювані або альтернативні джерела енергії. Майже не вичерпуються, оскільки відновлюються у природних процесах:

- Сонячна енергія - використовується за допомогою сонячних батарей та теплових колекторів. Потенціал практично безмежний.
- Вітрова енергія - перетворюється на електроенергію вітрогенераторами на вітрових та вітро-сонячних електростанціях.
- Гідроенергія - потенціал річок і морів. Використовується на гідроелектростанціях та припливних електростанціях.
- Геотермальна енергія - тепло Землі, використовується за допомогою теплових насосів і на геотермальних електростанціях.
- Біоенергія - енергія біомаси (деревини, соломи) і біопалива. Може виробляти тепло, електрику, моторне паливо.

На разі, найперспективнішими напрямками розвитку світової енергетики в найближчі десятиліття є:

1. Сонячна енергетика. Вона вже зараз демонструє найшвидші темпи зростання серед усіх відновлюваних джерел. Переваги сонячної енергії: практично невичерпний ресурс, відсутність викидів, можливість будівництва як великих сонячних електростанцій, так і невеликих побутових установок. Ключова проблема - акумулювання енергії для забезпечення потреб в нічний час. Але над її вирішенням активно працюють вчені.

2. Вітрова енергетика. Вітер - це також практично невичерпне джерело енергії. Сучасні вітрогенератори досягли дуже високої ефективності. А офшорні вітропарки, розміщені в морі, дозволяють уникнути негативного впливу на навколишнє середовище. Мінус - нестабільність генерації через змінюваність швидкості вітру.

3. Гідроенергетика та хвильові/припливні електростанції. Використовують практично невичерпну кінетичну енергію води. Забезпечують стабільне та кероване виробництво електроенергії порівняно з сонцем і вітром. Потребують спорудження дамб та інших гідротехнічних споруд, що впливає на навколишнє середовище.

Отже, ці технології є найперспективнішими через використання практично невичерпних джерел енергії та екологічну чистоту. Їх розвиток

дозволить поступово відмовитися від вуглеводневого палива і забезпечити сталий енергетичний розвиток світу.

ВДЕ мають низку суттєвих переваг порівняно з традиційними невідновлюваними джерелами на кшталт нафти, газу, вугілля:

1. Відновлюваність. ВДЕ базуються на природних процесах, які практично невичерпні у людській перспективі - це сонячна радіація, енергія вітру, річок, припливів, тепло Землі, біомаса. Тоді як запаси викопного палива обмежені і вичерпуються набагато швидше.

2. Екологічність. При використанні сонячної, вітрової, гідроенергії практично відсутні шкідливі викиди в атмосферу та навколишнє середовище. На відміну від спалювання вуглеводнів, що супроводжується викидами парникових газів, золи, оксидів сірки і азоту. ВДЕ сприяють боротьбі зі зміною клімату та забрудненням довкілля.

3. Енергетична безпека. Розвиток "зеленої" енергетики на базі місцевих ресурсів (сонця, вітру, біомаси) дозволяє країнам зменшити імпорту викопного палива і залежність від постачальників, підвищити надійність енергопостачання.

4. Інновації та розвиток економіки. "Зелена" енергетика стимулює створення нових технологій, робочих місць та залучення інвестицій. Вона сприяє технологічному оновленню та модернізації економіки країн.

5. Децентралізація та доступність. Багато видів ВДЕ (біопаливо, сонячні панелі, невеликі вітрогенератори) можуть застосовуватися локально в домогосподарствах та громадах. Це забезпечує фізичну та економічну доступність енергії для населення віддалених районів.

Отже, відновлювана енергетика є не лише екологічно чистою альтернативою, а й рушієм інновацій, сталого розвитку та енергетичної безпеки. Її переваги очевидні у порівнянні з невідновлюваними ресурсами.

Основними факторами, що стримують ширше впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), є:

1. Висока вартість технологій. Початкові капіталовкладення в проекти "зеленої" енергетики значно перевищують витрати на традиційні генеруючі потужності (теплові та атомні станції). Хоча в подальшому ВДЕ мають нижчу собівартість виробленої електроенергії завдяки безкоштовному паливу.

2. Проблема накопичення та зберігання енергії. Більшість ВДЕ (крім гідро- та геотермальної енергії) мають непостійний, переривчастий характер генерації, що ускладнює балансування попиту та пропозиції в енергосистемах. Потрібні додаткові інвестиції в накопичувачі та резервні потужності.

3. Нестабільність та непрогнозованість генерації. Залежно від погодних умов виробіток електроенергії на сонячних, вітрових та деяких інших станціях може суттєво змінюватися. Це ускладнює планування та управління енергосистемою.

4. Недосконалість та відсутність інфраструктури. Для розвитку ВДЕ необхідно оновлювати та розбудовувати мережеву інфраструктуру, створювати "розумні" енергосистеми, налагоджувати високотехнологічне виробництво компонентів. Це потребує значних інвестицій та часу.

5. Адміністративні бар'єри та опір громадськості. Часто реалізацію проектів ВДЕ гальмує бюрократія, недосконале законодавство, протести місцевих жителів.

Крім того, досить важливим показником енергоресурсів є рівень якості джерела енергії. Під якістю джерел, як відновлюваних, так і невідновлюваних, розуміють частку енергії, що може бути трансформована в механічну роботу. Зокрема, ЕЕ має високу якість, адже понад 95% її електродвигунами перетворюється на механічну енергію. Натомість якість теплоти, отриманої при згорянні палива на ТЕС чи з надр Землі, доволі низька - лише близько 30% цієї теплоти трансформується зрештою в механічну роботу.

За цією ознакою відновлювані ресурси можна поділити на три групи:

1. Джерела механічної енергії - вітрова енергія, гідроенергія, енергія припливів та хвиль. Загалом їх якість висока, тож їх використовують переважно для генерування електрики. Коефіцієнт корисної дії для вітру - до 30%, гідроенергії - 60%, хвильової та припливної - 75%.

2. Теплові джерела - сонячна енергія, біопаливо. Максимальна частка теплоти, що може бути трансформована в роботу, визначається законами термодинаміки. На практиці - це близько половини термодинамічної межі. Для сучасних паротурбінних установок цей показник не перевищує 35%.

3. Джерела на основі фотонних процесів - фотосинтез, фотоелектрика. Досягти високого коефіцієнта корисної дії для всього спектру сонячного випромінювання вкрай складно, наразі він не перевищує 25%.

Отже, за ефективністю трансформації енергії відновлювані джерела суттєво розрізняються. Це варто враховувати при їх практичному застосуванні.

Отже, незважаючи на всі переваги "зеленої" енергетики, існує низка об'єктивних чинників, які стримують її швидше поширення. Але поступово ці бар'єри долаються з розвитком технологій та інфраструктури.

Нагальна потреба у масштабному розгортанні відновлюваних джерел енергії зумовлена кількома чинниками. По-перше, прогнозованим подвоєнням попиту на електроенергію до 2030 р. та подальшим чотириразовим зростанням до 2050 р. відносно рівня 2000 р. По-друге, ймовірним вичерпанням розвіданих покладів викопних видів органічного палива в найближчій перспективі. По-третє, критичним забрудненням довкілля внаслідок викидів оксидів азоту, сірки, вуглекислого газу, продуктів неповного згоряння палива, а також радіаційного й теплового забруднення.

Відновлювані джерела мають суттєві відмінності, тому ефективне їх освоєння вимагає науково обґрунтованих способів трансформації цих видів енергії у форми, придатні для кінцевого споживання. В навколишньому середовищі постійно існують потоки відновлюваної енергії, отже розбудова

альтернативної енергетики має ґрунтуватися на місцевих ресурсах, обираючи з-поміж них найоптимальніші. Використання відновлюваних джерел повинне бути комплексним та багатовекторним, що сприятиме прискоренню економічного розвитку регіонів. Наприклад, гарною основою можуть слугувати агропромислові підприємства, де відходи тваринництва й рослинництва можна використовувати для вироблення біогазу, рідкого та твердого біопалива, а також добрив.

Станом на 2023 рік частка ВДЕ у загальному енергетичному балансі України становить близько 6%. Основу відновлюваної енергетики складають сонячні, вітрові та малі гідроелектростанції. Загальна потужність об'єктів "зеленої" енергетики в Україні сягає понад 6 ГВт.

Найбільше в Україні розвинена сонячна енергетика. Потужність діючих сонячних електростанцій становить понад 4 ГВт. Близько 3 ГВт припадає на побутові сонячні електроустановки, встановлені домогосподарствами під "зеленим" тарифом. Решта – це комерційні СЕС – як невеликі (до 1 МВт) для забезпечення локальних потреб промислових підприємств, агрофірм тощо, так і великі сонячні електростанції потужністю десятки і сотні МВт.

Лідером за потужністю комерційних СЕС є Одеська область з такими гігантами як Приморська СЕС (246 МВт), Запорізька СЕС (200 МВт), Оріхівська СЕС (185 МВт) та ін. А загалом в Україні налічується понад 50 сонячних електростанцій потужністю понад 10 МВт кожна. Щороку їх кількість зростає на десятки нових об'єктів. Варто зазначити, що реальний потенціал сонячної енергії України оцінюється на рівні 170000 МВт, тобто задіяно лише 2% ресурсу.

Що стосується вітроенергетики, тут лідерами є Миколаївська та Запорізька області з найсприятливішими вітровими умовами в країні. Найбільші вітропарки побудовані такими компаніями як ДТЕК (Ботієва ВЕС – 200 МВт, Трифонівка – 150 МВт, Приморська – 125 МВт), Віндкрафт (Ботієвська – 200 МВт і Орлівська – 150 МВт), Нордекс Енерджі

(Причорноморська – 105 МВт), Актив Солар (Пустомитівська – 100 МВт) тощо.

Загальна потужність ВЕС України перевищила 1 ГВт. Втім реалізовано лише 15-20% економічно доцільного потенціалу вітрової енергії в країні. Для порівняння, Данія з населенням менше 6 млн осіб має ВЕС потужністю понад 6 ГВт. Тому подальше зростання обсягів вітроенергетики вкрай важливе для України.

Малі гідроелектростанції (ГЕС) в Україні виробляють близько 1% електроенергії. Їх загальна потужність становить 140 МВт. Найбільше (61 об'єкт) працює в Закарпатті, де розташовані і найпотужніші станції: Квасівська (16 МВт), Теребле-Ріцька (12 МВт), Яблуницька (10 МВт). Також експлуатуються ГАЕС – гідроакумуючі станції для покриття пікових навантажень в енергосистемі. Зокрема, Канівська ГАЕС має потужність 972 МВт.

Великі та середні ГЕС України виробляють близько 10% електроенергії. Найпотужніші з них: Дніпровська ГЕС (1570 МВт), Київська ГЕС (408 МВт) та Каховська ГЕС (351 МВт). На Дністрі працюють каскад з 7 гідроелектростанцій потужністю 972 МВт. Також діють Кременчуцька, Середньодніпровська, Канівська, Дніпродзержинська ГЕС та інші. Загальна потужність усіх ГЕС України сягає майже 5,2 ГВт. Проте останніми роками вироблення гідроенергії через посушливі періоди впало з 14-15 до 7-10 млрд кВт·год, що негативно позначилося на енергетичному балансі держави.

Щодо перспектив “зеленої” енергетики України, то вони визначені в Енергетичній стратегії 2035 та передбачають збільшення частки ВДЕ до 25% у валовому постачанні енергії. Головні завдання: подальший розвиток сонячної та вітрової генерації шляхом будівництва нових потужностей ВЕС і СЕС на десятки ГВт; розширення розподіленої генерації енергії в домогосподарствах; впровадження сучасних “зелених” технологій – біоенергетики, геотермальної енергії тощо.

Запланована також модернізація та реабілітація діючих ГЕС і ГАЕС для нарощування обсягів виробництва гідроелектроенергії. Крім цього, активно проектується будівництво каскадів міні-ГЕС на малих річках Карпат та Закарпаття, що дозволить Україні майже подвоїти потужності малої гідроенергетики. Загалом на розвиток відновлюваної енергетики та імплементацію "зелених" проектів планується залучити близько 20 млрд євро інвестицій до 2035 року.

Отже, незважаючи на певні труднощі, Україна рухається у правильному напрямку розбудови потужного сектору відновлюваних джерел енергії та досягнення енергонезалежності держави. Головне – забезпечити сприятливі умови та підтримку "зеленим" інвесторам з боку влади.

1.2. Енергетичний потенціал відновлювальних джерел енергії

Головною характеристикою ВДЕ є енергетичний потенціал, тобто показник, який визначає максимально доступний для використання обсяг енергії, що міститься в цих джерелах.

Розрізняють кілька видів енергетичного потенціалу ВДЕ:

1. Теоретичний потенціал - максимально можлива кількість енергії, що може бути отримана з джерела за ідеальних умов. Наприклад, для сонячної енергії - це вся сонячна радіація, що надходить.

2. Технічний потенціал - частина енергії джерела, яку реально можна отримати з урахуванням обмежень технологій. Для сонячної енергії - з огляду на ККД фотоперетворювачів.

3. Економічний потенціал - та частина технічного потенціалу, використання якої є економічно доцільним на даний момент. Залежить від вартості технологій і конкурентоспроможності в порівнянні з традиційними джерелами енергії.

4. Мобілізований потенціал - обсяг ВДЕ, що вже задіяний і використовується на практиці в певний момент часу.

Оцінка потенціалу ВДЕ дає уявлення про наявні ресурси та можливості практичного застосування "зеленої" енергетики у країні чи регіоні. Наприклад, за оцінками економічний потенціал ВДЕ України перевищує 100 млн т н.е. на рік.

У табл.1.1 наведено фактичні показники енергетичного потенціалу ВДЕ [2].

Таблиця 1.1. Значення енергетичного потенціалу ВДЕ

Найменування ВДЕ	Значення енергетичного потенціалу, млрд т у.п./рік		
	Теор.	Техн.	Екон.-ефективн.
Енергія вітру	860,00	5,00	1,00
ТЕ морів та океанів	7500,00	1,00	0,10
Променева енергія Сонця	86000,00	5,00	1,00
Гідроенергія:	6,07	3,00	1,53
припливів	0,065	0,04	0,01
хвиль	3,00	0,05	0,01
водотоків	3,00	2,91	1,50
біомаси:	40,00	2,55	2,00
геотермальна енергія	16,00	0,40	1,20
водоростей	15,00	0,05	0,00
рослин	10,00	1,00	0,50
лісів	15,00	1,50	1,50
Всього	94422,07	16,96	5,20

Першочерговим завданням для масштабної реалізації потенціалу відновлюваних джерел енергії в Україні є детальне встановлення енергетичних можливостей кожного виду ВДЕ на всій території держави. З цією метою створюється єдина інформаційно-аналітична платформа з розширеним функціоналом, котра дозволить оперативно оцінювати ефективність впровадження тих чи інших технологій у конкретних регіонах.

Ресурси відновлюваної енергетики присутні практично на всій території України. Основу становлять сонячна енергетика, вітроенергетика, біоенергетика, мала гідроенергетика, геотермальна та альтернативна енергія

довкілля. Загальний річний технічний потенціал відновлюваних джерел в Україні в перерахунку на умовне паливо сягає близько 98 млн т, що перевищує 50% поточного енергоспоживання та 30% прогнозованого на 2030 рік.

У табл.1.2 наведено річні параметри технічного потенціалу основних напрямів освоєння відновлюваної енергії в Україні [5].

Отже, Україна володіє величезними можливостями для розгортання альтернативної енергетики, що має стати пріоритетом державної політики у цій сфері.

Таблиця 1.2. Показники річного потенціалу енергії ВДЕ на території України [5]

Найменування ВДЕ	Значення річного технічного потенціалу енергії	
	млн т у.п./рік	млрд кВт·год/рік
Сонячна енергетика	6,00	38,20
Мала гідроенергетика	3,00	8,60
Біоенергетика	31,00	178,00
Вітроенергетика	28,00	79,80
Геотермальна теплова енергетика	12,00	97,60
Енергетика довкілля	18,00	146,30
Обсяг заміщення традиційних ПЕР шляхом впровадження ВДЕ	98,00	548,50

1.3. Огляд перспектив розвитку ВДЕ та гідроенергетики України

Практично всі розвинені країни та чимало країн, що розвиваються, впроваджують національні програми, спрямовані на стимулювання прискореного впровадження відновлюваних джерел енергії. Вагомою мотивацією у цьому є забезпечення енергетичної безпеки та зменшення залежності від імпорту викопних енергоресурсів. Вартість багатьох

технологій "зеленої" енергетики та виробленої ними енергії неухильно знижується завдяки вдосконаленню та масштабуванню.

Альтернативні джерела стають дедалі конкурентоспроможнішими у сферах виробництва електроенергії, теплопостачання та енергозабезпечення автономних споживачів. До середини 21 століття вони можуть стати одним з ключових енергоресурсів у глобальному масштабі. Частка ВДЕ в енергобалансі окремих країн сягатиме 40–50%.

Водночас, більшість таких децентралізованих джерел характеризується мінливістю генерації залежно від погодних умов. Тому їх доцільно комбінувати між собою та з традиційними енергоносіями у гібридних системах. Крім того, разом з ВДЕ використовують накопичувачі енергії та водневі системи акумулювання. Це підвищує надійність і дає змогу забезпечити безперервне енергопостачання споживачів.

Основними чинниками, що зумовили розвиток відновлюваної енергетики у світі, є:

- Необхідність посилення енергетичної безпеки держав та регіонів.
- Потреба скорочення обсягів шкідливих викидів при використанні традиційних видів палива.
- Зростання попиту на органічну сировину для неенергетичного застосування.
- Бажання зберегти запаси викопних енергоносіїв для майбутніх поколінь.
- Україна володіє значним потенціалом для розгортання "зеленої" енергетики та нарощування "чистого" виробництва електроенергії. За оцінками експертів, технічний потенціал відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в Україні сягає 98 млн т н.е. на рік. При цьому реалізовано лише близько 6%.
- Ключові напрями розвитку відновлюваної енергетики в Україні:
- Сонячна енергетика. Наша країна посідає 9 місце в Європі за потужністю сонячної радіації (1100–1700 кВт·год/м²). Встановлена потужність СЕС в Україні вже перевищила 4 ГВт, але це лише 2% наявного

потенціалу. До 2035 року планується збільшити потужності сонячної генерації до 14 ГВт, зокрема за рахунок домогосподарств.

- Вітроенергетика. За швидкістю вітру (4-7 м/с) Україна посідає 8 місце в Європі. Найсприятливіші умови - в степових районах Миколаївщини, Запоріжжя, Херсонщини. Вже побудовано ВЕС загальною потужністю 1 ГВт. Є потенціал збільшити потужності вітрогенерації до 30 ГВт.

- Біоенергетика та біопаливо. Україна має значні обсяги відходів сільського господарства, лісової промисловості та ін., придатних для виробництва біогазу, твердого біопалива, біоетанолу. Потенціал біомаси оцінюється у 18 млн т н.е. на рік. Уряд стимулює будівництво біогазових комплексів та міні-ТЕЦ на біомасі.

- Мала гідроенергетика має потенціал зростання в 2-3 рази за рахунок будівництва нових міні ГЕС потужністю понад 1 ГВт, переважно в Карпатах. Також планується реабілітація існуючих об'єктів та гребель.

- Геотермальна енергія та теплові насоси. Близько 80% території України має сприятливі умови для використання низькопотенційного геотермального тепла з ґрунту та підземних вод за допомогою теплонасосних установок. Їх впровадження тільки починає набирати обертів.

- Щодо традиційної гідроенергетики, то на сьогодні встановлена потужність всіх ГЕС і ГАЕС України становить близько 5,2 ГВт, але реальне виробництво електроенергії значно коливається по роках через залежність від природної водності і становило від 7 до 15 млрд кВт·год.

- Потенціал будівництва великих ГЕС в Україні практично вичерпаний. Проте є можливості реабілітації діючих ГЕС та гідроакумулювальних станцій, підвищення їх маневреності, що сприятиме стабільності ОЕС України.

Отже, Україна має всі можливості стати регіональним лідером "зеленої" енергетики. Реалізація наявного потенціалу ВДЕ дозволить кардинально трансформувати енергетичний сектор держави та забезпечити енергонезалежність. Для цього ключовим завданням є створення сприятливих

умов для залучення інвестицій у "чисту" енергетику обсягом €20 млрд до 2030 року

Україна володіє значним ресурсом для розгортання альтернативної енергетики. Потенціал присутній також в інших нетрадиційних джерелах - шахтному метані, торфі, бурому вугіллі, стічних водах тощо. Можливості освоєння ВДЕ є в усіх областях країни. Втім, незважаючи на низку прийнятих нормативно-правових документів, практичний прогрес у цій сфері відбувається надто повільно, а частка "зеленої" енергії залишається незначною.

Причини такої ситуації криються в відсутності дієвих стимулів для переходу на ВДЕ, декларативності багатьох нормативних актів та низькій виконавчій дисципліні. Існуючих заходів недостатньо, аби компенсувати негативні тенденції зростання цін на паливо, енергозалежності та забруднення довкілля.

Без впровадження новітніх технологій та масштабних інвестицій у "зелену" енергетику Україна ризикує упустити шанс на енергомодернізацію та інтеграцію до європейського простору.

Серед чинників, що можуть сприяти розвитку альтернативної енергетики в Україні, можна виділити:

- Зростання цін на традиційні види палива.
- Посилення вимог екологічних норм та стандартів.
- Можливості залучення фінансування проектів ВДЕ через механізми Кіотського протоколу.
- Наближення до європейських стандартів енергоефективності та декарбонізації.
- Необхідність оновлення застарілих генеруючих потужностей.

