

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

бакалавр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: Забезпечення системи електропостачання сільського населеного пункту на основі мікро-ГЕС

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕТ-41
спеціальності 141

електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Бучинський З.В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник Філюк Я.О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль Коваль В.П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри Коваль В.П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент Федак С.І.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)
Кафедра Електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
Коваль В.М.
(підпис) (прізвище та ініціали)
« 27 » січня 2025 р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня бакалавр
(назва освітнього ступеня)
за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)
студенту Бучинському Зіновію Васильовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Забезпечення системи електропостачання сільського населеного пункту на основі мікро-ГЕС

Керівник роботи ... Філюк Ярослав Олександрович, к.т.н.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від « 24 » Січня 2025 року № 4/7-52

2. Термін подання студентом завершеної роботи червень 2025 року

3. Вихідні дані до роботи Техніко-економічні характеристики сільського населеного пункту, зокрема кількість споживачів, добове і пікове електроспоживання, а також гідрологічні параметри місцевої річки (витрата води, перепад висот), необхідні для проектування мікро-ГЕС.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Аналітичний розділ

2. Проектно-конструкторський розділ

3. Розрахунковий розділ

4. Безпека життєдіяльності та основи охорони праці

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Безпека життєдіяльності та основи охорони праці	Гурик О. Я. к.т.н., доцент кафедри МТ		
Нормоконтроль	Коваль В.П., к.т.н., зав. кафедри ЕІ		

7. Дата видачі завдання 08 травня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	30.01.2025	
2	Аналітичний розділ	26.02.2025	
3	Проектно-конструкторський розділ	29.03.2025	
4	Розрахунковий розділ	22.04.2025	
5	Безпека життєдіяльності та основи охорони праці	13.05.2025	
6	Висновки	31.05.2025	
7	Оформлення пояснювальної записки	07.06.2025	
8	Оформлення графічної частини	10.06.2025	

Студент

(підпис)

Бучинський З.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Філюк Я.О.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота бакалавра. Кафедра електричної інженерії, група ЕТ–41.
- Т. : ТНТУ, 2025. Стор.71; рис.18 ; табл.20 ; джерел 13.

Тема кваліфікаційної роботи бакалавра: «Забезпечення системи електропостачання сільського населеного пункту на основі мікро-ГЕС».

Метою даної кваліфікаційної роботи є: розробка нових методів для електропостачання населеного пункту сільського типу; покращення умов життя мешканців сільської місцевості; забезпечити доступ до чистої та надійної енергії, сприяючи зменшенню викидів парникових газів; заощадити кошти та сприяти створенню нових робочих місць.

У розділах досліджено особливості споживання електроенергії в сільській місцевості та розглянуто можливість застосування мікро гідроелектростанції як джерела альтернативного енергопостачання. Проведений аналіз добового графіка навантаження.

Розглянуто гідрологічні умови ділянки, обраної для встановлення мікро гідроелектростанції, включаючи витрату води та доступний напір. На основі проведених вимірювань здійснено оцінку потенціалу виробництва електроенергії, що засвідчило можливість забезпечення потреб громади у сталому та автономному енергопостачанні.

Ключові слова: мікро гідроелектростанція, альтернативна енергетика, графік навантаження

ЗМІСТ

РЕФЕРАТ	4
ВСТУП	7
1. АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	9
1.1 Статус мікрогідрокінетичної річкової технології в сільській місцевості	9
1.2 Гідрокінетична технологія	10
1.3 Мікро-гідрокінетичні річкові технології	13
2. ПРОЕКТНО-КОНСТРУКЦІЙНИЙ РОЗДІЛ	19
2.1 Методи визначення попиту на енергію	19
2.2 Визначення потужності та енергії для забезпечення потреб громади	21
2.3 Загальна потреба в енергії в сільській громаді	28
2.4 Висновок до розділу	35
3. РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ	37
3.1. Розташування мікро гес	37
3.2 Оцінки енергетичних ресурсів у досліджуваній зоні	38
3.2.1 Вимірювання напору води	39
3.2.2 Вимірювання площі поперечного перерізу річки	41
3.3 Результати вимірювання швидкості течії та витрати води	44
3.3.1 Результати вимірювання швидкості течії поплавковим методом	44
3.3.2 Результати вимірювання швидкості течії гідрометричною вертушкою	46
3.3.3 Визначення витрати води	48
3.3.4 Визначення кривої тривалості витрати води	50
3.4 Визначення витрати води для оцінки гідроенергетичного потенціалу	53

3.5 Оцінка енергетичного потенціалу	55
3.6 Висновок до розділу	60
4. БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ	61
4.1 Заходи з охорони праці під час експлуатації електроустановок на малій гідроелектростанції (мгес).	61
4.2 Основні принципи та методи захисту персоналу і території мгес у разі виникнення надзвичайної ситуації	66
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	70
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	71

ВСТУП

Актуальність роботи. Ідеальне джерело енергії має бути відновлюваним і мінімально впливати на навколишнє середовище. Доведено, що третина населення світу не має доступу до електроенергії, хоча багато з них мають доступ до проточної води. Більшість мешканців сільських районів перебувають у складних соціально-економічних умовах: вони мають низький рівень життя, обмежені можливості освіти та недостатній доступ до інформації. Попри зусилля щодо електрифікації віддалених територій, прогрес і рівень успішності залишаються низькими. Основними причинами затримки впровадження електрифікації сільських регіонів є слабе планування, недостатність досліджень та недбалість.

Для покращення умов життя мешканців сільської місцевості критично важливим є забезпечення доступу до електроенергії. Невеликі віддалені громади зазвичай потребують електропостачання для малопотужних навантажень, таких як освітлення, холодильне обладнання, засоби зв'язку тощо. Розв'язання проблеми електрифікації сільських територій можливе завдяки кільком базовим підходам, таким як розширення електромереж, використання дизельних генераторів або малі відновлювані енергетичні системи. Однак розширення електромереж у сільські райони часто є економічно не вигідним для багатьох енергетичних компаній через низьке споживання електроенергії та низький коефіцієнт навантаження. Це робить такий варіант постачання електроенергії малопривабливим, оскільки більшість сільських мешканців мають низький рівень доходів і не можуть фінансово підтримувати електричні послуги.

Відновлювані технології (вітер, сонце, гідро- та геотермальна енергія) забезпечують чисту та надійну енергію