Досвід передових країн засвідчує, що саме цільова державна підтримка є запорукою успішної реалізації програм розвитку ВДЕ. Ключовим чинником є можливість залучення довгострокового фінансування таких проектів.

Зростання конкурентоспроможності "зеленої" енергетики відбуватиметься як через вдосконалення технологій, так і через подорожчання викопних ресурсів.

Вже зараз перспективними є біоенергетика, вітроенергетика, мала гідроенергетика та сонячна енергія. Значний потенціал мають теплові насоси та водневі технології. Для розвитку останніх Україна має нарощувати відповідні наукові дослідження та розробки, спираючись на наявні напрацювання.

Для подальшого підняття відновлювальної енергетики України на світовий рівень та розгортання широкомасштабного впровадження енергії з відновлюваних джерел, важливим є розв'язок проблем науково-технологічного забезпечення кожного з видів ВДЕ. Пріоритетом стає створення ефективної бази фундаментальних та прикладних наукових досліджень, окрім того й проектно-конструкторської бази для розроблення та впровадження новітніх підходів та технологій відновлювальної енергетики.

Для ефективного розв'язання проблем розвитку відновлювальної енергетики в Україні потрібно сформулювати національну енергетичну політику, враховуючи особливості освоєння кожного виду відновлювальних джерел енергії. Для цього необхідно:

1. Покращити законодавчо-правову та нормативно-технічну базу відновлювальної енергетики.
2. Розробити економічну стимулюючу політику держави, засновану на наданні пільг для виробників та споживачів енергії з відновлюваних джерел, використовуючи ефективні механізми фінансування.
3. Створити та фінансувати відповідні державні програми, включаючи заходи для створення демонстраційних об'єктів.
4. Підтримувати діяльність відповідних громадських організацій.
5. Привести у відповідність положення державних програм щодо впровадження відновлюваних джерел енергії до вимог Євросоюзу.

6. Створити освітню систему, яка охоплює технічні аспекти всіх напрямків відновлюваної енергетики, а також сприяє формуванню екологоенергозберігаючої свідомості серед населення.

7. Виробити позитивний імідж відновлювальної енергетики в суспільстві для подолання відсталості та встановлення довіри серед потенційних інвесторів і споживачів за допомогою всіх доступних засобів масової інформації.

Висновки до розділу 1

1. Україна володіє значним потенціалом для розвитку відновлюваної енергетики. За оцінками, технічний потенціал ВДЕ в Україні сягає 98 млн т н.е. на рік, проте реалізовано лише близько 6%.

2. Ключові напрями розвитку "зеленої" енергетики в Україні: сонячна (потенціал 38,2 млрд кВт·год на рік), вітрова (79,8 млрд кВт·год), біоенергетика та біопаливо (178 млн т н.е.), мала гідроенергетика (8,6 млрд кВт·год).

3. Гальмівними чинниками ширшого розвитку ВДЕ в Україні є: відсутність дієвих стимулів, низька виконавча дисципліна впровадження "зелених" програм, брак інвестицій та новітніх технологій.

4. Для прискорення "озеленення" енергетики України необхідно: вдосконалити законодавство у сфері ВДЕ, запровадити економічні стимули розвитку "зеленої" енергетики, створити сприятливі умови для залучення інвестицій (орієнтовно €20 млрд до 2030 року), нарощувати вітчизняні наукові розробки у сфері ВДЕ.

5. Традиційна гідроенергетика України практично вичерпала потенціал будівництва нових великих ГЕС. Проте є можливості для реабілітації та підвищення маневреності діючих ГЕС і ГАЕС (5,2 ГВт) та розвитку малої гідроенергетики.

РОЗДІЛ 2

ДОСЛІДЖЕННЯ ПОТЕНЦІАЛУ ТА ПЕРСПЕКТИВ РОЗВИТКУ ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

2.1. Огляд потенціалу гідроенергетики та принципів його використання

Гідроенергетика є одним з найбільш екологічно чистих джерел енергії, оскільки в процесі виробництва електроенергії на гідроелектростанціях (ГЕС) не утворюються шкідливі викиди в атмосферу. Відсутнє також спалювання органічного палива, на відміну від теплових електростанцій. Ще однією суттєвою перевагою є відновлюваність гідроресурсів, на противагу викопному паливу. Тому розвиток гідроенергетики є стратегічно важливим напрямком для України, адже дозволяє знизити залежність енергетики від імпорту вуглеводнів, підвищити енергетичну безпеку та сприяє декарбонізації економіки.

Загальний технічно досяжний гідропотенціал річок України оцінюється в 88 млрд кВт·год на рік, з яких економічно доцільний для використання становить близько 40 млрд кВт·год. Втім реалізований на сьогодні потенціал складає лише 10-11 млрд кВт·год. Отже, країна використовує менше третини наявного ресурсу, а отже існують значні резерви для нарощування потужностей гідрогенерації.

Більшість діючих ГЕС зосереджені на каскадах ГЕС Дніпра (понад 5 ГВт) та Дністра (0,7 ГВт). Саме тут здійснено майже повне освоєння гідроресурсу цих річок. Водночас технічний потенціал інших річок України, зокрема Південного Бугу, Тиси, Сіверського Дінця та ін., використовується слабо.

Наразі в Україні функціонує 11 великих ГЕС та ГАЕС загальною потужністю понад 5,5 ГВт, а також понад 130 малих ГЕС потужністю до 10 МВт кожна. Ще 135 малих ГЕС знаходяться на різних стадіях будівництва. Для багатьох малих річок України розроблено гідрологічні паспорти, які

містять інформацію про наявний гідропотенціал та технічну можливість його використання для потреб малої гідроенергетики.

Тому саме на менших та середніх річках можлива подальша реалізація проектів будівництва нових гідроелектростанцій.

Основою подальшого розвитку гідроенергетики повинні стати такі принципи:

1. Пріоритетне будівництво малих ГЕС (потужністю до 10 МВт), які мають мінімальний вплив на навколишнє середовище та, на відміну від великих ГЕС, не потребують створення водосховищ.

2. Комплексне багатоцільове використання водних ресурсів - поєднання функцій енергогенерації, водопостачання, зрошення, рекреації, рибного господарства тощо.

3. Широке застосування сучасних технологій - це дає змогу підвищити ефективність роботи ГЕС, зокрема автоматизацію процесів керування, впровадження систем дистанційного моніторингу та керування обладнанням.

4. Подальший розвиток гідроакумуючих електростанцій (ГАЕС) для оптимізації добових графіків навантаження в Об'єднаній енергосистемі України шляхом акумулювання електроенергії в нічний час та відпуску її в години пікового споживання.

5. Реконструкція та модернізація діючих ГЕС, особливо на Дніпровському каскаді, з метою продовження термінів їх експлуатації та нарощування встановлених потужностей. Так, за даними ПАТ "Укргідроенерго", після завершення повномасштабної реконструкції Дніпровських ГЕС їх встановлена потужність зросте з 3900 МВт до 4400 МВт.

6. Дотримання суворих екологічних вимог в процесі проектування та експлуатації гідроенергетичних об'єктів для мінімізації їх негативного впливу, зокрема на біорізноманіття водних екосистем.

Реалізація зазначених принципів сприятиме ефективнішому використанню гідроресурсу річок України для виробництва екологічно чистої

електроенергії, дозволить скоротити обсяги споживання викопного палива в енергетиці та посилити енергетичну безпеку держави в довгостроковій перспективі шляхом розвитку власних генеруючих потужностей на базі відновлюваних джерел енергії. За прогнозами, до 2035 року частка гідроенергетики у виробництві електроенергії в Україні може зрости з 6% до 15%. Це дозволить частково компенсувати виведення з експлуатації застарілих потужностей ТЕС та АЕС в майбутньому.

Наразі одним з найперспективніших інвестиційних проектів вважається будівництво Канівської ГАЕС на р. Дніпро потужністю 1000 МВт. Реалізація цього проекту дозволить оптимізувати добовий графік навантаження та підвищити маневрені можливості ОЕС України за рахунок використання гідроакумуючих потужностей.

Значний потенціал мають також проекти малих ГЕС на гірських річках України - Черемоші, Пруті, Сіверському Дінці та ін. Модернізація існуючих малих ГЕС з використанням сучасного обладнання також дозволить ефективніше використовувати наявний потенціал малої гідроенергетики.

Встановлена потужність електрогенеруючих підприємств України наприкінці 2013 року сягнула 54,5 ГВт. З цієї загальної кількості частка теплоелектростанцій (ТЕС) становила 51%, атомних електростанцій (АЕС) - 25%, гідроелектростанцій (ГЕС) та гідроакумуючих електростанцій (ГАЕС) - 10%, теплоелектроцентралей (ТЕЦ), блок-станцій та інших об'єктів - 12%, а на частку відновлювальної енергетики (СЕС, ВЕС) припадало близько 2%. Водночас, з огляду на законсервовані блоки й одиниці, що перебували на реконструкції, встановлена потужність блоків, готових до експлуатації, становила 50 ГВт. Структура генерації ОЕС України подана на рис. 2.1.

Встановлена потужність гідроелектростанцій та гідроакумуючих електростанцій в ОЕС України у 2013 році сягала приблизно 5500 МВт. Більшість з них, а саме понад 4923 МВт (102 гідроагрегати), належить ПрАТ "Укргідроенерго", річне виробництво ЕЕ якої сягнуло понад 10 млрд кВт·год.

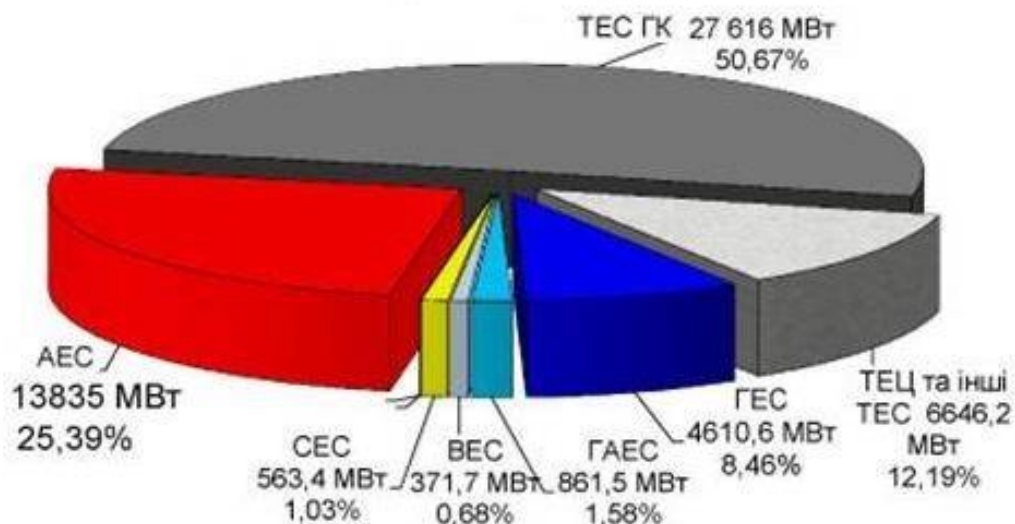


Рис. 2.1. Значення встановленої потужності генеруючого устаткування ОЕС (2020 рік)

У 2021 році найбільші потужності малих ГЕС в Україні були зосереджені у Вінницькій області - 24,7 МВт.

Основним оператором гідропотужностей є ПрАТ "Укргідроенерго" – це гідроенергуюча компанія України, до складу якої входять 9 станцій на каскадах р. Дністер та Дніпро. Відповідні потужності розташовуються на ГЕС Дніпровського (3950 МВт), Дністровського (745 МВт) каскадів і на чинних малих ГЕС (до 110 МВт). Відповідно, в експлуатуються Київська ГАЕС (235,00 МВт), 2 агрегати Ташлицької ГАЕС (302,00 МВт) та 1-ша черга Дністровської ГАЕС (302,00 МВт).

Сумарний гідроенергетичний потенціал України становить орієнтовно 45 млрд кВт·год (з врахуванням малих ГЕС - 3,00 млрд кВт·год). Наразі економічно ефективний потенціал оцінюється приблизно у 17,6 млрд кВт·год, з яких вже використовується близько 12 млрд кВт·год (понад 60%). Отже, незадіяний ефективний потенціал становить приблизно 6,6 млрд кВт·год.

Водночас варто зазначити, що гідроенергетичний потенціал р. Дніпро здебільшого вичерпаний (рис 2.2).

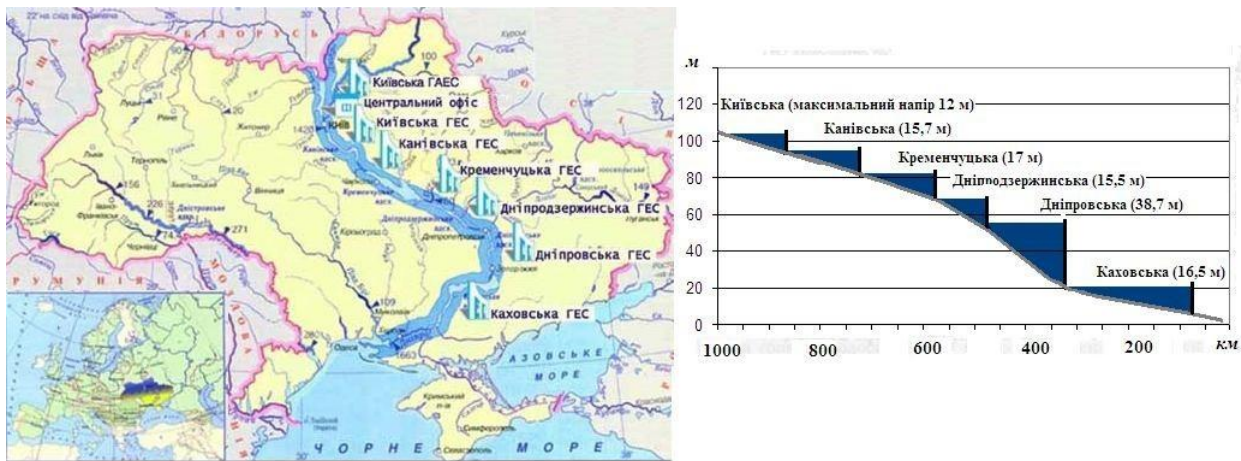


Рис.2.2. Ілюстративне зображення запроєктованого каскаду ГЕС

Крім цього, багаторічна інтенсивна експлуатація Дніпровських ГЕС має певні наслідки, зокрема наявне застаріле (фізично та морально) обладнання демонструє низький (порівняно із сучасним) ККД та не дозволяє забезпечити підтримання заданих параметрів регулювання і, в той же час, завдає значного впливу на довкілля. Отже, зростання потенціалу Дніпровського каскаду ГЕС є можливим і необхідним за рахунок переважно модернізації наявного та встановлення нового, продуктивнішого гідро- та електроустаткування.

З 1996 року ПАТ "Укргідроенерго" активно співпрацює з міжнародними фінансовими організаціями для залучення коштів на реконструкцію гідроелектростанцій. Завдяки реалізації проєктів очікується подовження тривалості експлуатації ГЕС на 35-45 років, а потужність ГЕС зросте орієнтовно 250 МВт. Також на 3,7-4,5% підвищиться ККД власне агрегатів, ефективність вироблення ЕЕ та її якість, суттєво поліпшиться безпека експлуатації об'єктів.

Впродовж 1995-2005 рр. виконано перший етап реконструкції Дніпровського каскаду за кредит Світового банку та грант Уряду Швейцарії. Виконано модернізацію 17 гідроагрегатів за кредитні та 9 гідроагрегатів за власні кошти компанії. Завершення першого етапу реконструкції ГЕС підтвердило високу економічну ефективність. Збільшення потужностей склало 89,5 МВт.

За інформацією Міністерства енергетики, станом на 2021 рік частка ГЕС та ГАЕС у загальному обсязі виробництва електроенергії в Україні становила приблизно 6%. Це значно менше, ніж у багатьох європейських країнах. Тому подальший розвиток гідроенергетики залишається стратегічним напрямком для енергетичної галузі України.

Починаючи з 2006 року виконувались роботи відповідно до запланованого другого етапу реконструкції, що також частково фінансувались коштом міжнародних фінансових організацій: кредит Світового банку у \$166 млн, кредит ЄБРР у 200 млн € та кредит ЄІБ у 200 млн.€. У межах 2-ї черги реконструкції (2006-2017 рр.) виконано модернізацію ще 65 гідроагрегатів.

Реалізація цього Проекту дозволить покращити оперативну стабільність і надійність електропостачання шляхом:

- реабілітації гідроелектростанцій завдяки відновленню 46 гідроагрегатів та відповідного устаткування на дев'яти гідроелектростанціях;
- модернізації наявних та встановлення сучасних систем моніторингу безпечної експлуатації гідро- та дренажних споруд, водозливних затворів на шести греблях Дніпра і на одній греблі Дністра;
- інституційного розвитку ПАТ "Укргідроенерго" завдяки створенню інформаційної системи управління в масштабах усієї компанії.

2.2. Гідроелектростанції як ланка у забезпеченні стійкості ОЕС України та принципи подальшого освоєння гідроресурсів

Гідроелектростанції відіграють важливу роль в забезпеченні стабільної роботи Об'єднаної енергосистеми України. Це пов'язано з низкою унікальних властивостей гідрогенеруючих потужностей:

1. Висока маневреність. На відміну від теплових та атомних електростанцій, які працюють в базовому режимі, гідроагрегати здатні швидко нарощувати або знижувати виробництво електроенергії відповідно до

поточних потреб. Це дозволяє оперативно балансувати обсяги генерації і споживання в ОЕС.

2. Регулювання частоти. Зміни частоти в мережі відбуваються у разі дисбалансу попиту та пропозиції електроенергії. Саме гідроагрегати здатні найшвидше реагувати на такі відхилення шляхом автоматичного нарощування або зниження потужності, що дозволяє утримувати частоту в межах граничнодопустимих значень.

3. Забезпечення системної надійності. Гідроелектростанції є важливим резервом для запобігання лавиноподібним аварійним відключенням електропостачання споживачів. У разі раптового знеструмлення окремих об'єктів ОЕС, гідроелектростанції можуть миттєво дати додаткову потужність в систему для стабілізації її роботи.

Для реалізації цих функцій в ОЕС України задіяні як великі гідроелектростанції (на Дніпрі, Дністрі), так і гідроакumuлюючі електростанції. Зокрема потужні ГАЕС (Київська, Дністровська) з їх можливістю акумулювання електроенергії є важливим інструментом оптимізації добових графіків навантаження шляхом накопичення енергії в години "провалів" споживання та швидкої віддачі потужності під час "піків".

Станом на 2022 рік частка гідрогенерації та гідроакumuлювання в загальному виробництві електроенергії в Україні перевищує 6%. За певних умов ця частка може критично зростати, що продемонстрували події навесні 2022 року, коли через війну та пошкодженням ліній електропередач значна частина потужностей ТЕС та всі АЕС виявилась відірваною від ОЕС України.

У цей період саме збільшення виробітку ГЕС і ГАЕС Дніпровського каскаду дозволило уникнути масштабної енергетичної кризи. За рахунок мобілізації гідроресурсів частка гідроенергетики у літні місяці 2022 року сягала 25-30%, що фактично врятувало енергосистему країни від "блекауту".

Водночас аналітики відзначають, що в довгостроковій перспективі роль ГЕС в забезпеченні стійкості ОЕС України має тільки зростати. Це обумовлено такими чинниками:

- Поступовим виведенням з експлуатації застарілої генерації на вугільних ТЕС та згортанням використання атомної енергетики відповідно до "Енергетичної стратегії України до 2035 року".
- Збільшення частки нерегульованих джерел (сонце, вітер), які потребують резерву гнучких маневрених потужностей для балансування (цю функцію найкраще виконують саме ГЕС і ГАЕС).
- Можливостями для нарощування встановлених потужностей гідроенергетики шляхом модернізації діючих та будівництва нових ГЕС/ГАЕС (технічно досяжний гідропотенціал використовується лише на 30-35%).

Отже, подальше нарощування потужностей вітчизняної гідроенергетики є важливим напрямком підвищення надійності та стійкості функціонування ОЕС України, особливо з огляду на очікувані структурні зміни в генеруючому комплексі та інтеграцію в європейський енергоринок. Збільшення частки гідроенергетики дасть змогу посилити системоутворюючі та балансуючі можливості ОЕС, що є важливою умовою її стабільної роботи в середньо- та довгостроковій перспективі

Наявна в даний час структура генеруючих потужностей електроенергетики України (див. рис. 2.3) характеризується дефіцитом маневрених та резервних можливостей для ОЕС. Різниця потужностей у щоденному ГЕН енергосистеми (різниця максимуму та мінімуму впродовж доби) може сягати 8000 МВт у періоди пікового зимового споживання й орієнтовно 5000 МВт влітку.

Надлишок генеруючих потужностей у нічний час при обмежених можливостях маневрування ускладнює не лише забезпечення стійкості роботи ОЕС України, але й підтримання необхідної якості регулювання міждержавних перетоків ЕЕ у рамках паралельної роботи з енергосистемами сусідніх країн. Крім того, вимоги щодо якості електроенергії та надійності постачання в умовах добових коливань попиту і пропозиції вимагають наявності достатнього рівня маневреності електричних потужностей.

Таблиця 2.1. Структура електроенергетичного балансу на період до 2030 року,

Складові балансу	2010 (фактичне)	Прогнозні значення за роками, млрд кВт•год.			
		2030	2025	2020	2015
I. Ресурси, загалом	189,90	282,00	259,00	236,00	215,00
1. Виробництво, загалом	188,00	282,00	259,00	236,00	215,00
- на АЕС	89,00	133,00	126,00	116,00	96,00
- на ГЕС	12,00	14,00	14,00	13,00	12,00
- на ГАЕС	1,00	7,00	7,00	7,00	3,00
- на ТЕС – вугілля	68,00	92,00	83,00	75,00	82,00
- на ТЕС – газ	0,00	2,00	2,00	2,00	2,00
- на ТЕЦ з врахуванням блок-станції	18,00	21,00	21,00	20,00	19,00
- на ВДЕ	0,00	13,00	7,00	4,00	1,00
2. Показники імпорту	1,90	0,00	0,00	0,00	0,00

Згідно з базовим сценарієм Енергетичної стратегії на період до 2030 року передбачається така структура виробництва електроенергії у перспективі до 2030 року (див. таб. 2.1).

Наразі саме гідроенергетика є основним джерелом високомобільного резерву потужностей в ОЕС. Проте частка ГЕС та ГАЕС у загальному балансі генеруючих потужностей становить близько 10%, тоді як оптимальне значення оцінюється на рівні 16%. Для вирішення цієї проблеми необхідне спорудження додаткових гідроенергетичних об'єктів.

Передбачається, що реконструкція та продовження термінів експлуатації на 30-40 років більш ніж 3,2 ГВт діючих ГЕС, а також будівництво нових станцій дозволить суттєво наростити загальний гідроенергетичний потенціал ОЕС України. Прогнозні показники

Енергетичної стратегії до 2030 року передбачають досягнення 16% частки гідрогенерації від загальної встановленої потужності ОЕС, що забезпечить необхідний рівень маневрених і резервних потужностей (див. Рис. 2.3). Додатковий середньорічний обсяг виробництва електроенергії на ГЕС та ГАЕС може зрости на 8-9 млрд кВт·год [19].

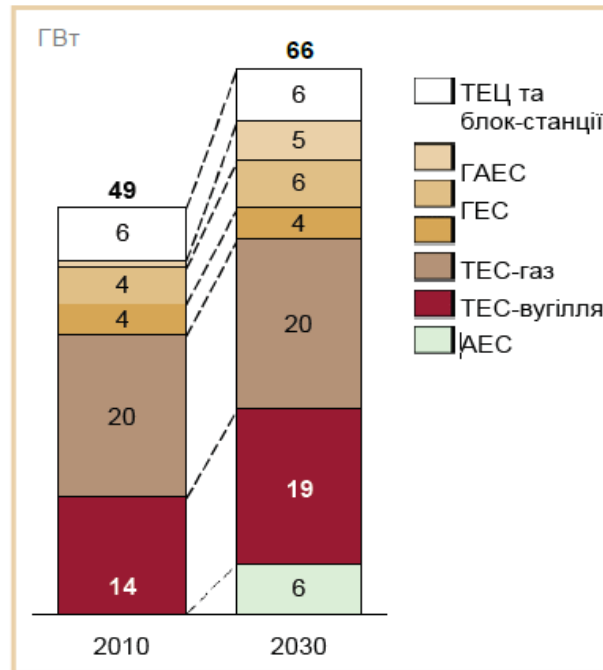


Рис. 2.3. Баланс потужностей (базовий сценарій Енергетичної стратегії)

На рис. 2.3 подано прогнозний баланс встановлених потужностей відповідно до базового сценарію Енергетичної стратегії України до 2030 року.

Наразі вже реалізується низка проектів з розвитку гідроенергетичних потужностей. Зокрема, ПАТ "Укргідроенерго" успішно впроваджує проекти нарощування маневрених можливостей гідро- та гідроакумуючих електростанцій.

Пріоритетними напрямками розвитку гідроенергетики відповідно до оновленої Енергетичної стратегії України до 2030 року є [перелік конкретних проектів].

Реалізація зазначених проєктів у визначені терміни дозволить до 2030 р. забезпечити частку маневрених ГАЕС та ГЕС у загальному балансі галузі до 17 %.

У той же час, поряд з пріоритетами у сфері великої гідроенергетики, існують можливості освоєння потенціалу малих річок країни. Розвиток МГЕС також сприятиме децентралізації енергосистеми, вирішенню проблем енергозабезпечення віддалених районів, зниженню втрат електроенергії та підвищенню загальної ефективності функціонування ОЕС України.

За оцінками Інституту відновлюваної енергетики НАН України, потенціал малих річок становить орієнтовно 12,5 млрд кВт·год, тобто приблизно 28% сукупного гідроресурсу усіх водних артерій країни. Потенціал у розрізі регіонів подано в табл. 2.1.

Пріоритетним напрямком реалізації гідропотенціалу малих річок є спорудження гідровузлів із малими та середніми ГЕС враховуючи світовий досвід комплексного багатоцільового використання водосховищ, забезпечення протипаводкового захисту, мінімізації площ затоплень і впливу на довкілля.

Раніше виконані проектні розробки підтверджують ефективність і доцільність зведення в регіоні таких комплексних гідровузлів з ГЕС встановленою потужністю понад 10 МВт. Їх сукупна потужність може сягати 700 МВт, а річне виробництво – 1,8 млрд кВт·год, включно з каскадами ГЕС на верхньому Дністрі, Тисі тощо.

Іншим пріоритетом є реконструкція малих і середніх ГЕС на рівнинних водоймах. В Україні збереглося понад 170 малих ГЕС, з яких функціонує лише 90 (потужністю 75-80 МВт). Переважна більшість МГЕС, особливо непрацюючих, знаходяться в занедбаному стані, мають невизначений статус власника. Це вимагає значних інвестицій в їх модернізацію.

Поряд з пріоритетами розвитку гідропотенціалу, варто наголосити на певній самодостатності цієї галузі в Україні. Країна має значний науково-технічний потенціал і досвід у сфері дослідження гідроресурсів, проектування ГЕС, розробки конструкцій та виробництва гідротурбінного й енергетичного устаткування, вирішення водогосподарських і екологічних завдань в

гідроенергетиці. Вітчизняні підприємства спроможні забезпечити створення необхідного обладнання для малих ГЕС.

Функціонування гідроелектростанцій в енергосистемі має певні особливості, зумовлені залежністю від річкового стоку та режимів багатоцільових водосховищ, а також обмеженнями по нижньому б'єфу та вимогами охорони довкілля. Залежно від корисного об'єму, водоймища ГЕС забезпечують добове, тижневе, сезонне чи багаторічне регулювання стоку. Проте у маловодні роки ГЕС мають гарантувати розрахункову енерговіддачу для покриття своєї зони графіка навантаження в енергосистемі.

Водоймище, яке призначене для добового регулювання, дозволяє коректно перерозподілити природний добовий стік з метою забезпечення змінного режиму роботи ГЕС для покриття пікової частини графіка електроспоживання.

За умов тижневого регулювання, у дні зниженого електроспоживання (вихідні) зменшуються потужність і обсяг виробництва електроенергії на ГЕС, а невикористаний стік акумулюється у водосховищі й витрачається у робочі дні для забезпечення більшої енерговіддачі станції.

При сезонному і багаторічному регулюванні, у маловодний період водоймища ГЕС дозволяють покрити пікову частину добового графіку завантаження за рахунок природного добового притоку та спрацювання корисного об'єму, накопиченого раніше.

З огляду на комплексне багатоцільове використання водосховищ, врахування потреб інших водокористувачів може певним чином впливати на режим функціонування ГЕС. За наявності обмежень, наприклад, щодо забезпечення гарантованого мінімального скиду у нижній б'єф, частина потужності ГЕС задіяна для покриття базової частини графіка навантаження енергосистеми.

У паводковий період задля найефективнішого використання води й зменшення її холостих скидів усі агрегати ГЕС зазвичай працюють на повну

потужність безперервно, виробляючи максимальну кількість електроенергії та покриваючи базове навантаження в енергосистемі.

На ГЕС з водосховищами значної корисної ємності доцільно розміщувати довготривалий аварійний резерв енергосистеми. Також на гідроелектростанціях часто знаходиться навантажувальний резерв для підтримання частоти. Наприклад, ГЕС Дніпровського каскаду та Дністровська ГЕС виступають аварійним резервом ОЕС України, проте комплексне багатоцільове використання їх водосховищ накладає певні обмеження на такі режими. Отже, задіяння їх у надзвичайних ситуаціях може завдати збитків іншим галузям, передусім рибному господарству. Крім того, більшість ГЕС працюють у режимі синхронного компенсатора для вироблення реактивної потужності.

В енергосистемах з великою часткою гідрогенерації їх функціонування залежить від регулювання стоку гідровузлами, а також узгодження режимів роботи каскадів ГЕС через природну асинхронність водного режиму різних річок.

ГЕС є важливим системоутворюючим чинником. Спорудження великих каскадів ГЕС та ліній електропередачі часто ставали основою формування об'єднаних енергосистем. Робота гідроелектростанцій характеризується високою надійністю, імовірність аварій на ГЕС значно нижча порівняно з ТЕС.

2.3. Переваги розвитку гідроенергетики України

Гідроенергетика є одним з найбільш перспективних напрямків розвитку енергетики України. Подальший розвиток гідроенергетики дасть змогу значно підвищити енергетичну безпеку нашої держави та зменшити залежність від імпорту енергоносіїв.

Основними перевагами розвитку гідроенергетики в Україні є:

1. Практично невичерпні запаси гідроенергетичних ресурсів. За оцінками експертів, технічно досяжний гідроенергетичний потенціал річок

України становить близько 20 млн кВт, з яких на сьогодні використовується лише 40%. Тобто є значні можливості для подальшого нарощування потужностей ГЕС.

2. Відновлюваність джерела енергії. На відміну від викопного палива, водні ресурси швидко відновлюються природним шляхом. Тому гідроенергія є практично невичерпним джерелом.

3. Екологічна чистота. Виробництво електроенергії на ГЕС не супроводжується шкідливими викидами в атмосферу. Це дозволяє значно знизити навантаження на навколишнє середовище порівняно з тепловими електростанціями.

4. Відносно низька собівартість електроенергії. За рахунок дешевизни гідроресурсу як палива, вартість виробництва 1 кВт*год електроенергії на ГЕС є однією з найнижчих серед усіх типів електростанцій.

5. Можливість регулювання виробництва. На відміну від теплових і атомних станцій, гідроелектростанції мають високу маневреність - їх потужність може швидко збільшуватися чи зменшуватися в залежності від попиту в енергосистемі.

6. Створення додаткових робочих місць та розвиток суміжних галузей економіки при будівництві та експлуатації гідровузлів. Зокрема, металургії, машинобудування, будівельної індустрії тощо.

7. Можливість комплексного використання водосховищ. Окрім вироблення електроенергії, водойми при гідровузлах використовуються для зрошення, риборозведення, водного транспорту, рекреації тощо.

Разом з тим, розвиток гідроенергетики пов'язаний і з певними недоліками та ризиками, які також слід враховувати:

- значні капіталовкладення та тривалі терміни окупності гідроенергетичних проектів;
- ризики негативного впливу на навколишнє середовище (порушення біоценозів, підтоплення земель тощо);
- залежність виробництва електроенергії від природної водності;

- великі втрати води на фільтрацію та випаровування у водосховищах.

Тому при розвитку гідроенергетики важливо забезпечити комплексність та наукову обґрунтованість підходу, раціональне проектування гідропоруд, аналіз можливих екологічних наслідків, ретельний вибір місць будівництва з максимальним врахуванням інтересів місцевого населення.

Пріоритетними напрямками розвитку гідроенергетики України на сьогодні є:

- добудова та модернізація діючих гідроелектростанцій;
- будівництво гідроакумуючих станцій для вирівнювання графіка навантаження в енергосистемі;
- подальше комплексне використання гідроресурсів Дніпра, Дністра та інших великих річок;
- впровадження міні- та мікроГЕС в якості об'єктів розосередженої генерації електроенергії.

Отже, незважаючи на певні складнощі, подальший розвиток гідроенергетики є одним з найбільш перспективних шляхів зміцнення енергонезалежності України та забезпечення її стабільного економічного зростання. Раціональне та зважене нарощування потужностей гідроелектростанцій дасть змогу оптимально використовувати гідроресурси українських річок для потреб вітчизняної промисловості та населення.

У поточний момент розвиток сектору малої гідроенергетики в Україні включає наступні напрямки:

1. Модернізація та відновлення діючих міні-гідроелектростанцій (МГЕС).
2. Експансія будівництва нових міні-гідроелектростанцій в областях з децентралізованим енергопостачанням.
3. Створення нових міні-гідроелектростанцій у регіонах централізованого енергопостачання, використовуючи наявні перепади водосховищ та видатків.

4. Введення в експлуатацію нових об'єктів з узгодженою концентрацією напору.

На рис. 2.4 представлена відновлена ГЕС "Сандрацька" (Вінницька область, с. Широка Гребля), а на рис.2.5 - діаграма потужностей МГЕС, які ще потребують відновлення.

Гідроелектростанції представляють собою надзвичайно мобільну групу енергетичного обладнання, що забезпечує резерв потужності для системи регулювання потужності та частоти ОЕС України. Наприклад, з економічної точки зору саме вони є найбільш вигідними для використання в процесі регулювання, оскільки технічний стан обладнання стосується головним чином лише турбогенератора, на відміну від складніших енергоблоків ТЕС.

При цьому функціонування гідроакумуючих електростанцій (ГАЕС) має важливе значення для забезпечення стійкості системи. ГАЕС може ввімкнутися в мережу впродовж 1-2 хвилин, а перехід від генераторного режиму до насосного не займає більше 5,5 хвилин. Однак у відміну від гідроелектростанцій (ГЕС), робота ГАЕС не корелює з водністю у різні роки. ГАЕС можуть використовувати практично весь накопичений обсяг води у водосховищах (крім незливної частини) для задоволення пікового навантаження. У світовій практиці не рідко кількість пусків агрегатів ГАЕС в насосному та генераторному режимах може сягати до 450 раз на місяць, а іноді навіть до 30 пусків за добу.

Гідроелектростанції, що належать ВАТ "Укргідроенерго", взаємодіють з Системою автоматичного регулювання частоти та потоків активної потужності ОЕС України. Регулювання активної потужності та частоти здійснюється за допомогою автоматичної передачі команд від системи SCADA/AGC до станційних систем управління для регулювання потужності на гідроагрегатах ГЕС ОЕС України.



a)



б)



в)

Рис. 2.4. Відновлена ГЕС "Сандрацька" (Вінницька область, с. Широка Гребля)

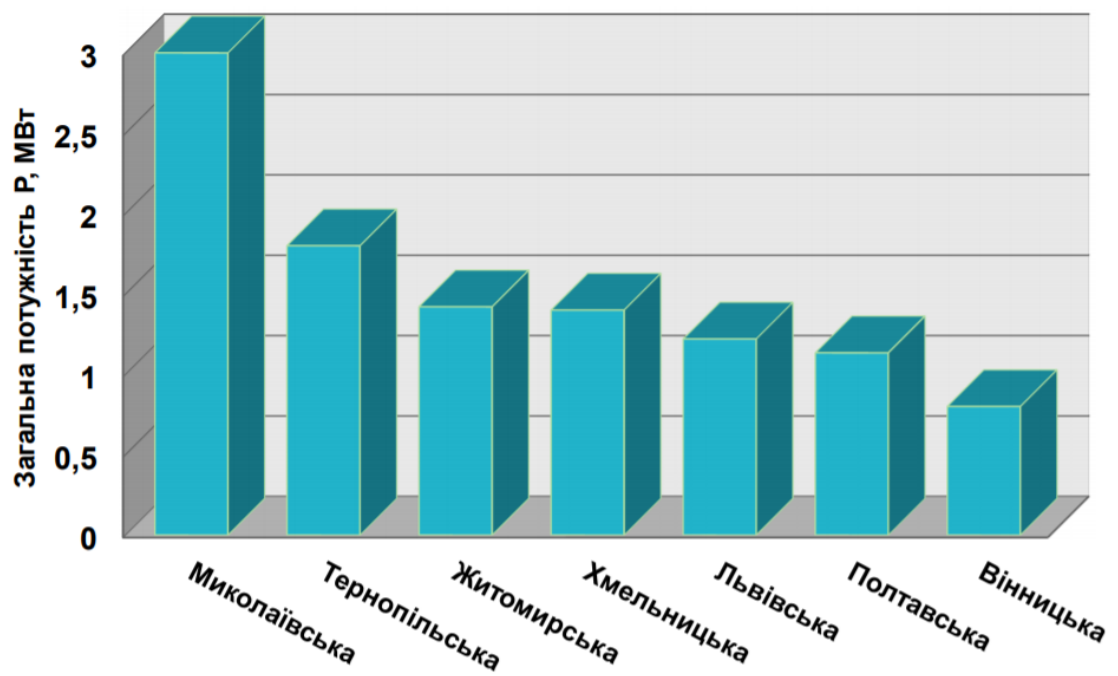


Рис. 2.5. Діаграма потужностей МГЕС, які потребують відновлення

Загальний вигляд двох МГЕС потужністю по 7,5 МВт, які розташовані у Черкаській та Вінницькій областях, наведено на рис. 2.6 та 2.7.



Рис. 2.5. Загальний вигляд МГЕС потужністю 7,5 МВт (м. Ладижин, Гайсинський район, Вінницька область)



Рис. 2.6. Загальний вигляд МГЕС потужністю 7,5 МВт (м. Корсунь-Шевченківський, Черкаський район, Черкаська область)

Наразі шість гідроагрегатів ДніпроГЕС-1 з загальною потужністю 432 МВт вистачає лише частково для підтримки діапазону автоматичного вторинного регулювання, особливо у випадку відімкнення енергоблоку потужністю 1000 МВт, такого як атомна станція. У цьому сценарії невеликий дефіцит потужності у ОЕС вирівнюється шляхом активування гідроагрегатів Кременчуцької, Кам'янської, Київської та Дністровської ГЕС (з діапазоном 550-600 МВт), які приєднані до системи автоматичного вторинного регулювання. Інші нерівноваги вирішуються підгонкою навантаження на ГЕС і ТЕС згідно з командами диспетчера.

Єдиний метод забезпечити швидкостартуючий резерв потужності в ОЕС України, у випадку відмови від будівництва ТЕС на природному газі, - це "перепрофілювання" ГЕС з добового первинного регулювання на вторинний резерв. Необхідно розглядати перспективне будівництво гідроакumuлюючих електростанцій (зокрема, Дністровської ГАЕС), які, в подальшому, зможуть забезпечити регулювання добового ГЕН. З урахуванням другого етапу реконструкції каскаду ГЕС, енергосистема отримає достатній резерв в обох аспектах.

Реконструкція та розвиток гідроенергетики в Україні сприятиме стабільності, надійності та ефективності роботи ОЕС, а також зменшить залежність від органічного палива, збільшуючи частку виробництва електроенергії на ГЕС в енергетичному балансі країни. Наявність невикористаного гідропотенціалу та гідроакumuлювання поблизу заходніх кордонів створює додаткові можливості для реалізації програм експорту ЕЕ та спільної роботи з Європейським об'єднанням ENTSO-E

Поза вказаними аспектами, наявність необхідності завершення будівництва численних проектів щодо розвитку гідроелектростанцій (ГЕС) та гідроакumuлюючих електростанцій (ГАЕС) в Україні пояснюється такими факторами:

1. Спростуванням проблематичної нестачі маневрених потужностей в оптовій електроенергетичній системі (ОЕС), особливо у зв'язку з

перспективним впровадженням нових потужностей атомних електростанцій (АЕС) та станцій відновлювальної енергетики (СЕС та ВЕС).

2. Високою результативністю подібних об'єктів у порівнянні з іншими варіантами розвитку електроенергетики.

3. Значним замороженням величезних інвестицій у незавершені будівництва, яке необхідно довести до завершення.

4. Старінням обладнання ГЕС Дніпровського каскаду, яке виступає ключовим регулятором потужності в ОЕС та гарантує її стабільність.

5. Позитивними результатами першого етапу реконструкції ГЕС Дніпровського каскаду.

Відповідно до усіх прийнятих заходів, потужність гідроенергетичних об'єктів повинна зрости до 11000 МВт (17-21% від загальної потужності енергосистеми). Це важливо для забезпечення потреб ОЕС України, особливо задля створення аварійного резерву в енергосистемі та здійснення регулювання ГЕН та частоти. Крім того, реконструкція гідроенергетичного потенціалу сприятиме підвищенню надійності існуючих станцій за рахунок поліпшення технічного стану обладнання ГЕС, впровадження автоматизованих систем контролю безпеки гідротехнічних споруд та систем протиаварійного реагування, а також зменшення екологічних ризиків від експлуатації станцій.

Паралельно з ростом потужності та обсягів виробництва ЕЕ, можна досягти й цілей покращення рівня надійності та безпеки експлуатації електростанцій, виконання вимог охорони навколишнього середовища та створення сучасних умов праці відповідно до чинних нормативних актів. Технічні заходи реконструкції реалізуються з використанням екологічно чистих технологій, таких як заміна робочих коліс турбіни на екологічно безпечні, та виключення можливості потрапляння мастильних матеріалів (наприклад, нафтопродуктів, трансформаторного та турбінного масла) в Дніпро.

Процес розвитку малих гідроелектростанцій (МГЕС) додається до цього, сприяючи власним енергоресурсам та сприяючи соціально-економічному розвитку через залучення інвестицій, створення нових робочих місць і використання водосховищ для рекреації, туризму та риборозведення.

Будівництво нових малих та середніх гідроелектростанцій, переважно в Карпатському регіоні на р. Дністер та Тиса (загальною потужністю 1200 МВт та виробництвом ЕЕ орієнтовно 3000 млрд кВт·год), має свої обґрунтування:

1. Фактичною відсутністю в Закарпатському регіоні власних виробників ЕЕ (лише 5-6%), що порушує гарантії надійного енергозабезпечення.

2. Володінням значних регіональних запасів гідроенергії, розташованих недалеко від західних кордонів, що відкриває перспективи для експорту електроенергії.

3. Потребою і можливістю спільного вирішення енергетичних та паводкових проблем, які становлять важливі завдання національного рівня, а також сприяють збереженню державних коштів.

4. Для Карпатського регіону інтенсифікація розвитку малої гідроенергетики, крім забезпечення власними енергоресурсами, дозволить прискорити соціально-економічного розвиток регіону через залучення інвестицій, створення нових робочих місць та використання водосховищ для туризму, рекреації та риборозведення.

5. Оцінки загальних пріоритетів розвитку малих гідроелектростанцій (МГЕС) в Україні, засновані на конкретних розрахунках, передбачають досягнення до кінця 2030 року потужності на рівні 1 247 МВт та щорічного виробництва електроенергії у діапазоні 3,8–4,3 млрд кВт·год. Це сприятиме збереженню еквіваленту 1,5 млн тонн умовного палива щорічно або еквіваленту 1,3 мільярда кубічних метрів природного газу.

Висновки до розділу 2

1. Гідроенергетика має значний невичерпний потенціал в Україні. Технічно досяжний гідропотенціал річок оцінюється у 20 млн кВт, з яких використовується 40%.

2. Переваги гідроенергетики: відновлюваність джерела, екологічність, низька собівартість електроенергії (одна з найнижчих серед усіх типів станцій), можливість швидко регулювати виробництво енергії, стимулювання розвитку суміжних галузей економіки.

3. До пріоритетних напрямів розвитку гідроенергетики в Україні належать: добудова та модернізація діючих ГЕС, будівництво гідроакumuлюючих станцій, подальше комплексне використання гідроресурсів Дніпра та інших річок, розвиток малої гідроенергетики (міні- та мікроГЕС).

4. Мала гідроенергетика розвивається за рахунок модернізації та відновлення діючих міні-ГЕС, будівництва нових об'єктів та введення в експлуатацію МГЕС на існуючих гідротехнічних спорудах.

5. ГЕС і ГАЕС відіграють важливу роль в регулюванні потужності та підтриманні стабільності ОЕС України завдяки високій маневреності гідроагрегатів. ГАЕС здатні швидко запускатися та міняти режими роботи для вирівнювання графіка навантаження в енергосистемі.

РОЗДІЛ 3

ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ ФУНКЦІОНУВАННЯ МГЕС В МЕРЕЖАХ ЕНЕРГОСИСТЕМ

Дослідження особливостей функціонування малих гідроелектростанцій із різними типами генераторами в електричних мережах енергосистем наразі є маловивченим питанням. Важливим аспектом є аналіз впливу роботи таких МГЕС на режими електропостачання розподільчих мереж, а також на складову втрат електроенергії через адресні перетоки, зумовлені генерацією цих станцій.

Брак досліджень у цій сфері призводить до необґрунтованого завищення нормативів витрат електроенергії, котрі мають компенсуватися власниками МГЕС в рамках договорів на постачання електроенергії на ринок чи споживачам. Наприклад, типовим договором на продаж електроенергії з МГЕС на ринок передбачається відшкодування до 20% втрат, а для транзиту електроенергії розподільними мережами - до 15%.

Це істотно зменшує рентабельність інвестицій у малу гідроенергетику і є однією з причин недоцільності розвитку МГЕС із значенням потужностей у діапазоні 100,0-350,0 кВт, що співвідносяться з потенціалом більшості рівнинних річок країни.

Дослідження взаємодії електромереж та МГЕС, а також моделювання втрат при передачі електроенергії від ГЕС до споживача дозволить визначити умови оптимального взаємовпливу для таких систем.

Отже, метою є аналіз та оптимізація режимів роботи МГЕС та розподільних електричних мереж за умови їх паралельної взаємодії.

3.1. Дослідження реактивної потужності асинхронного генератора МГЕС

Використання асинхронних генераторів на МГЕС породжує необхідність компенсації їх реактивного споживання, адже отримання реактивної потужності з електромережі призводить до збільшення експлуатаційних витрат. Для вирішення цієї проблеми зазвичай застосовують синхронні генератори або ж конденсаторні установки, встановлені безпосередньо на станції. Перший підхід, однак, підвищує капітальні затрати на електрообладнання проєкту будівництва чи реконструкції ГЕС. Тому важливим є попередній процес аналізування впливу параметрів та режимів роботи асинхронних генераторів на їх реактивне навантаження з метою обґрунтованого зменшення необхідної встановленої потужності компенсуючих пристроїв.

Іноді в процесі проєктування електричної частини МГЕС із-за відсутності необхідної інформації щодо фактичних параметрів відновлених гідротурбін, або з метою створення запасу за активною потужністю генераторів задля запобігання їх перегрівання та збільшення тривалості експлуатації обирають машини із завищеною номінальною потужністю (значення може сягати до 30-50%). За таких умов генератори можуть працювати у режимах, що не відповідають номінальному, а це підвищує їх реактивне споживання. Така ситуація, з одного боку, збільшує необхідну встановлену потужність компенсуючих пристроїв, а з іншого – призводить до надлишкового навантаження генераторів реактивними струмами.

Останнє пояснюється таким чином: робота асинхронного генератора на зниженій потужності обумовлює зменшення відносно номінального значення параметрів: швидкості обертання ротора $n_2 < n_{2\text{н}}$ та ковзання $s < s_{\text{н}}$. Згідно з формулою (1.5) зменшення ковзання призводить до зниження струму ротора I_2 , головним чином за рахунок реактивної складової:

$$I_{2p} = \frac{E_2}{\frac{r_2^2}{s^2} + x_{\sigma 2}^2} < I_{2p, \text{ном}}. \quad (3.1)$$

У такому випадку момент на валу генератора М:

$$M \cong \Phi I_2, \quad (3.2)$$

Додатково враховуючи функціональний зв'язок між вторинним струмом I_2 та моментом М на валу генератора згідно з формулою (3.2), зменшення значення струму ротора I_2 за незмінного моменту призводить до зростання магнітного потоку генератора Φ . Через насичення магнітопроводу це викликає збільшення струму намагнічування I_M і, відповідно, підвищення рівня споживання реактивної потужності.

У свою чергу, недовантажений асинхронний генератор характеризується меншим за номінальне значення обертового моменту на валу ротора. Однак, з врахуванням зміни вторинного струму I_2 , котрий зменшується набагато швидше, ніж момент М, твердження про зростання реактивної потужності Q_1 для таких режимів роботи є справедливим.

Для підтвердження викладеного було проведено дослідження для асинхронного двигуна (АД) 4А132, що встановлений на Звенигородській МГЕС та працює в генераторному режимі. Номінальна потужність АД - 132 кВт, номінальна швидкість 770 об/хв, номінальне ковзання 2,66 %, $\cos\varphi_{\text{ном}}=0,86$, кількість пар полюсів - 4, ККД 0,932. Змінюючи кут відкриття напрямного апарата турбіни, варіювалася активна потужність та фіксувалося реактивне споживання генератора. Результати наведено в табл. 3.1.

Як бачимо, за завантаження 56 % від номінальної потужності реактивне споживання становить 95%. Отже, експлуатація недовантаженого генератора призводить до завищених відносних капіталовкладень на встановлення компенсуючих пристроїв. Заміна цього АГ на машину з таким самим $\cos\varphi$, але

меншою номінальною потужністю дозволила б знизити доцільну встановлену потужність КУ орієнтовно на 10,0-25,0%.

Таблиця 3.1. Експериментальне визначення реактивного споживання асинхронного генератора за різних режимів роботи

№ з/п	P_{Γ} , кВт	$\cos \varphi$, в.о.	Q_{Γ} , кВАр	$Q_{\Gamma} / Q_{\Gamma.\text{НОМ}}$, в.о.	$P_{\Gamma} / P_{\Gamma.\text{НОМ}}$, в.о.
1	2,120	0,040	60,00	0,770	0,020
2	3,850	0,060	60,70	0,780	0,030
3	9,300	0,150	61,40	0,790	0,070
4	16,500	0,260	62,40	0,800	0,130
5	19,400	0,300	62,80	0,810	0,150
6	24,00	0,350	63,90	0,820	0,180
7	28,00	0,400	65,00	0,830	0,210
8	33,00	0,450	65,30	0,840	0,250
9	39,00	0,510	66,30	0,850	0,300
10	46,00	0,560	68,00	0,870	0,350
11	52,10	0,600	69,00	0,880	0,390
12	59,20	0,640	70,70	0,910	0,450
13	63,20	0,660	71,70	0,920	0,480
14	69,90	0,690	72,60	0,930	0,530
15	70,50	0,700	72,80	0,930	0,530
16	71,50	0,700	73,50	0,940	0,540
17	72,20	0,700	73,80	0,950	0,550
18	73,50	0,710	73,9	0,950	0,560
19	73,60	0,710	74,00	0,950	0,560

Окрім фактичного рівня завантаження, відчутний вплив на реактивне споживання АД, що живить енергосистему, має значення напруги на виводах

статорної обмотки. Враховуючи, що величина основного магнітного потоку Φ пропорційна модулю первинної напруги U_1 , підвищення останньої вище номіналу призводить до зростання Φ . Як зазначалося, це збільшує струм намагнічування I_M і, відповідно, реактивну потужність Q_G , а також перевантажує статор реактивним струмом. Водночас, зниження напруги U_1 нижче номінального значення за навантаження генератора близького до номінального зменшує основний потік Φ та, відповідно, реактивне споживання, але збільшує вторинний струм I_2 , що може спричинити перегрів ротора. Проте, для істотно недовантажених асинхронних генераторів зниження U_1 до $0,95 \cdot U_{ном}$ може розглядатися як засіб обмеження реактивного споживання, за умови регулювання напруги трансформатора МГЕС.

Іншим способом зменшення реактивної потужності недовантаженого асинхронного генератора, згідно з теорією, є зміна з'єднання його статорної обмотки з " Δ " на " Y ". Такий підхід дозволяє знизити фазну напругу U_1 та основний потік Φ , зменшуючи реактивне споживання і підвищуючи коефіцієнт потужності генератора. За рахунок зниження струму намагнічування I_M також зменшується реактивна складова струму статора I_1 і зростає ККД машини. Доцільність такого заходу необхідно перевіряти експериментально для конкретного асинхронного генератора.

Отже, зазначені способи дозволяють обмежити реактивне споживання і покращити техніко-економічні показники малих ГЕС. Більший ефект можна отримати на етапі проектування, враховуючи взаємовплив обладнання та його параметрів.

3.2. Оцінювання впливу режимів роботи МГЕС на втрати потужності в електричних мережах

Оцінювання впливу режимів роботи малих ГЕС на втрати потужності в електричних мережах є складним завданням, оскільки втрати нелінійно залежать від перетоків потужності по гілках мережі, тому метод накладання тут непридатний. На даний час в інженерній практиці застосовується низка методів для розрахунку цієї складової втрат як з однозначно заданою інформацією, так і з імовірісно-статистичною оцінкою. Використання даних методів у розімкнених розподільних мережах, як правило, призводить до прийнятної на етапі планування режимів похибки. Проте в замкнених мережах зростає вплив нелінійності функції втрат, що може викликати істотні помилки розрахунку додаткових технічних втрат електроенергії за відхилення режиму від запланованого.

Для вирішення зазначених проблем у роботі [3] обґрунтовано можливість аналізу впливу окремих вузлів генерації на втрати в електричних мережах на основі лінійних моделей усталених режимів. Значення повної потужності на початку і в кінці кожної гілки мережі визначається за формулою:

$$\dot{\mathbf{S}}_g = \sqrt{3} \dot{\mathbf{U}}_o \mathbf{M}_\Sigma \hat{\mathbf{I}}_d, \quad (3.3)$$

де $\dot{\mathbf{U}}_o$ – матриця напруг у вузлах;

$\mathbf{M}_\Sigma$ – матриця з'єднань віток гілок по вузлах;

$\hat{\mathbf{I}}_d$ – матриця спряжених струмів у гілках.

Помноживши вираз (3.3) зліва на транспонований одиничний вектор $\mathbf{n}_t$, отримаємо транспонований вектор втрат потужності в гілках:

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

Враховуючи, що $\mathbf{n}_t \dot{\mathbf{U}}_o = \dot{\mathbf{U}}_t$,

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\text{bt}} = \sqrt{3} \dot{\mathbf{U}}_{\text{t}} \mathbf{M}_{\Sigma} \hat{\mathbf{I}}_{\text{д}}, \quad (3.4)$$

де $\dot{\mathbf{U}}_{\text{t}}$ – транспонований вектор напруг у вузлах.

Звідки втрати в i -й гілці дорівнюють:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\text{bi}} = \sqrt{3} (\dot{\mathbf{U}}_{\text{t}} \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{I}}_{\text{д}}, \quad (3.5)$$

де $\hat{\mathbf{I}}_{\text{д}}$ – струм в i -й гілці через струми у вузлах:

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

$$\hat{\mathbf{I}}_{\text{д}} = \hat{\mathbf{C}}_{\text{д}} \hat{\mathbf{J}}, \quad (3.6)$$

де $\hat{\mathbf{C}}_{\text{д}}$ – вектор-рядок матриці розподілу струмів $\hat{\mathbf{J}}$ по гілках схеми.

Підставляючи вираз для $\hat{\mathbf{I}}_{\text{д}}$, маємо:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\text{bi}} = \sqrt{3} (\dot{\mathbf{U}}_{\text{t}} \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_{\text{д}} \hat{\mathbf{J}}. \quad (3.7)$$

Звідки, з врахуванням:

$$\hat{\mathbf{J}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{\mathbf{U}}_{\text{д}}^{-1} \dot{\mathbf{S}},$$

вираз (3.7) матиме вигляд:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\text{bi}} = (\dot{\mathbf{U}}_{\text{t}} \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_{\text{д}} \dot{\mathbf{U}}_{\text{д}}^{-1} \dot{\mathbf{S}}. \quad (3.8)$$

Замінивши позначення у формулі (3.8) матимемо:

$$\dot{\mathbf{T}}_{\text{д}} = (\dot{\mathbf{U}}_{\text{т}} \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_{\text{д}} \dot{\mathbf{U}}_{\text{д}}^{-1}, \quad (3.9)$$

отже, $\mathbf{T}_i$ має коефіцієнти, які відображають частку в повних втратах в i -й гілці, що відповідає протіканню потужності по ній від кожного вузла окремо.

Отже, враховуючи (3.7) та (3.9) матимемо:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_B = \mathbf{T} \cdot \dot{\mathbf{S}}, \quad (3.10)$$

де $\Delta \dot{\mathbf{S}}_B$ – вектор, що відображає рівень втрат потужності у вітках схеми;

$\mathbf{T}$ – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми.

У роботі [3] зазначено, що коефіцієнти розподілу втрат функціонально залежать від параметрів схеми заміщення, котрі за певних припущень можна вважати сталими, а також від фактичних значень напруги у вузлах мережі. Останні визначаються навантаженням та генерацією у цих вузлах. Так враховується нелінійний зв'язок між втратами потужності в електромережі та параметрами її режиму. Визначення коефіцієнтів матриці $\mathbf{T}$ за поточними значеннями напруги у вузлах фактично є лінеаризацією режиму електромережі за фіксованих потужностей у її вузлах.

Отже, за незначних змін потужності у вузлах електромережі, котрі спричиняють неістотні (до 1,0%) відхилення напруги у вузлах, залежність рівня втрат потужності від потужностей у вузлах можна вважати лінійною. Для оцінювання впливу МГЕС на втрати потужності в електричних мережах з достатньою точністю можливе застосування методу накладання відповідно до (3.10).

Для підтвердження результатів було проведено низку розрахунків із вдосконаленими методами оцінки втрат ЕЕ в електромережах. Розглянуто МГЕС, що були відновлені та введені в експлуатацію в різних регіонах України, зокрема Звенигородської, Чернятської, Коржовської, Корсунь-Шевченківської, тощо. Ці ГЕС мають різні встановлені потужності (100,0 - 630,0 кВт) і схеми приєднання до розподільних електромереж 110/35/10 кВ. За результатами розрахунків режимів цих мереж 110/35 кВ та враховуючи

генерацію МГЕС виявлено, що через неспіврозмірність їхньої генерації та суміжного навантаження вплив МГЕС на режим роботи електромереж майже збігається з похибкою розрахунків (0,1-0,5% відхилення напруги).

З наведеного можна говорити, що МГЕС потужності 100,0-630,0 кВт практично не чинять впливу на типові режими функціонування електромереж та не вносять змін до матриці коефіцієнтів розподілу втрат потужності $\dot{T}$. Отже, збільшення витрат електроенергії в розподільних мережах внаслідок роботи МГЕС матиме місце лише за умови зростання значень елементів вектора навантажень $\dot{S}$. Проте, майже у всіх проаналізованих випадках, з огляду на особливості режимів функціонування малих ГЕС, зафіксовано зниження потужності у вузлах підключення МГЕС як для максимальних, так і середніх навантажень.

У разі безпосередньої видачі потужності в мережі 10 кВ (рис. 4.2), що характерно для низки МГЕС, їх експлуатація істотно впливає на режими цих мереж. Відповідно, коефіцієнти розподілу втрат енергії змінюються після врахування МГЕС.

Проте, оскільки коефіцієнти розподілу втрат, які характерні для вузла під'єднання МГЕС, набувають додатних значень за від'ємних потужностей (прийнято, що генерація задається від'ємним значенням), значення розрахункових втрат ЕЕ в електромережах зменшуються (табл. 4.1 та 4.2).

Отже, теоретичні дослідження та практичні розрахунки, подані далі, підтверджують позитивний вплив МГЕС на рівень втрат енергії у типових режимах електромереж.

У будь-який момент часу, за відомих значень потужностей навантаження $\dot{S}_i$ та напруг у вузлах $\dot{U}_i$, можна отримати струми вузлів:

$$j_i = \frac{\hat{S}_{pi}}{\sqrt{3}\hat{U}_i}, \quad (3.11)$$

де $\hat{S}_{pi}$ – показник, що відповідає потужності навантаження.

Лінійна модель нормального режиму електричної мережі, отримана внаслідок представлення навантаження та генерації її вузлів у вигляді розрахункових струмів, що відповідає нелінійній моделі цієї мережі для поточного моменту часу, згідно [4].

Розглянемо просту схему електричної мережі (рис. 3.1), в котрій забезпечується адресне передавання потужності $\dot{S}_{\text{тр}}$ від МГЕС (вузол 3) до споживача ЕЕ(вузол 4). Значення поточного навантаження вузлів задається сталими за модулем та фазою струмами, отриманими за формулою (3.11). Поперечна складова еквівалентної схеми враховується у розрахункових навантаженнях вузлів $\dot{S}_p$.

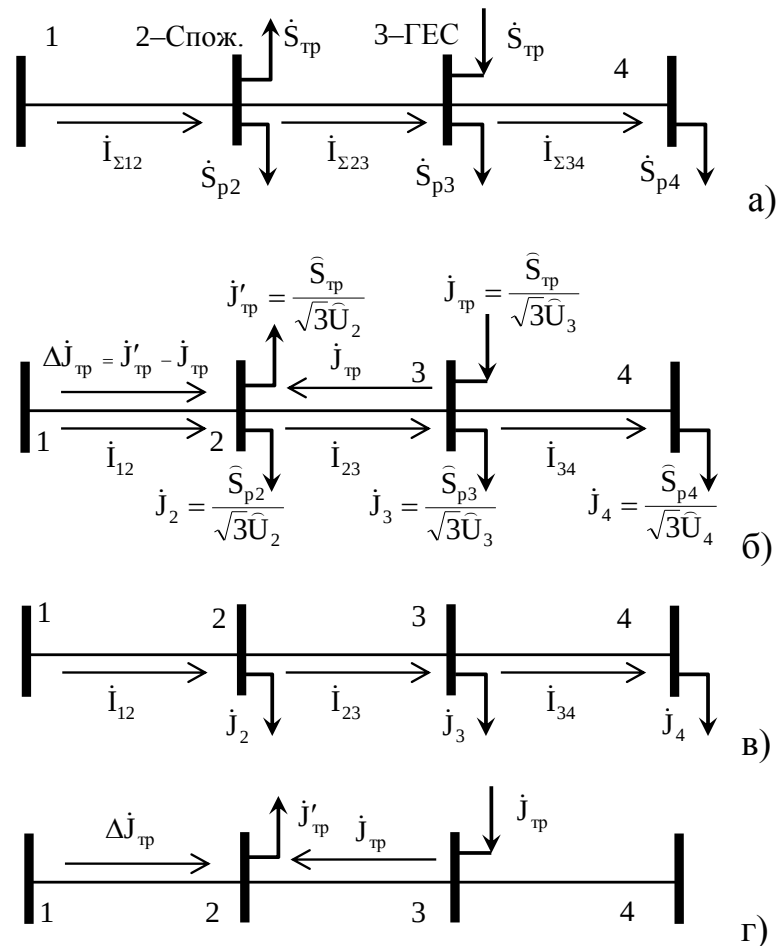


Рис. 3.1. Схема ЕМ із адресними перетоками потужності

Отже, представлення навантаження і генерації у вигляді сталих струмів дозволяє побудувати лінійну модель електромережі, адекватну її фактичному стану. Така модель може застосовуватися для аналізу впливу малих ГЕС на режими роботи та втрати потужності в розподільних мережах.

Відповідно до методу накладання струмів в лінії 2-3 $\dot{I}_{\Sigma 23}$ подаємо у вигляді часткових струмів $\dot{I}_{23}$ та $\dot{J}_{тр}$, що обумовлені навантаженнями споживачів та адресними перетоками потужності відповідно. Для розрахункової схеми $\dot{I}_{23} = \dot{J}_3 + \dot{J}_4$. А значення втрат потужності у ЛЕП:

$$\Delta \dot{S} = 3 \cdot \left| \dot{I}_{\Sigma 23} \right|^2 \cdot \dot{Z}_{23} = 3 \cdot \left| \dot{I}_{23} - \dot{J}_{тр} \right|^2 \cdot \dot{Z}_{23}$$

чи

$$\Delta \dot{S} = 3 \cdot \left[\left(I'_{23} - J'_{тр} \right)^2 + \left(I''_{23} - J''_{тр} \right)^2 \right] \cdot \dot{Z}_{23} ,$$

де I' , I'' – відповідно активна та реактивна складові часткових струмів.

Після перетворень, отримаємо вираз для значення втрат потужності в лінії 2-3 від усіх часткових струмів:

$$\Delta \dot{S}_{23} = 3 \cdot \left[I'^2_{23} + J'^2_{тр} \left(1 - 2 \frac{I'_{23}}{J'_{тр}} \right) + I''^2_{23} + J''^2_{тр} \left(1 - 2 \frac{I''_{23}}{J''_{тр}} \right) \right] \cdot \dot{Z}_{23}, \quad (3.12)$$

для випадку значення втрат від навантажень та адресного перетоку потужності:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{23} &= \Delta \dot{S}_{23_нав} + \Delta \dot{S}_{23_тр}; \\ \Delta \dot{S}_{23_нав} &= 3 \cdot \left[I'^2_{23} + I''^2_{23} \right] \cdot \dot{Z}_{23}; \\ \Delta \dot{S}_{23_тр} &= 3 \cdot \left[J'^2_{тр} \left(1 - 2 \frac{I'_{23}}{J'_{тр}} \right) + J''^2_{тр} \left(1 - 2 \frac{I''_{23}}{J''_{тр}} \right) \right] \cdot \dot{Z}_{23}. \end{aligned} \quad (3.13)$$

Узагальнивши (3.13) для довільної кількості віток для втрат активної потужності отримаємо:

$$\Delta P_{\text{тр}} = 3 \sum_{i \in \mathbf{M1}} \left[J_{\text{тр}}'^2 \left(1 - 2 \frac{I_i'}{J_{\text{тр}}'} \right) + J_{\text{тр}}''^2 \left(1 - 2 \frac{I_i''}{J_{\text{тр}}''} \right) \right] \cdot R_i, \quad (3.14)$$

де i – номер вітки ЕМ;

$\mathbf{M1}$ – множина віток схеми ЕМ на шляху між ініціаторами адресного перетоку потужності.

Відповідно до (3.14) очевидно, що втрати потужності в поздовжній частині мережі від часткового струму $\dot{J}_{\text{тр}}$, спричиненого передаванням ЕЕ МГЕС, залежать не лише від значення окремих його складових, однак й від інших часткових струмів, котрі протікають гілками мережі. Значення коефіцієнтів взаємовпливу, як характеристику транзитних втрат від параметрів поточного режиму мережі, можна визначити

$$\mu_i' = -2 \frac{I_i'}{J_{\text{тр}}'}; \quad \mu_i'' = -2 \frac{I_i''}{J_{\text{тр}}''}. \quad (3.15)$$

Зазначені коефіцієнти можуть набувати довільних значень залежно від величини та напрямку часткових струмів в i -й гілці. Нульові значення відповідають відсутності в цій гілці інших часткових струмів окрім $\dot{J}_{\text{тр}}$.

Враховуючи вираз (3.15) задля розрахунку втрат потужності в електромережі від передачі ЕЕ МГЕС має такий вигляд:

$$\Delta P_{\text{тр}} = 3 \sum_{i \in \mathbf{M1}} \left[J_{\text{тр}}'^2 (1 + \mu_i') + J_{\text{тр}}''^2 (1 + \mu_i'') \right] \cdot R_i. \quad (3.16)$$

Отже, коефіцієнти взаємовпливу дозволяють врахувати вплив інших часткових струмів в електромережі на величину транзитних втрат потужності, пов'язаних з роботою малих ГЕС.

Додатково до втрат активної потужності, що спричинені адресним передаванням ЕЕ мережею від МГЕС до споживачів, є й додаткова складова, від передавання ЕЕ від центру живлення до певного кінцевого споживача. Така складова необхідна для покриття втрат від адресного перетікання потужності. Додаткова складова для схеми на рис.3.1. може бути подана у вигляді втрат у вітці 1-2:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{J}_{mp} &= \dot{J}'_{mp} - \dot{J}_{mp} = \frac{\hat{S}_{mp}}{\sqrt{3}\hat{U}_2} - \frac{\hat{S}_{mp}}{\sqrt{3}\hat{U}_3} = \\ &= \frac{\hat{S}_{mp}}{\sqrt{3}\hat{U}_3} (\hat{U}_3 - \hat{U}_2) / \hat{U}_2 = \frac{\Delta \hat{S}_{mp}}{\sqrt{3}\hat{U}_2},\end{aligned}\quad (3.17)$$

Тобто, загальні втрати активної потужності, які необхідно компенсувати МГЕС для випадку передавання потужності розподільною мережею до певного кінцевого споживача, можна визначити:

$$\begin{aligned}\Delta P_{\Sigma_{тр}} &= 3 \sum_{i \in \mathbf{M1}} \left[J'^2_{тр} (1 + \mu'_i) + J''^2_{тр} (1 + \mu''_i) \right] \cdot R_i + \\ &+ 3 \sum_{j \in \mathbf{M2}} \left[\Delta J'^2_{тр} (1 + \mu'_{\Delta j}) + \Delta J''^2_{тр} (1 + \mu''_{\Delta j}) \right] \cdot R_j,\end{aligned}\quad (3.18)$$

де j – відповідно номер вітки мережі;

$\mathbf{M2}$ – множина віток схеми ЕМ.

Коефіцієнти взаємовпливу $\mu'_{\Delta j}$ та $\mu''_{\Delta j}$ відповідно до їх фізичного змісту мають вид:

$$\mu'_{\Delta j} = -2 \frac{I'_j}{\Delta J'_{\text{тр}}}; \quad \mu''_{\Delta j} = -2 \frac{I''_j}{\Delta J''_{\text{тр}}} . \quad (3.19)$$

Наголосимо, що для отримання $j'_{\text{тр}}$ доцільно застосовувати лише активну складову транзитної потужності:

$$j'_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{тр}}}{\sqrt{3}\hat{U}_2} . \quad (3.20)$$

Тип генератора впливає на значення транзитної потужності струму генератора, для випадку використання синхронних генераторів на МГЕС:

$$j_{\text{тр_СГ}} = \frac{\hat{S}_{\text{тр}}}{\sqrt{3}\hat{U}_3} . \quad (3.21)$$

асинхронних генераторів (з врахуванням повної компенсації їх реактивного споживання):

$$j_{\text{тр_АГ}} = \frac{P_{\text{тр}}}{\sqrt{3}\hat{U}_3} , \quad (3.22)$$

Базуючись на викладеному, у разі використання асинхронних генераторів значення втрат потужності від цільових перетоків зазвичай є меншими порівняно із застосуванням синхронних генераторів.

Запропонований підхід до оцінки втрат потужності дає змогу визначити їх фізичну природу і складові, проте є недостатньо зручним для практичного застосування в алгоритмах оперативних розрахунків, оскільки в сучасній практиці аналізу сталих режимів електричних мереж навантаження їх вузлів зазвичай представляється у вигляді еквівалентної потужності споживання. З огляду на це, а також виходячи з викладеного вище, пропонується наступний

алгоритм застосування описаного методу за наявності окремого цільового перетоку електроенергії в електричній мережі:

1. Розрахунок базового сталого режиму і значення втрат в мережі за поточних значень потужностей навантажень враховуючи цільові перетоки МГЕС.

2. Визначення розрахункових струмових навантажень усіх вузлів електричної мережі, включаючи $\dot{J}_{mp}$ та $\dot{J}'_{mp}$.

3. Розрахунок двох часткових режимів із визначеними струмами навантаження: для I режиму задаються розрахункові струмові навантаження вузлів електричної мережі (крім $\dot{J}_{mp}$ та $\dot{J}'_{mp}$), для II - лише задані струми ініціаторів цільового перетоку.

4. Визначення часткових струмів у гілках електричної мережі та втрат від них за відповідною формулою (3.18).

Запропонований алгоритм дає змогу на базі запропонованого методу провести розрахунок втрат потужності, спричинених цільовим передаванням ЕЕ електричними мережами від МГЕС до визначеного кінцевого споживача. У разі наявності інформаційного забезпечення можливий також перехід до оперативного контролю зазначеної складової втрат електроенергії, а також її врахування при формуванні алгоритмів координації групи МГЕС, що працюють у каскаді.

3.3. Алгоритми оцінювання впливу каскаду МГЕС на втрати в розподільних мережах

Для аналізування сукупного впливу каскаду таких станцій на втрати електроенергії розробимо відповідний алгоритм.

Струм у гілках схеми записується:

$$\dot{I}_i = \sum_{j=1}^m \dot{I}_{ij} ,$$

де $\dot{I}_i$ – струм i -ої вітки;

$\dot{I}_{ij} = C_{ij} \dot{J}_j$ – струм в i -й вітці від задаючого струму j -го вузла;

C_{ij} – коефіцієнти струморозподілу задаючих струмів у вузлах по вітках;

m – кількість вузлів ЕМ.

Значення часткових струмів можуть бути визначені запропонованим методом почергових розрахунків режиму з заданим навантаженням (генерацією) лише в одному вузлі, що вимагає m розрахунків.

Якщо струми $\dot{I}_{ij}$ записати через активну P_{ij} та реактивну Q_{ij} складові $\dot{I}_{ij} = I'_{ij} + jI''_{ij}$, то сумарні втрати в i -й гілці становитимуть:

$$\Delta \dot{S}_i = 3 \cdot \left[\left(\sum_{j=1}^m I'_{ij} \right)^2 + \left(\sum_{j=1}^m I''_{ij} \right)^2 \right] \cdot z_i , \quad (3.23)$$

де z_i - опір i -ї гілки схеми заміщення.

З врахуванням виразу (3.14), (3.23) може подати у вигляді:

$$\Delta \dot{S}_i = 3 \cdot \left(\sum_{j=1}^m I_{ij}^2 \mu'_j + \sum_{j=1}^m I_{ij}^2 \mu''_j \right) \cdot z_i , \quad (3.24)$$

$$\text{де } \mu'_j = 1 + \frac{\sum_{\eta=1, \eta \neq j}^m I'_{i\eta}}{I'_{ij}} , \quad \mu''_j = 1 + \frac{\sum_{\eta=1, \eta \neq j}^m I''_{i\eta}}{I''_{ij}} - \text{коефіцієнти, що характеризують}$$

взаємний вплив.

Відповідно до (3.24) очевидно, що рівень втрат потужності у вітках розподільної мережі обумовлені протіканням струму j -го вузла, функціонально залежать не лише від його часткового струму, однак і від значень часткових струмів даної вітки.

Базуючись на (3.24) доцільно розрахувати втрати в розподільній мережі ℓ від протікання в множині віток $\theta_{B\ell}$ її схеми заміщення струмів генерації сукупності МГЕС:

$$\Delta \dot{S}_{\ell} = \sum_{i \in \theta_{B\ell}} 3 \cdot (I_{i_ГЕС}^2 \mu'_{i_ГЕС} + I_{i_ГЕС}^2 \mu''_{i_ГЕС}) \cdot z_i, \quad (3.25)$$

де $I'_{i_ГЕС}$, $I''_{i_ГЕС}$ – складові часткових струмів, обумовлені генерацією сукупності ГЕС $k_{ГЕС}$, у i -й вітці схеми заміщення мережі;

$$\mu'_{i_ГЕС} = 1 + 2 \frac{\sum_{\eta=1}^{\theta_{ГР}} \sum_{\eta \neq k_{ГЕС}} I'_{i_η}}{I'_{i_ГЕС}}, \quad \mu''_{i_ГЕС} = 1 + 2 \frac{\sum_{\eta=1}^{\theta_{ГР}} \sum_{\eta \neq k_{ГЕС}} I''_{i_η}}{I''_{i_ГЕС}} \quad - \text{ коефіцієнти впливу}$$

струмових навантажень інших груп вузлів схеми заміщення;

$\theta_{ГР}$ – число груп вузлів схеми заміщення з урахуванням сукупності ГЕС, що виокремлені за технологічними особливостями;

$I'_{i_η}$, $I''_{i_η}$ – активна та реактивна складові часткових струмів, що обумовлені споживанням групи вузлів η , у i -й вітці схеми заміщення.

$\dot{I}_{i_АН}$ у i -й вітці схеми, обумовлений загальним навантаженням ГЕС групи $k_{ГЕС}$, доцільно знайти з розрахунку режиму мережі за умови відсутності навантажень у всіх вузлах схеми ЕМ, крім вузлів приєднання станцій.

За формулою (3.25) можна визначати частки втрат потужності в електромережах від адресних та транзитних перетоків, зумовлених функціонуванням групи малих ГЕС. Такий розподіл втрат застосовний для аналізу як в розімкнених мережах ЕК, так і замкнених електричних мереж регіональних суб'єктів ринку ЕЕ.

Відповідно до [4] обґрунтовано, що на загальні втрати активної потужності в ЕМ істотно впливають параметри споживання, розподіл навантаження між джерелами енергії, коефіцієнти трансформації

трансформаторів, а також додатково - взаємні і транзитні перетоки потужності.

Загальні втрати потужності у вітках:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}} = \dot{\mathbf{T}}_k \dot{\mathbf{S}} + \Delta \dot{\mathbf{S}}_{\text{нб}} , \quad (3.26)$$

де $\dot{\mathbf{T}}_k$ – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми заміщення ЕМ;

$\dot{\mathbf{S}}$ – вектор-стовпець потужностей у вузлах мережі;

$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\text{нб}}$ – вектор-стовпець втрат потужності у вітках схеми заміщення від протікання струмів, спричинених незбалансованими коефіцієнтами трансформації трансформаторів зв'язку.

Певний рядок матриці $\dot{\mathbf{T}}_k$ набуває виду:

$$\dot{\mathbf{T}}_{ki} = (\dot{\mathbf{U}}_t \dot{\mathbf{M}}_{\Sigma ki}) \hat{\mathbf{C}}_{ki} \dot{\mathbf{U}}_d^{-1} ,$$

У той же час, окремі елементи матриці $\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\text{нб}}$:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\text{нбі}} = (\dot{\mathbf{U}}_t \dot{\mathbf{M}}_{\Sigma ki}) \hat{\mathbf{D}}_{\text{бі}} \hat{\mathbf{U}}_{\text{б}} ,$$

де $\dot{\mathbf{U}}_t$ – транспонований вектор-стовпець напруг у вузлах мережі;

$\dot{\mathbf{M}}_{\Sigma ki}$ – і-й вектор-рядок транспонованої матриці зв'язків віток у вузлах $\dot{\mathbf{M}}_{\Sigma kt}$, що за структурою подібна до першої матриці з'єднань $\mathbf{M}_{\Sigma}$, але замість значень “-1” для вузлів кінця віток з трансформаторами задаються їх коефіцієнти трансформації;

$\hat{\mathbf{C}}_{ki}$ – і-й вектор-рядок матриці розподілу струмів у вузлах $\hat{\mathbf{J}}$ по вітках схеми з врахуванням коефіцієнтів трансформації;

$\dot{\mathbf{U}}_d$ – діагональна матриця напруг у вузлах без базисного;

$\hat{\mathbf{D}}_{\text{бі}}$ – i -й вектор-рядок матриці провідностей $\mathbf{D}_{\text{б}}$, що пов'язують заданий вузол з базисним;

$\hat{\mathbf{U}}_{\text{б}}$ – вектор-стовпець, кожен елемент якого дорівнює напрузі базисного вузла.

Складова $\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\text{нб}}$ виразу (3.26) неявно залежить від потужностей генерації та споживання та характеризує власні втрати в розподільній мережі, спричинені регулювальними впливами на силові трансформатори. А це, в свою чергу, є необхідним для забезпечення технічних обмежень та забезпечення оптимального розподілу потоків реактивних та активних потужностей. Обчислення фактичного чисельного значення складової втрат потужності відбувається шляхом додаткового домноження її на одиничний рядок $\mathbf{E}$ розмірності $(n-1)$:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\text{вл}} = \mathbf{E} \cdot \Delta \dot{\mathbf{S}}_{\text{нб}}.$$

Ще одна складова $\dot{\mathbf{T}}_{\text{k}} \dot{\mathbf{S}}$ для розподільних мереж енергоринку, що, на практиці, не має власних навантажень, характеризує значення втрат від транзитних та взаємних перетоків потужності.

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\text{вз}} = \dot{\mathbf{T}}_{\text{k}} \cdot \dot{\mathbf{S}}, \quad (3.27)$$

Грунтуючись на фізичному змісті матриці розподілу втрат $\dot{\mathbf{T}}_{\text{k}}$ кожен її стовпець $\dot{\mathbf{T}}_{\text{k}}^{(i)}$ є певним набором коефіцієнтів, що відповідають впливу потужності окремого вузла $\dot{S}_i$ на втрати у вітках схеми заміщення мережі, а отже на взаємні втрати потужності загалом.

Нехай, будемо вважати, що коефіцієнти $\dot{\mathbf{T}}_{\text{k}}$ є незмінними, то у разі зміни значення потужності i -го вузла на $\delta \dot{S}_i$ відкоректуються й втрати потужності у вітках схеми заміщення мережі:

$$\delta \dot{S}_{B3}(i) = \dot{\mathbf{T}}_k^{(i)} \cdot \delta \dot{S}_i . \quad (3.28)$$

У випадку зміни генерування потужності ГЕС в i -му вузлі зміна втрат потужності в мережі буде характеризуватись за виразом:

$$\delta \dot{S}_{B3} = \dot{t}_i \cdot \delta \dot{S}_i . \quad (3.29)$$

Відповідно до (3.29) можна визначити значення коефіцієнта чутливості втрат в мережі до зміни потужності ГЕС у i -му вузлі

$$\dot{t}_i = \frac{\delta \dot{S}_{B3}}{\delta \dot{S}_i} = \frac{\delta P_{B3}}{\delta P_i} + j \frac{\delta Q_{B3}}{\delta P_i} + \frac{\delta Q_{B3}}{\delta Q_i} - j \frac{\delta P_{B3}}{\delta Q_i} \quad (3.30)$$

або, враховуючи (3.28), коефіцієнт чутливості $\dot{t}_i$ можна отримати домноживши вектор стовпець $\dot{\mathbf{T}}_k^{(i)}$ на відповідний одиничний вектор рядок $\mathbf{E}_1$ розмірністю m (кількість віток схеми заміщення мережі):

$$\dot{t}_i = \mathbf{E}_1 \cdot \dot{\mathbf{T}}_k^{(i)} .$$

Вектор $\dot{\mathbf{T}}$, отриманий з коефіцієнтів чутливості втрат потужності $\dot{t}_i$ до змін у i -му вузлі, є вектором чутливості, який встановлює зв'язок між приростами втрат потужності в ЕМ і змінами потужності у її вузлах. Оскільки критерієм оптимальності є втрати активної потужності, то в першу чергу цікавлять коефіцієнти чутливості втрат активної потужності до змін складових потужностей у вузлах:

$$\delta P_{B3_P} = \mathbf{T}_P \cdot \delta \mathbf{P}, \quad (3.31)$$

де $\delta \mathbf{P}$ – зміна активної потужності у вузлах з МГЕС;

$\mathbf{T}_P$ – активна складова вектора $\mathbf{T}$.

Прирости втрат активної потужності в електричних мережах від зміни реактивної потужності гідроелектростанцій не враховуються, оскільки, вона залишається фактично сталою.

Використовуючи формулу (3.31) можна науково обґрунтувати підвищення тарифів на електроенергію окремих станцій, робота яких забезпечує зменшення рівня власних та транзитних втрат в мережах. Це, зокрема, невеликі за потужністю станції, розташовані поруч зі споживачами, генерація яких знижує навантаження на шини підстанцій, зменшуючи втрати.

Крім того, отримані результати вказують, що завдяки компенсації реактивної потужності в межах МГЕС з асинхронними генераторами їх вплив на режим електричних мереж є меншим порівняно з синхронними генераторами. Отже для таких МГЕС більш обґрунтованим є зменшення плати за компенсацію втрат потужності в мережах чи підвищення тарифу на електроенергію.

Висновки до розділу 3

1. У робочому діапазоні навантажень асинхронних генераторів на малих ГЕС їх реактивне споживання є практично сталим. Це вказує на можливість компенсації без застосування автоматичних регуляторів за допомогою статичних джерел реактивної потужності. Якщо конденсаторна установка МГЕС планується для компенсації в електричних мережах, слід в кожному випадку визначати її потужність та доцільність оснащення автоматичним регулятором.

2. З теоретичних досліджень та практичних розрахунків впливу МГЕС на режими електричних мереж встановлено, що через неспівмірність їх генерації та прилеглого навантаження такий вплив практично зіставний з похибкою комерційних розрахунків між суб'єктами системи. Отже, МГЕС потужністю 100-630 кВт фактично не впливають на режими роботи мереж та не збільшують в них втрати потужності.

3. Показано, що втрати від адресних перетоків електроенергії МГЕС-споживач можуть визначатися з використанням розрахункових коефіцієнтів взаємовпливу. Дослідження цих втрат з асинхронними генераторами на МГЕС показали, що їх значення, як правило, менші порівняно із синхронними.

4. Використовуючи аналіз чутливості втрат потужності в електричних мережах до транзитних перетоків через МГЕС, можна технічно обґрунтувати підвищення тарифів на електроенергію МГЕС, робота яких забезпечує зменшення власних та транзитних втрат в мережах.

РОЗДІЛ 4

ОЦІНЮВАННЯ ВПЛИВУ МГЕС НА РЕЖИМИ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

4.1. Дослідження впливу малих ГЕС на рівень втрат електричної енергії в розподільчих мережах

Для проведення розрахунків з дослідження впливу МГЕС на режими функціонування розподільних електромереж застосовуємо структурні схеми та схеми під'єднання реальних ГЕС, що відновлено та експлуатуються на даний момент.

Обчислення з дослідження впливу МГЕС на режими роботи мережі та рівень втрат потужності в них були здійснені на прикладі Коржівської ГЕС (р.Случ, Старокостянтинівський район, Хмельницька область).

До головних характеристик ГЕС належать:

- рік введення в експлуатацію – 1953;
- рік виведення з експлуатації – 1973;
- рік відновлення працездатності – 2005;
- встановлена потужність (кВт) – 320;
- кількість працюючих агрегатів (од.) – 2;
- характеристики генераторів – асинхронні, 160 кВт;
- характеристики турбін – тип Т-80, 110-170 кВт;
- напір – 7,5 м;
- орієнтовні витрати води на одиницю працюючого агрегату – 2,7 м³/с;
- рівень виробництва ЕЕ впродовж року - до 1000 тис. кВт·год.

На рис. 4.1., 4.2 наведені електрична схема ГЕС та схема її під'єднання. Коржівська ГЕС передає ЕЕ безпосередньо до електромережі 10 кВ через Ф-26 п/ст 110/10 кВ "Остропіль". Зв'язок ГЕС з енергосистемою напругою 10 кВ реалізовано через ЛЕП завдовжки 460 м.

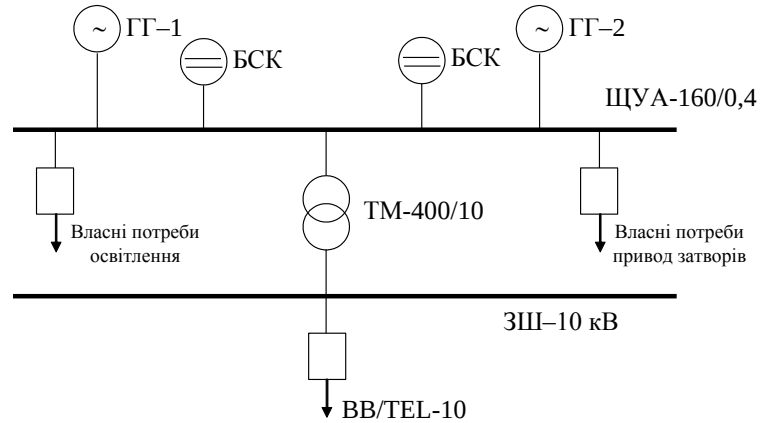


Рис. 4.1. Схема електрична Коржовської ГЕС (р.Случ)

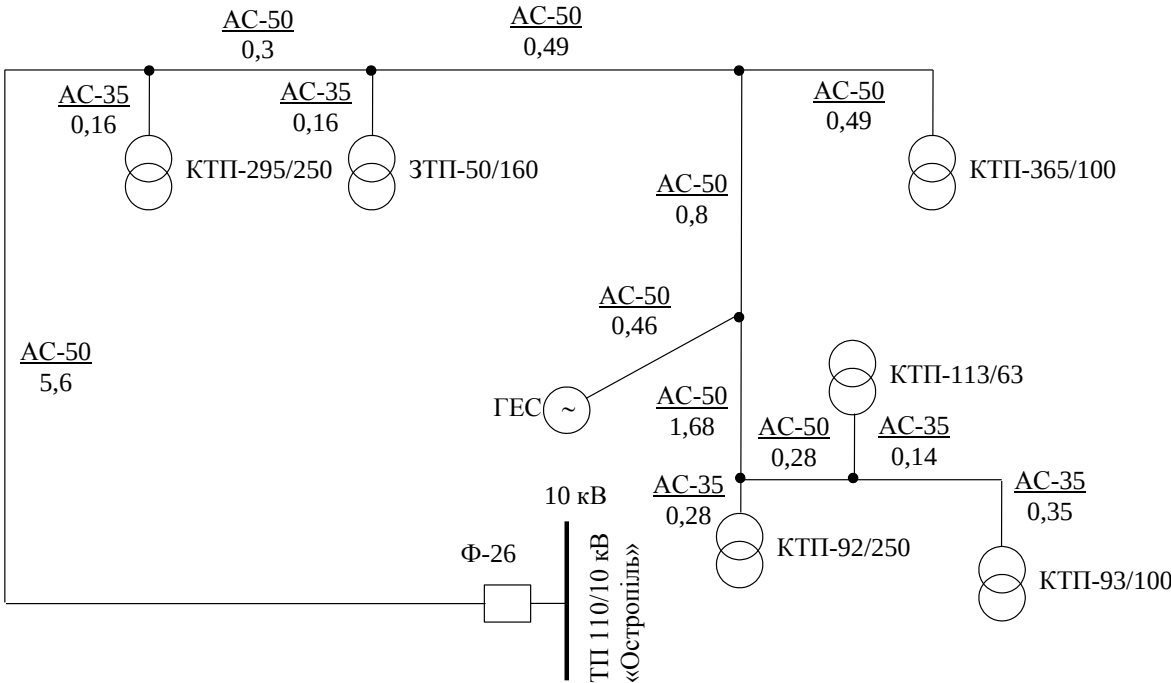


Рис. 4.2. Схема приєднання Коржовської ГЕС (р.Случ)

З метою дослідження впливу роботи ГЕС на режими функціонування мережі, було розраховано: максимальне навантаження, середнє навантаження з визначенням витрат електроенергії, а також мінімальне навантаження. У табл. 4.1. наведено головні результати, що демонструють вплив Коржовської ГЕС на втрати ЕЕ в мережі.

Таблиця 4.1. Підсумки обчислення витрат ЕЕ в мережі 10 кВ Ф-26

Варіант розрахунку	Обсяг ЕЕ, що надходить із системи кВт·год	Обсяг втрати ЕЕ в ЛЕП, кВт·год/%	Обсяг втрат в трансформаторах, кВт·год/%			Загальні втрати, кВт·год/%
			Загальні	Неробочого ходу	Навант.	
З врахуванням ГЕС	110882,30	2369,10	4996,20	2671,00	2325,20	7365,20
		0,8300	1,740	0,930	0,810	2,570
Без врахування ГЕС	286615,40	6773,00	5571,10	2671,00	2900,10	12344,00
		2,3600	1,940	0,930	1,010	4,3100
Вплив ГЕС	-175733,10	-4403,90	-574,90	0,000	-574,90	-4978,80
	-61,301%	-65,0200	-10,320	0,000	-19,820	-40,330

Згідно з розрахунками, практично вся ЕЕ, яку генерує Коржовська ГЕС, споживається в межах електромережі 10 кВ Ф-26, а це значить, що вона практично не передається до системи. А отже, і не призводить до додаткового навантаження на трансформатори зв'язку та виникнення додаткових втрат ЕЕ у мережах вищого класу напруги. Водночас, рівень надходження ЕЕ до мережі Ф-26 падає на 61%, отже, можна говорити, що робота ГЕС забезпечує часткове розвантаження мереж 110 кВ та зниження рівня витрат ЕЕ в них.

Додатковою перевагою такої схеми під'єднання малих ГЕС є істотне (відповідно до прикладу - понад 40%) скорочення втрат ЕЕ в електричних мережах 10 кВ шляхом значного розвантаження ЛЕП 10 кВ та збільшення рівнів напруги в електричній мережі загалом.

У табл. 4.2. наведено загальні результати розрахунку режимів роботи розподільчої мережі 10 кВ Ф-26, котрі демонструють, що в усіх режимах функціонування ГЕС має позитивний вплив. Для розглянутих режимів роботи розрахунково підтверджено зменшення втрат потужності внаслідок перерозподілу потоків енергії та розвантаження певних ЛЕП магістралі розглянутого фідера.

Таблиця 4.2. Підсумки розрахунку режимів роботи мережі 10 кВ Ф-26

Варіант розрахунку	Значення мін. напруги, кВ	Обсяг втрат ЕЕ в ЛЕП, кВт	Обсяг втрат в тр-х, кВт			Загальні втрати, кВт
			Загальні	Неробочого ходу	Нав.	
Режим максимальних навантажень						
З урахуванням ГЕС	9,880	15,300	13,900	3,600	10,300	29,300
Без урахування ГЕС	9,780	24,70	14,000	3,600	10,400	38,700
Оцінка впливу, %	1,020	-38,060	-0,710	0,000	-0,960	-24,290
Режим середніх навантажень						
З урахуванням ГЕС	10,10	2,80	6,30	3,60	2,70	9,10
Без урахування ГЕС	10,00	7,80	6,90	3,60	3,30	14,70
Оцінка впливу, %	1,00	-64,100	-8,700	0,000	-18,180	-38,100
Режим мінімальних навантажень						
Без урахування ГЕС	10,10	1,20	4,100	3,60	0,50	5,30
З урахуванням ГЕС	10,10	0,70	4,100	3,60	0,50	4,80
Оцінка впливу, %	0,000	-41,670	0,000	0,000	0,000	-9,430

Зокрема, для режиму максимального навантаження, значення струму ділянки Ф-26 завдяки роботі ГЕС знижується на 27%, а на деяких ділянках ЛЕП навіть до 55%. Це, в свою чергу, обумовило покращення режиму напруги.

Отже, можна стверджувати, що функціонування ГЕС позитивно впливає на режими електромережі 10 кВ, і, в той же час, впливає не суттєво та не погіршує нормальну роботу мережі 110 кВ.

З метою проведення обчислень для вивчення впливу малих ГЕС на режими функціонування трансформаторних підстанцій та розподільних

електромереж 35 кВ і вище, в якості прикладу було використано Звенигородську ГЕС (р. Рось, Звенигородський район, Черкаська область):

До головних характеристик ГЕС належать:

- рік відновлення працездатності – 2007;
- встановлена потужність (кВт) – 264;
- кількість працюючих агрегатів (од.) – 3;
- характеристики генераторів – асинхронні, 132 кВт;
- характеристики турбін – тип Т-50, 80-100 кВт;
- напір – 6,5 м;
- орієнтовні витрати води на одиницю працюючого агрегату – $2,3 \text{ м}^3/\text{с}$;
- рівень виробництва ЕЕ впродовж року - до 1200 тис. кВт·год.

У роботі ГЕС використано генератори ГГ-1, ГГ-2, ГГ-3 на базі АД серії 4а (потужність – 132,0 кВт). Для з'єднання ГЕС з енергосистемою напругою 10 кВ застосовано ЛЕП завдовжки 216 м.

На рис. 4.3 наведено електричну схему Звенигородської ГЕС, яка подає ЕЕ на шини 10 кВ п/ст 35/10 кВ "Звенигородка".

З метою вивчення впливу Звенигородської ГЕС на режими функціонування мережі 110/35 кВ «Черкасиобленерго», було розраховано режим максимального навантаження з визначенням втрат ЕЕ. Базуючись на розрахункових даних, можна стверджувати, що практично вся ЕЕ, яку виробляє ГЕС, споживається в мережах 10 кВ, котрі живляться з I секції шин 10 кВ п/ст 35/10 кВ "Звенигородка", до якої під'єднана станція. Отже, ЕЕ до розподільних мереж 110/35 кВ фактично не надходить. Тобто, за фактом, Звенигородська ГЕС не впливає на режими роботи мережі 110/35 кВ "Черкасиобленерго".

Варто зазначити, що завдяки виробленню ЕЕ на МГЕС, значення максимальної потужності, яка проходить через трансформатор головної підстанції живлення, скорочується на 200 кВт. Це, в свою чергу, обумовлює незначного розвантаження мережі та відповідне незначне (в межах 0,2%) підвищення напруги на шинах 10 кВ п/ст "Звенигородка". А це, на практиці,

не впливає ані на безпосередні режими роботи мережі 10 кВ, ні на якість ЕЕ у кінцевих споживачів.

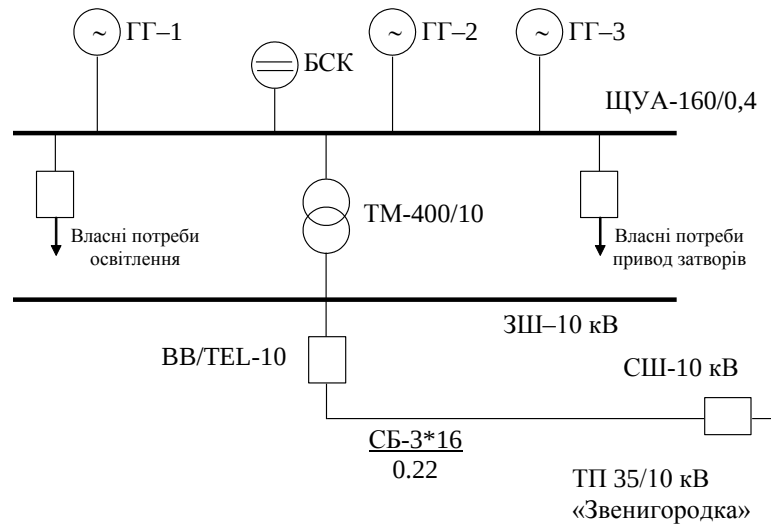


Рис. 4.3. Схема електрична Звенигородської ГЕС

Проведене дослідження дозволяє підтверджує, що максимальне використання переваг МГЕС потужністю до 1 МВт з точки зору поліпшення режимів функціонування електромереж та забезпечення належної якості ЕЕ у споживачів, може бути досягнуте за рахунок їх безпосередньо приєднання до мережі 10 кВ. Це дозволить за рахунок перерозподілу потоків потужності в магістралях мережі зменшити завантаження ЛЕП, втрати ЕЕ та покращити режими напруги у кінцевих споживачів.

4.2. Дослідження впливу малих ГЕС на режими реактивної потужності розподільчих мереж

До основних переваг використання генераторів асинхронного типу на МГЕС з погляду мінімізації їх впливу на розподільні електромережі є майже повна компенсація реактивного навантаження в межах самої станції. З огляду на це, коефіцієнт потужності на шинах ГЕС є доволі високим ($\cos\varphi = 0,98-1,00$). На противагу асинхронним, синхронні генератори аналогічної

потужності працюють зі значно нижчим коефіцієнтом потужності ($\cos\varphi = 0,80-0,85$), відповідно окрім активної потужності, , виробляють і реактивну.

Базуючись на цьому, проаналізовано вплив генерації реактивної потужності МГЕС на режими роботи електричних мереж та, власне, баланс реактивної потужності в них.

Як приклад електромережі для обчислень обрано мережу 10 кВ п/ст«Острополь». Такий вибір обумовлено тим, що в попередніх розрахунках підтверджено, що генерація МГЕС потужністю до 500 кВт, за фактом, не впливає на режими електричних мереж вищих класів напруги.

Враховуючи, що Коржовська ГЕС, для якої виконуємо дослідження, обладнана виключно асинхронними генераторами, тобто, майже не генерує реактивну потужність в мережу 10 кВ. Дослідження впливу генерації реактивної потужності обладнанням ГЕС на режими роботи мережі виконано шляхом імітаційного моделювання введення в експлуатацію 2-х синхронних генераторів подібної активної потужності з $\cos\varphi = 0,85$. Після цього розраховано три характерні режими роботи електричної мережі, але вже з урахуванням відповідного рівня генерації реактивної потужності ГЕС.

У табл. 4.3. наведено основні результати, що підтверджують вплив генерації реактивної потужності МГЕС на втрати ЕЕ в мережі.

Таблиця 4.3. Підсумки обчислення рівня втрат ЕЕ мережі 10 кВ Ф-26 з врахуванням впливу генерації реактивної потужності

Варіант розрахунку	Обсяг ЕЕ, що надходить із системи кВт·год	Обсяг втрат ЕЕ в ЛЕП, кВт·год/%	Обсяг втрати в тр-х, кВт·год/%			Загальні втрати, кВт·год/%
			загальні	нероб. ходу	нав.	
З врахуванням ГЕС	111898,30	3385,10	4996,20	2671,0	2325,20	8381,30
		1,020	1,740	0,930	0,810	2,760
Без врахування ГЕС	286615,40	6773,0	5571,10	2671,0	2900,10	12344,00
		2,360	1,940	0,930	1,010	4,310
Вплив ГЕС	-174717,10	-3387,90	-574,90	0,000	-574,90	-3962,70
	-60,110%	-50,020	-10,320	0,000	-19,820	-32,100

З підсумків розрахунків видно, що майже вся активна ЕЕ, яку генерує ГЕС із синхронними генераторами, споживається в межах електромережі 10 кВ Ф-26 і не передається в систему. При цьому надходження ЕЕ до мережі Ф-26 скорочується на 60,10%, що підтверджує факт розвантаження розподільних мереж 110 кВ та зменшення в них втрат за рахунок функціонування ГЕС.

Однак, порівнюючи результати з табл.4.1 та 4.3, виявлено, що генерування обладнанням ГЕС реактивної потужності при майже чисто активному споживанні фідера Ф-26 обумовлює виникнення зворотних перетоків та додаткових витрат активної ЕЕ. У той же час, доцільно наголосити на тому, що впровадження замість асинхронних генераторів з компенсаторами синхронних збільшує втрати ЕЕ для мережі на 13,8%.

Водночас, функціонування ГЕС за схемою приєднання загалом забезпечує скорочення втрат активної потужності на 32% внаслідок розвантаження ЛЕП та підвищення рівнів напруги.

Кінцеві результати моделювання режимів мережі 10 кВ з синхронними генераторами на ГЕС демонструють позитивний вплив у режимах максимального та середнього навантаження. Для даних режимів спостерігається зниження втрат потужності завдяки розвантаженню окремих ЛЕП (табл. 4.4).

Базуючись на цьому, можна стверджувати, що функціонування ГЕС із синхронними генераторами чинить позитивний вплив на режими мережі 10 кВ, до якої вона під'єднана, враховуючи той факт, що у режимах мінімального навантаження МГЕС наповнюють водосховища, фактично знижуючи рівень або зовсім припиняючи вироблення як активної, так і реактивної потужностей.

Таблиця 4.4. Підсумки моделювання режимів роботи мережі 10 кВ Ф-26 для випадку впровадження синхронних генераторів

Вид розра- хунку	Значення мінімальної напруга, кВ	Обсяг втрат ЕЕ в ЛЕП, кВт	Обсяг втрат в тр-х, кВт			Загальні втрати, кВт
			Загальні	Неробочого ходу	Нав.	
Режим максимальних навантажень						
Без урахування ГЕС	9,76	24,70	14,00	3,60	10,40	38,70
З урахуванням ГЕС	9,92	12,30	13,80	3,60	10,30	26,10
Вплив ГЕС, %	1,340	-50,200	-1,400	0,000	-0,900	-32,600
Режим середніх навантажень						
Без урахування ГЕС	10,00	7,80	6,90	3,60	3,30	14,70
З урахуванням ГЕС	10,30	3,20	6,20	3,60	2,60	9,40
Вплив ГЕС, %	3,000	-58,970	-10,10	0,000	-21,20	-36,050
Режим мінімальних навантажень						
Без урахування ГЕС	10,10	1,20	4,10	3,60	0,50	5,30
З урахуванням ГЕС	10,40	1,70	4,00	3,60	0,40	5,70
Вплив ГЕС, %	3,000	41,670	-2,400	0,000	-0,200	7,520

4.3. Визначення рівня втрат електричної енергії внаслідок адресних перетікань

Адресне перетікання потужності (АПП) - це керований обмін електроенергією між окремими енергосистемами або їх частинами з метою оптимізації режимів роботи енергосистеми в цілому.

Основною метою АПП є:

- Зниження витрат палива на виробництво електроенергії за рахунок використання більш економічного обладнання;
- Вирівнювання графіків навантаження енергосистем;

- Підвищення надійності електропостачання споживачів.

При АПП здійснюється передача потужності по конкретних лініях електропередачі з урахуванням режимів роботи окремих частин енергосистеми. На відміну від паралельної роботи, при АПП є можливість регулювати перетікання потужності між окремими частинами системи.

Підвищення ефективності використання малих ГЕС потребує визначення обґрунтованого розміру компенсації втрат електроенергії через перетікання потужності від таких станцій за умов адресного постачання.

У цій роботі запропоновано метод та алгоритм оцінки втрат від адресних перетікань, ініційованих малими ГЕС. Цей алгоритм узагальнено для застосування в електромережах різних конфігурацій задля визначення додаткових втрат від групи малих ГЕС.

Для підтвердження адекватності методу і алгоритмів виконано розрахунки на прикладі реальних малих ГЕС у мережах різних напруг.

Для ілюстрації здійснено вибір схеми приєднання ГЕС до мережі 10 кВ, оскільки в цьому випадку вплив станції порівнянний із сукупним навантаженням.

Як приклад, аналізується адресна передача 200 кВт від МГЕС до споживачів підстанції КТП-92. Визначено складові втрат потужності в лініях: власні втрати мережі та втрати від адресного перетікання.

При цьому визначено окремі складові втрат потужності в ЛЕП електричної мережі, зокрема: розмір втрат від власних навантажень та адресного перетікання потужності.

Відповідно до алгоритму, спочатку розраховано базисний режим мережі 10 кВ із ГЕС за максимальних навантажень. Базуючись на цьому та із застосуванням програми «GrafScanner» проведено розрахунок режиму максимальних навантажень електричної мережі 10 кВ (рис. 4.1) з урахуванням видачі потужності МГЕС (табл. 4.5, 4.6).

Таблиця 4.5. Моделювання базового режиму мережі 10 кВ (дані по вузлах)

№ вузла	Тип тр-ра	$P_{г,}$ кВт	$P_{нав,}$ кВт	$Q_{г,}$ кВАр	$Q_{нав,}$ кВт	U, кВ
7		0,00	0,00	0,00	0,00	9,934
50	ТМ-160/10	0,00	133,992	0,00	68,474	9,943
79		0,00	0,00	0,00	0,00	9,953
92	ТМ-250/10	0,00	204,412	0,00	107,743	9,878
93	ТМ-100/10	0,00	68,429	0,00	35,565	9,878
95		0,00	0,00	0,00	0,00	9,924
100		200,00	0,00	0,00	0,00	9,932
113	ТМ-63/10	0,00	28,981	0,00	15,694	9,877
119		0,00	0,00	0,00	0,00	9,882
123		0,00	0,00	0,00	0,00	9,881
295	ТМ-250/10	0,00	202,337	0,00	106,738	9,948
365	ТМ-100/10	0,00	43,528	0,00	23,505	9,932
1000		0,00	0,00	0,00	0,00	10,20
1001		0,00	0,00	0,00	0,00	10,20

Наступним кроком було використано результати моделювання усталеного режиму електричної мережі для визначення задаючих струмів у її вузлах. Ґрунтуючись на цих даних, було розраховано частини струморозподілу, зумовлені власними навантаженнями з урахуванням зменшення активного навантаження КТП-92 на 200 кВт, а також струморозподіл від адресного перетікання потужності з відповідними задаючими струмами у вузлах № 92 та № 100. Результати обчислень часткових струмів, отриманих з використанням програмного комплексу Mathcad наведено у табл.4.7.

Таблиця 4.6. Моделювання базового режиму мережі 10 кВ (дані по вітках)

№ вузла початку	№ вузла кінця	$P_{\text{поч}},$ кВт	$Q_{\text{поч}},$ кВт	$P_{\text{кін}},$ кВт	$Q_{\text{кін}},$ кВт	$\Delta P_{\text{леп}},$ кВт	$I, \text{ А}$
7	95	103,7	160,10	103,50	159,90	0,20	11,10
7	365	43,50	23,50	43,50	23,50	0,00	2,90
50	7	147,40	183,70	147,20	183,60	0,20	13,70
79	50	281,80	252,40	281,50	252,20	0,30	22,00
79	295	202,50	106,80	202,40	106,80	0,10	13,30
95	100	-199,90	0,10	-200,00	0,00	0,10	-11,60
95	119	303,40	159,90	302,10	159,10	1,30	20,00
119	92	204,60	107,80	204,50	107,80	0,10	13,50
119	123	97,50	51,30	97,50	51,30	0,00	6,40
123	113	29,00	15,70	29,00	15,70	0,00	1,90
123	93	68,50	35,60	68,50	35,60	0,00	4,50
1001	79	497,20	366,80	484,30	359,20	13,00	35,00
1000	1001	497,20	366,80	497,20	366,80	0,00	35,00

Базуючись на отриманих даних струмозподілу, для цього випадку значення транзитного струму адресного перетікання потужності з (3.16) становить:

$\dot{J}_{\infty} = 11.692 + j0.039 \text{ А}$, а додаткового струму від центру живлення $\Delta \dot{J}_{\infty} = 0.065 - j0.005 \text{ А}$.

Отже, за умови використання асинхронних генераторів на МГЕС, значення втрат потужності, обумовлених складовою $\Delta \dot{J}_{\infty}$, є несуттєвими.

Для розрахунку втрат потужності, обумовлених адресним перетікання потужності, доцільно попередньо для кожної з віток схеми заміщення мережі визначити коефіцієнти взаємовпливу:

$$\mu'_i = 2 \frac{I'_{\hat{A}\hat{E}_i}}{I'_{\hat{A}\hat{A}_i}}; \quad \mu''_i = 2 \frac{I''_{\hat{A}\hat{E}_i}}{I''_{\hat{A}\hat{A}_i}}, \quad (4.1)$$

де $I'_{\hat{A}\hat{E}_i}$, $I''_{\hat{A}\hat{E}_i}$ – значення активної та реактивної складових струмів у i -тій вітці схеми, обумовлені власними навантаженнями електричної мережі;
 $I'_{\hat{A}\hat{A}_i}$, $I''_{\hat{A}\hat{A}_i}$ – значення активної та реактивної складових струмів у i -тій вітці схеми, обумовлені адресним перетіканням потужності.

Таблиця 4.7. Результати моделювання струморозподілу в електричній мережі (за наявності адресного перетікання потужності)

№ вузла початку	№ вузла кінця	Комплексні значення струмів у вітках схеми електричної мережі, А		
		обумовлені власним навантаженням	Базовий режим	обумовлені адресним перетіканням
7	95	5.983-9.275i	6.047-9.280i	0.065-0.005i
7	365	2.534-1.359i	2.534-1.359i	0+0i
50	7	8.517-10.633i	8.582-10.639i	0.065-0.005i
79	50	16.308-14.588i	16.373-14.594i	0.065-0.005i
79	295	11.757-6.165i	11.757-6.165i	0+0i
95*	100	0+0i	-11.627-0.044i	-11.627-0.044i
95	119	5.983-9.275i	17.674-9.236i	11.692+0.039i
119	92	0.279-6.298i	11.971-6.259i	11.692+0.039i
119	123	5.704-2.977i	5.704-2.977i	-0-0i
123	93	4.007-2.066i	4.007-2.066i	0+0i
123	113	1.697-0.912i	1.697-0.912i	-0-0i
1001	79	28.065-20.753i	28.130-20.758i	0.065-0.005i

*- виокремлений діапазон значень відповідає шляху адресного перетікання потужності

Базуючись на (4.1) та розрахунковими даними з табл. 4.7 було послідовно визначено коефіцієнти взаємовпливу μ'_i , μ''_i для віток мережі (табл. 4.8).

Таблиця 4.8. Результати розрахунку втрат потужності в електричній мережі (за наявності адресного перетікання потужності)

№ вузла початку	№ вузла кінця	Значення втрат потужності у вітках схеми електричної мережі, кВт			Розрахунковий коефіцієнт взаємовпливу	
		обумовлені власним навантаженням	Загальні	обумовлені адресним перетіканням	μ'' , в.о.	μ' , в.о.
7	95	0.1840	0.1860	0.0010	3420.9990	184.6690
7	365	0.0080	0.0080	0,0000	0,0000000	0,00000
50	7	0.1720	0.1730	0.0010	3922.1040	262.8930
79	50	0.3160	0.3170	0.0020	5380.8520	503.3870
79	295	0.0770	0.0770	0,0000	0,0000000	0,000000
95	100	0.0000	0.1180	0.1180	0,0000000	0,000000
95	119	0.3870	1.2620	0.8760	-474.8070	1.02300
119	92	0.0300	0.1400	0.1090	-322.4010	0.04800
119	123	0.0320	0.0320	0,0000	0,000000	0,00000
123	113	0.0010	0.0010	0,0000	0,000000	0,00000
123	93	0.0190	0.0190	0,0000	0,000000	0,00000
1001	79	12.8950	12.9360	0.0410	7654.6530	866.3100
Всього		14.12100		15.2690	-	

*- виокремлений діапазон значень відповідає шляху адресного перетікання потужності

Окремі складові втрат потужності в електричній мережі можна подати у наступному вигляді:

$$\begin{aligned}
 \Delta P_i &= \Delta P_{\hat{A}\hat{E}_{-3}} + \Delta P_{\hat{A}\hat{A}_{-3}}; \\
 \Delta P_{\hat{A}\hat{E}_{-3}} &= 3 \cdot \left[I_{\hat{A}\hat{E}_{-i}}'^2 + I_{\hat{A}\hat{E}_{-i}}''^2 \right] \cdot R_i; \\
 \Delta P_{\hat{A}\hat{A}_{-3}} &= 3 \cdot \left[I_{\hat{A}\hat{A}_{-3}}'^2 (1 + \mu'_i) + I_{\hat{A}\hat{A}_{-3}}''^2 (1 + \mu''_i) \right] \cdot R_i,
 \end{aligned} \tag{4.2}$$

де ΔP_i – значення сумарних втрат потужності в i -ій вітці;

$\Delta P_{\text{АЕ}_3}$, $\Delta P_{\text{АА}_3}$ – значення втрат потужності в i -ій вітці, обумовлених власним навантаженням та спричинених адресним перетіканням потужності.

Відповідно до (4.2) було визначено окремі складові втрат по вітках та мережі загалом (табл. 4.8).

Виконані розрахунки підтвердили, що переважна частина (96 %) втрат, обумовлена адресним перетіканням потужності, характерна ділянці електричної мережі між учасниками транзиту. Враховуючи, що втрати, обумовлені адресним перетіканням потужності, є незначними, якщо порівнювати із загальними втратами в лініях електричної мережі (становлять орієнтовно 8 %).

Дослідження впливу схеми передавання потужності на рівень втрат електричної потужності, обумовленої адресними перетіканнями, виконано дослідження й для випадку передавання потужності 200 кВт з вузла № 100 до вузла № 295. КТП-295 розташована орієнтовно з таким самим опором що й КТП-92 відносно до місця приєднання МГЕС, і, в той же час, на значно меншій відстані до центру живлення. Це призводить до фактичного перерозподілу струмів від власних навантажень та адресного перетікання (табл. 4.9). А це, в свою чергу, відображається на розподілі складових втрат потужності (див. табл. 4.10).

Отже, взаємне розміщення учасників адресного перетікання потужності, не змінюючи режим роботи мережі, впливає на величину додаткових транзитних втрат потужності та електроенергії в ній. Відтак, для зменшення негативного впливу малих ГЕС на втрати потужності в мережі й підвищення ефекту зниження втрат, точка під'єднання ГЕС має бути розташована на максимально можливій електричній відстані від основного джерела живлення. Крім цього, якщо точка приєднання малої ГЕС перебуває на більшій електричній відстані від центру живлення, ніж підстанція адресного перетікання (або рівень напруги на шинах ГЕС нижчий, ніж на приймальній підстанції для типових режимів), то транзитними втратами потужності можна

знехтувати, оскільки вони повністю компенсуються зменшенням втрат завдяки генерації малої ГЕС.

Таблиця 4.9. Результати розрахунків струмозподілу в мережі для різних напрямків адресних перетікань

№ вузла початку	№ вузла кінця	Комплексні значення струмів у вітках схеми електричної мережі, А			
		обумовлені власним навантаженням		обумовленні адресним перетіканням потужності	
		100-92	100-295	100-92	100-295
7	95	5.983-9.275i	17.674-9.236i	0.065-0.005i	-11.627-0.044i
7	365	2.534-1.359i	2.534-1.359i	0+0i	0+0i
50	7	8.517-10.633i	20.209-10.594i	0.065-0.005i	-11.627-0.044i
79	50	16.308-14.588i	28.000-14.549i	0.065-0.005i	-11.627-0.044i
79	295	11.757-6.165i	0.151-6.194i	0+0i	11.606+0.029i
95	100	0+0i	0+0i	-11.627-0.044i	-11.627-0.044i
95	119	5.983-9.275i	17.674-9.236i	11.692+0.039i	0+0i
119	92	0.279-6.298i	11.971-6.259i	11.692+0.039i	0-0i
119	123	5.704-2.977i	5.704-2.977i	-0-0i	0+0i
123	113	1.697-0.912i	1.697-0.912i	-0-0i	0+0i
123	93	4.007-2.066i	4.007-2.066i	0+0i	0+0i
1001	79	28.065-20.753i	28.151-20.743i	0.065-0.005i	-0.021-0.015i

*- виокремлений діапазон значень відповідає шляху адресного перетікання потужності

На відміну від малих ГЕС з асинхронними генераторами, котрі виробляють переважно лише активну потужність (завдяки застосуванню власних пристроїв компенсації реактивної потужності), для ГЕС із синхронними генераторами характерне також реактивне виробництво. Як

зазначено вище, наявність додаткового джерела реактивної потужності в електромережі забезпечує часткову компенсацію реактивного споживання, що призводить до додаткового зменшення втрат у мережах. Водночас, встановлено, що у режимах близьких до мінімальних навантажень це може спричиняти підвищення витрат електроенергії через перекомпенсацію реактивної потужності.

Таблиця 4.10. Результати визначення розміру втрат потужності, обумовлених адресним перетіканням потужності для різних напрямків передачі потужності

№ вузла початку	№ вузла кінця	Значення втрат потужності у вітках схеми електричної мережі, кВт				
		Загальні	обумовлені власним навантаженням		обумовлені адресним перетіканням потужності	
			100-92	100-295	100-92	100-295
7	95	0.1860	0.1840	0.6010	0.0010	-0.4160
7	365	0.0080	0.0080	0.0080	0,0000	0,0000
50	7	0.1730	0.1720	0.4830	0.0010	-0.3090
79	50	0.3170	0.3160	0.6570	0.0020	-0.3400
79	295	0.0770	0.0770	0.0170	0,0000	0.0600
95	100	0.1180	0,0000	0,0000	0.1180	0.1180
95	119	1.2620	0.3870	1.2620	0.8760	0,0000
119	92	0.1400	0.0300	0.1400	0.1090	0,0000
119	123	0.0320	0.0320	0.0320	0,0000	0,0000
123	113	0.0010	0.0010	0.0010	0,0000	0,0000
123	93	0.0190	0.0190	0.0190	0,0000	0,0000
1001	79	12.9360	12.8950	12.9410	0.0410	-0.0060
Разом		15.2690	14.1210	16.1610	1.1470	-0,8930

Отже вплив генерування реактивної потужності синхронними машинами малих ГЕС на втрати в мережі не є однозначним. Для дослідження

її впливу на втрати в мережі при адресних перетіканнях було виконано низку розрахунків, аналогічних наведеним вище.

Таблиця 4.11. Результати розрахунку струмозподілу в мережі з адресним перетіканням від малої ГЕС з синхронними генераторами

№ вузла початку	№ вузла кінця	Комплексні значення струмів у вітках схеми електричної мережі, А		
		обумовлені власним навантаженням	базовий режим	обумовлені адресним перетіканням потужності
7	95	5.906-9.274i	5.987-2.094i	0.082+7.179i
7	365	2.527-1.371i	2.527-1.371i	0+0i
50	7	8.433-10.645i	8.515-3.465i	0.082+7.179i
79	50	16.094-14.581i	16.176-7.401i	0.082+7.179i
79	295	11.737-6.217i	11.737-6.217i	0+0i
95	100	0.000+0.000i	-11.569+7.206i	-11.569+7.206i
95	119	5.906-9.274i	17.556-9.301i	11.651-0.027i
119	92	0.281-6.296i	11.932-6.323i	11.651-0.027i
119	123	5.624-2.978i	5.624-2.978i	0-0i
123	113	1.630-0.891i	1.630-0.891i	-0-0i
123	93	3.994-2.087i	3.994-2.087i	0+0i
1001	79	27.832-20.798i	27.913-13.618i	0.082+7.179i

*- виокремлений діапазон значень відповідає шляху адресного перетікання потужності

Так, для схеми мережі, розглянуто адресну передачу активної потужності 200 кВт від малої ГЕС із синхронними генераторами (вузол 100) до споживачів трансформаторної підстанції КТП-92 (вузол 92). При цьому застосовано аналогічну методику. Особливість полягала лише в умовах

визначення струморозподілу, зумовленого адресним перетіканням. Для ГЕС із синхронними генераторами визначення задаючих струмів виконувалось з урахуванням суто активної потужності транзиту 200 кВт у вузлі споживання (вузол 92) та повної потужності $(200+j124)$ кВА у вузлі генерації (вузол 100). Результати розрахунку подано у табл. 4.11.

Згідно з результатами розрахунків (табл. 4.13), застосування синхронних генераторів на малих ГЕС позитивно позначається на величині втрат потужності в режимі максимальних навантажень мережі (додаткове скорочення втрат завдяки компенсації реактивного споживання становить близько 20%). Водночас, основна частка втрат від адресного перетікання, що зосереджена на ділянці мережі поміж учасниками транзиту, перевищує відповідне значення для випадку застосування асинхронних генераторів приблизно на 3%. Це зумовлено необхідністю транспортування додаткової реактивної потужності по зв'язку малої ГЕС з мережею.

Відповідно до (4.1) та (4.2), а також табл. 4.11 визначено коефіцієнти взаємовпливу μ'_i , μ''_i по вітках мережі значення окремих складових втрат по вітках схеми заміщення мережі мережі. Результати розрахунків наведено у табл. 4.12, 4.13.

Отже, узагальнюючи викладене вище, можна відзначити, що у випадку визначення втрат від адресних перетікань лише на відстані між учасниками транзиту, тип генераторів малих ГЕС практично не впливає на їх значення. Проте внесення змін до нормативних документів, які регулюють умови приєднання малих джерел енергії до електричних мереж, з метою сприяння використанню малих ГЕС для компенсації реактивної потужності, надасть перевагу малим ГЕС з синхронними генераторами, включаючи зменшення обмежень для ефективного введення ЕЕ в мережу.

Таблиця 4.12. Результати розрахунку втрат потужності, обумовлених адресним перетіканням потужності від МГЕС з синхронними генераторами

№ вузла початку	№ вузла кінця	Значення втрат потужності у вітках схеми електричної мережі, кВт		
		обумовлені власним навантаженням	загальні	обумовлені адресним перетіканням потужності
7	95	0.183	0.061	-0.122
7	365	0.008	0.008	0
50	7	0.171	0.078	-0.093
79	50	0.311	0.209	-0.102
79	295	0.077	0.077	0
95	100	0.000	0.162	0.162
95	119	0.384	1.253	0.869
119	92	0.030	0.140	0.109
119	123	0.031	0.031	0
123	113	0.001	0.001	0
123	93	0.019	0.019	0
1001	79	12.776	10.209	-2.567
Разом		13.992	12.248	12.248

*- виокремлений діапазон значень відповідає шляху адресного перетікання потужності

Таблиця 4.13. Результати розрахунку втрат потужності, обумовлені адресним перетіканням потужності для МГЕС з асинхронними та синхронними генераторами

№ вузла початку	№ вузла кінця	Значення втрат потужності у вітках схеми електричної мережі, кВт				
		Сумарні		обумовле ні власним навантаже нням	обумовлені адресним перетіканням потужності	
					АГ	СГ
7	365	0.0080	0.0080	0.0080	0,0000	0,0000
7	95	0.1860	0.0610	0.1840	0.0010	-0.1220
79	50	0.3170	0.2090	0.3160	0.0020	-0.1020
79	295	0.0770	0.0770	0.0770	0,0000	0,0000
50	7	0.1730	0.0780	0.1720	0.0010	-0.0930
95	100	0.1180	0.1620	0,0000	0.1180	0.1620
95	119	1.2620	1.2530	0.3870	0.8760	0.8690
119	92	0.1400	0.1400	0.0300	0.1090	0.1090
119	123	0.0320	0.0310	0.0320	0,0000	0,0000
123	113	0.0010	0.0010	0.0010	0,0000	0,0000
123	93	0.0190	0.0190	0.0190	0,0000	0,0000
1001	79	12.9360	10.2090	12.8950	0.0410	-2.5670
Разом		15.2690	12.2480	14.1210	1.1470	-1.7440

Висновки до розділу 4

1. Результати розрахунків засвідчили, що величина втрат в електромережах із невеликими ГЕС залежить від способу під'єднання станцій та віддачі потужності. Зокрема, доцільно приєднувати ГЕС безпосередньо до розподільчих мереж 10 (6) кВ, а не до шин живильних підстанцій 110 (35) кВ.

2. МГЕС із асинхронними генераторами ускладнюють режими електромереж щодо реактивної потужності. Споживання реактивної потужності асинхронними генераторами з мережі призводить до збільшення в ній витрат електроенергії. Для компенсації реактивної потужності на ГЕС із асинхронними генераторами мають встановлюватися батареї конденсаторів. Виявлено, що за оптимально підібраної потужності ці конденсаторні батареї можуть бути нерегульованими. Доцільність встановлення на малій ГЕС із асинхронним генератором регульованої компенсувальної установки для компенсації реактивної потужності в електромережі необхідно визначати у кожному конкретному випадку, виходячи з балансу реактивної потужності.

3. Запропоновані в роботі алгоритми оцінки додаткових втрат потужності від адресних перетоків в електромережах можуть бути ефективно застосовані для планування рівня витрат електроенергії при роботі ГЕС на конкретного споживача. Результати розрахунків втрат потужності через адресні перетоки вказали, що у разі застосування асинхронних генераторів на малих ГЕС значення втрат через адресні перетоки потужності є здебільшого меншим порівняно з використанням синхронних генераторів, якщо не враховувати компенсувальний вплив останніх на реактивне споживання електричної мережі.

ВИСНОВКИ

У результаті проведених теоретичних досліджень в роботі отримані наступні наукові й практичні результати:

1) Україна володіє значним потенціалом для розвитку відновлюваних джерел енергії, зокрема сонячної, вітрової, біоенергетики та малої гідроенергетики. Загальний технічний потенціал ВДЕ оцінюється на рівні 98 млн т н.е. на рік, проте фактично реалізовано лише близько 6%. Для прискорення "озеленення" енергетики країни необхідні: вдосконалення законодавчої бази у сфері регулювання ВДЕ; запровадження дієвих економічних стимулів, зокрема "зелених" тарифів та податкових пільг; створення сприятливих умов для залучення інвестицій (орієнтовно €20 млрд до 2030 р.); нарощування вітчизняних наукових розробок у сфері ВДЕ.

2) Гідроенергетика також має значний невичерпний потенціал в Україні завдяки відновлюваності водних ресурсів, екологічності та можливості швидкої зміни режимів роботи. Технічно досяжний гідропотенціал річок оцінюється у 20 млн кВт, з яких використовується 40%. Пріоритетні напрями розвитку галузі: добудова та комплексна модернізація діючих ГЕС і ГАЕС; подальше будівництво гідроакumuлюючих станцій; розвиток малої гідроенергетики, зокрема міні-ГЕС, мікроГЕС та МГЕС на існуючих гідротехнічних спорудах.

3) Досліджено вплив малих ГЕС потужністю 100-630 кВт на режими роботи та втрати потужності в електричних мережах. Встановлено, що через неспівмірність генерації МГЕС та прилеглого навантаження їх вплив на режими мереж є незначним і практично зіставний з похибкою комерційних розрахунків між суб'єктами енергосистеми.

4) Визначено особливості реактивного споживання МГЕС з асинхронними генераторами та можливості його компенсації за допомогою статичних джерел реактивної потужності. Запропоновано підходи до розрахунку впливу МГЕС на втрати потужності в електромережах з урахуванням адресних та транзитних перетоків.

5) Показана доцільність техніко-економічного обґрунтування підвищення "зеленого" тарифу на електроенергію МГЕС, робота яких дозволяє зменшити сумарні втрати активної та реактивної потужності в електричних мережах. Такий підхід стимулюватиме подальший розвиток малої гідроенергетики в Україні як складової частини "зеленої" енергетичної трансформації.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Альтернативні джерела енергії та технології їх використання: підручник / В. В. Клименко, В. П. Солдатенко, С. П. Плешков [та ін.] ; ред. В. В. Клименка. - Кропивницький : ПП Ексклюзив-Систем, 2023. - 268 с.
2. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств : навч. посіб. / [Соловей О. І., Розен В. П., Плешков П.Г. та ін.] ; М-во освіти і науки України, Кіров. нац. техн. ун-т. – Черкаси: видавець Чабаненко Ю., 2015. – 316 с.
3. Кваліфікаційна робота магістра: метод. рекомендації до змісту, структури та оформлення кваліфікаційної роб. : для студ. спец. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад. П. Г. Плешков, К. Г. Петрова, Н. Ю. Гарасьова та ін.] ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. - Кропивницький : ЦНТУ, 2023. - 74 с. Режим доступу: <https://dspace.kntu.kr.ua/handle/123456789/13066>
4. Комар В. О. Аналіз впливу розосередженого генерування на режим роботи розподільних електричних мереж / В. О. Комар, О. В. Кузьмик // Вісник НТУУ «КПІ». Серія «Гірництво» – Випуск 25. – 2014. – С. 108-113.
5. Лежнюк П. Д. Оцінювання впливу відновлюваних джерел електроенергії на функціонування розподільних електричних мереж [Текст] / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, В. В. Тептя // Матеріали XVI міжнародної науково-практичної конференції "Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті". - Київ, 2015. - С. 93-95.
6. Васько П. Ф. Мала гідроенергетика в структурі електроенергетичної галузі України / П.Ф.Васько, В. П. Васько, М. Р. Ібрагімова // Відновлювана енергетика, Інститут відновлюваної енергетики НАН України. – 2015. – № 3. – С. 53-61.
7. Кулик В. В. Дослідження ефективності сумісної експлуатації локальних електричних мереж з ВДЕ та систем централізованого

електропостачання / В. В. Кулик, О. Б. Бурикин, Ю. В. Малогулко // Вісник НТУУ «КПІ». Серія «Гірництво». – 2014. – № 1 (16). С. 107-113.

8. Kulyk V., Teptya V., Vishnevskiy S., Hrytsiuk Y., Hrytsiuk I., Zatkhei M. Development of a method for optimizing industrial energy storage units placement in electric distribution networks on the basis of ideal current distribution. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2022. № 3/8(117). Pp. 6–16.

9. Тептя В. В., Мусінкевич В. В. Аналіз розвитку малих гідроелектростанцій в Україні та їх участь у покритті графіка навантаження електромережі. Матеріали XLVIII Науково-технічної конференції факультету електроенергетики та електромеханіки, м. Вінниця, 2019 Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2019/schedConf/presentations>.

10. Shivarudraswamy R., Gaonkar D.N. Coordinated Voltage Control with Reactive Power of the Distributed Generators using Genetic Algorithm. *International Journal of Scientific & Engineering Research*. 2012. Vol.3, No 6. P.1-7.

11. Lezhnyuk, P., Hunko, I., Malogulko, J., Kotylko, I., & Krot, L. (2018). Моделювання сумісної роботи розосереджених джерел електроенергії та централізованого електропостачання. *Технічні науки та технології*, (2(12), 189–195. [https://doi.org/10.25140/2411-5363-2018-2\(12\)-189-195](https://doi.org/10.25140/2411-5363-2018-2(12)-189-195).

12. Kozyrskiy, V. V., Tuhai, Yu. I., Bodunov, V. M., Hai, O. V. (2011). *Intehratsiia ponovliuvanykh dzherel enerhii v rozpodilni elektrychni merezhi silskykh rehioniv* [Integration of renewable energy sources into distributive electric networks in rural regions]. *Tekhnichna elektrodynamika – Technical electrodynamics*, 5, 63–67 [in Ukrainian].

ДОДАТКИ

Додаток А. Охорона праці

А.1. Вимоги забезпечення охорони праці та техніки безпеки при виконанні робіт по застосуванню БПЛА

Покращення умов і охорона праці є одним з важливих напрямків при роботі з будь-якими системами електропостачання, це сприяє як якості так і продуктивності праці, зменшує витрати коштів на лікування від травматизму, аварій тощо. Тому ,в даному випадку, потрібно виконувати вимоги ,які забезпечуватимуть безпечну роботу для досягнення максимальної продуктивності праці.

Обслуговуючий персонал повинен стежити за технічним станом комплексу і БПЛА, своєчасно проводити його технічне обслуговування згідно з Інструкцією по експлуатації, знати і дотримуватися правил безпеки відповідно до вимог нормативних документів по експлуатації.

До роботи з комплексами дистанційного моніторингу на базі БПЛА допускаються особи не молодше 18 років, придатні до роботи по п.п. 1, 3, 7, 13 «Переліку робіт, при виконанні яких проводяться попередні і періодичні медичні огляди (Обстеження), наказ Міністерства охорони здоров'я і соціального розвитку № 83 від 16 серпня 2004 року », які пройшли навчання по затвердженим програмам по експлуатації БПЛА даного типу, засвоїли навички практичної роботи з комплексом і допущені до самостійної роботи наказом по організації.

Небезпечними і шкідливими виробничими факторами при експлуатації комплексів дистанційного моніторингу на базі БПЛА є:

- обертів частини конструкції БПЛА;
- електричний струм;
- небезпека хімічного опіку при порушенні правил експлуатації літєво-іонних акумуляторів;
- висока швидкість приземлення при значному вазі БПЛА;

- посадка БПЛА в важкодоступних місцях.

Фахівці, які беруть участь в роботах, забезпечується спецодягом, спеціальним взуттям та іншими засобами індивідуального захисту згідно із затвердженими нормами.

При роботі в гірській, лісовій, пересіченій, болотистій місцевості, в умовах крайньої півночі, над водною поверхнею, працівник повинен бути забезпечений необхідним обладнанням та устаткуванням для безпечної роботи і забезпечення цілісності комплексу при його експлуатації.

Працівник зобов'язаний знати і дотримуватися правил пожежної безпеки. Курити тільки у встановлених місцях. Не допускати експлуатацію і зарядку акумуляторних батарей при температурі навколишнього середовища вище +40°C.

Працівник зобов'язаний повідомляти безпосереднього керівника:

- про нещасний випадок - негайно;
- про несправності устаткування і пристроїв - до початку або під час роботи після виявлення несправності.

Працівник повинен вміти користуватися захисними засобами і надавати першу допомогу при ураженні електричним струмом, хімічних опіках, механічних травмах.

Кожен працівник повинен знати і чітко виконувати всі вимоги, викладені в цій інструкції. За порушення вимог даної інструкції, працівник несе відповідальність відповідно до правилами внутрішнього трудового розпорядку.

В Україні польоти БПЛА регулюються наказом, який вступив в силу з 08 грудня 2016: «Про затвердження Правил виконання польотів безпілотними авіаційними комплексами державної авіації України», згідно

якого:

- власник радіокерованого апарату вагою від 250 грамів зобов'язаний зареєструвати літаючий пристрій.
- вимога дотримання правил польотів. Крім цього, в документі

сказано, що заборонено літати над людьми, щоб уникнути нещасних випадків при падінні БПЛА.

– здійснювати польоти над охоронюваними зонами (військові і адміністративні об'єкти, аеропорти) і на висоті вище 150 метрів .

А.2. Вимоги охорони праці під час виконання робіт

Перед початком робіт

1. Робота на стартовому майданчику проводиться розрахунком в складі не менше двох осіб.

2. При підготовці до роботи необхідно перевірити надійність кріплень всіх елементів конструкції комплексу і БПЛА.

3. При підключенні акумуляторної батареї дотримуватись полярності. Чи недопускати закорочення контактів акумуляторної батареї.

4. Перед запуском БПЛА необхідно переконатися у відсутності людей і перешкод в напрямку старту, а також збоку і ззаду пускового пристрою в радіусі не менше 50 м.

5. При розгортанні пускового пристрою (гумовий джгут) необхідно переконатися в надійному кріпленні фіксуючого пристрою в ґрунті і відсутності механічних пошкоджень на джгуті і в місцях його кріплення.

Вимоги охорони праці під час роботи.

1. При роботі з БПЛА дотримуватися вимог Інструкції по експлуатації.

2. Зарядку акумуляторних батарей проводити тільки в спеціально відведених місцях, дотримуючись вимог техніки безпеки при експлуатації акумуляторних батарей даного класу і переконавшись у відсутності людей, не пов'язаних з проведенням даних робіт, на відстані не менше 5 метрів.

3. Забороняється експлуатувати акумуляторні батареї при виявленні механічних пошкоджень захисної плівки, здутті пластин, появі характерного запаху хімічної реакції.

4. Під час польоту БПЛА чітко виконувати вимоги Інструкції оператора управління комплексу, вказівки служби управління повітряним рухом.

5. При виборі майданчика і під час посадки БПЛА максимально виключити можливість нанесення шкоди людям і матеріальних цінностей.

Вимоги охорони праці в аварійних ситуаціях.

1. При виявленні несправності комплексу або його окремих складових негайно припинити експлуатацію і провести комплекс заходів відповідно до експлуатаційних документів. Про подію і вжиті заходи доповісти безпосередньому начальнику.

2. При виникненні аварійної ситуації під час польоту БПЛА (відмова системи управління, небезпека зіткнення з перешкодою, різке погіршення погодних умов, пожежа на борту), негайно доповісти в службу управління повітряним рухом, припинити політ і забезпечити безпечну посадку БПЛА.

3. При виникненні ситуацій неконтрольованих реакцій акумуляторних батарей в процесі зарядки (підвищення температури, здуття, відкрита хімічна реакція), негайно перекрити процес і ізолювати акумуляторну батарею, помістивши її в контейнер. Гасіння пожежі виробляти вуглекислотним вогнегасником, землею або накриваючи брезентом.

4. При приземленні БПЛА в важкодоступному місці необхідно доповісти безпосередньому керівнику польотів для прийняття рішень про спосіб його евакуації.

5. При отриманні травми надати першу долікарську допомогу потерпілому, викликати лікаря. До приходу лікаря надавати допомогу, виходячи зі стану потерпілого

Вимоги охорони праці після закінчення роботи.

1. Після закінчення роботи згорнути комплект згідно інструкції по експлуатації, зняти акумуляторну батарею з БПЛА, провести зарядку батареї і прибрати її в контейнер. Зберігання акумуляторної батареї у вільному доступі забороняється.

2. Про всі помічені недоліки під час роботи з комплексом доповісти своєму безпосередньому начальнику

A.3 Вибір оптимальних характеристик маршруту і профілю польоту

Маршрут польоту слід планувати так, щоб забезпечувався огляд всієї робочої зони.

Рекомендації щодо побудови маршруту польоту:

1. В якості поворотних точок рекомендується застосовувати характерні орієнтири, добре пізнавані в польоті (вигини річок, перехрестя доріг, поодинокі будови тощо).

2. Перша поворотна точка маршруту (вихідний пункт маршруту (ВПМ)) встановлюється поруч з точкою старту.

3. Глибина робочої зони повинна бути в межах стійкого прийому відеосигналу і телеметричної інформації з борту БПЛА. (Глибина робочої зони - відстань від місця знаходження антени НСУ до максимально віддаленої поворотної точки. Робоча зона - територія, в межах якої БПЛА виконує задану програму польоту.)

4. Лінія шляху, по можливості, не повинна проходити дуже близько від небезпечних споруд, або ЛЕП великої потужності та інших об'єктів з великим рівнем електромагнітних випромінювань (радіолокаційні станції, приймально-передавальні антени та ін.).

5. Розрахунковий час тривалості польоту не повинно перевищувати 2/3 максимальної тривалості, заявленої виробником.

6. На виконання зльоту-посадки необхідно передбачити не менше 10 хвилин льотного часу.

Вибір варіанту маршруту залежить від поставленого завдання, методу пошуку об'єктів, їх рухливості, розмірами, помітністю і щільністю розміщення на місцевості.

Для загального огляду території найбільш доцільним є кільцевої замкнутий маршрут. Основні переваги цього методу - охоплення великої площі, оперативність і швидкість проведення моніторингу, можливість обстеження важкодоступних ділянок місцевості, відносно просте планування польотного завдання і оперативна обробка отриманих результатів. Маршрут польоту повинен забезпечувати огляд всієї робочої зони. Для раціонального використання енергоресурсів БПЛА маршрут польоту доцільно прокладати з таким розрахунком, щоб перша половина польоту БПЛА відбувалася проти вітру.

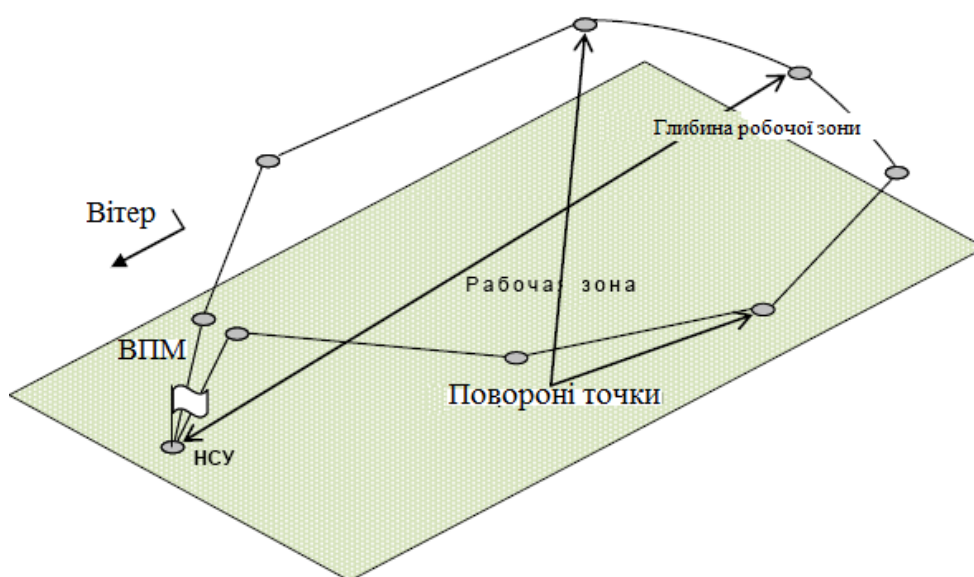


Рис.А.1. Приклад маршруту польоту БПЛА

Для детального огляду окремих ділянок місцевості в межах робочої зони застосовуються прямолінійні взаємно паралельні маршрути.

Паралельний маршрут рекомендується використовувати при аерофотозйомці ділянок місцевості. При підготовці маршруту оператор повинен враховувати максимальну ширину поля зору фотокамери БПЛА на заданій висоті його польоту. Маршрут прокладається так, щоб краю поля зору камери перекривали сусідні поля приблизно на 15% -20%.

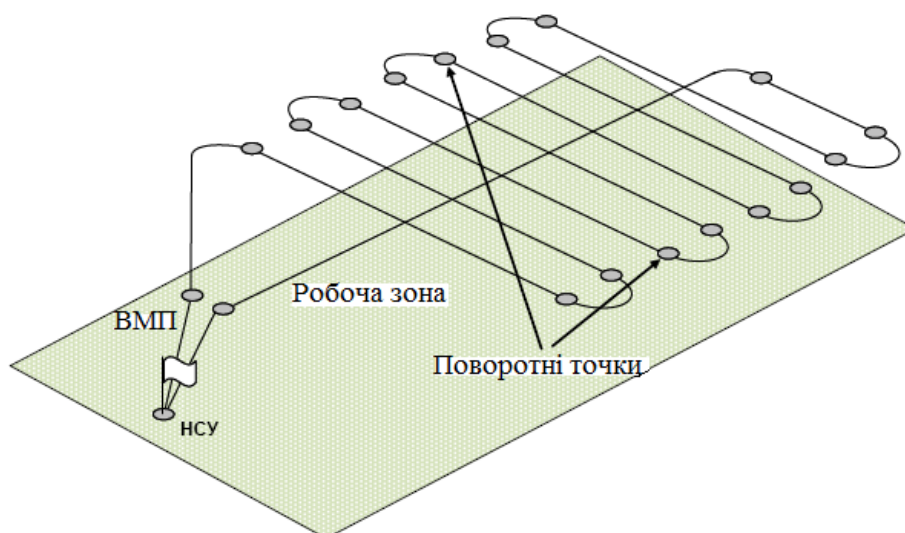


Рис. А.2 Варіант паралельного маршруту польоту БПЛА

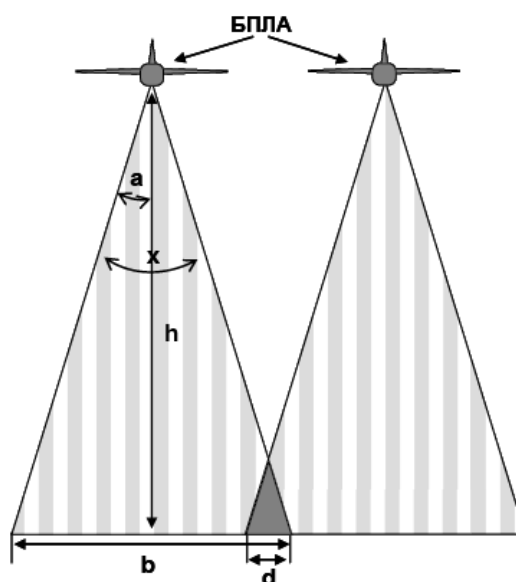


Рисунок А.3. Ширина поля зору камери з БПЛА

Розрахунок: Задана висота польоту БПЛА $h = 200$ м. Кут зору фотокамери $\alpha = 20^\circ$. Ширина поля зору камери на цій висоті $b \approx 70$ м ($b = 200 / \text{ctg } \alpha \times 2$). Ширина зони перекриття зображення сусіднього поля в 15% буде дорівнювати

$$d = b/100 \times 15\% = 10,5 \text{ метрів} \quad (\text{А.1})$$

Відповідно, в даному прикладі ширина зони перекриття повинна становити приблизно 10 метрів.

Розрахувавши відстань між сусідніми краями поля зору камери на паралельному проході, з урахуванням 15% перекриття, оператор, для

розвороту БПЛА до необхідного радіусу і виходу БПЛА на пряму, до наступної поворотної точки, ставить додаткову поворотну точку, рівну в масштабі карти X метрів

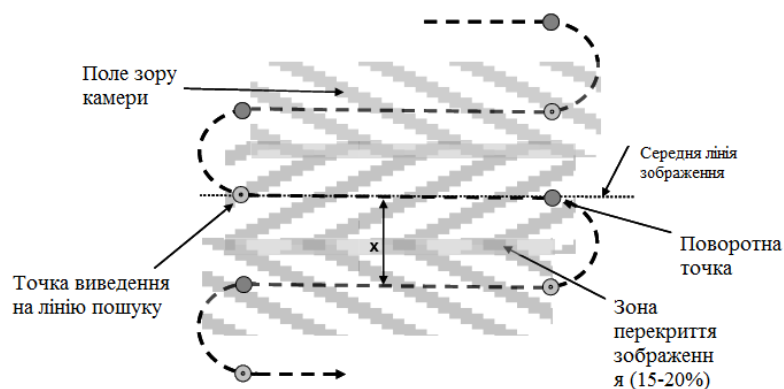


Рисунок А.4. Схематичне зображення маршруту БПЛА

Аерофотозйомку ділянок місцевості доцільно проводити в ранковий і вечірній час доби, при відсутності висхідних і низхідних потоків повітря, що впливають на горизонтальний політ БПЛА.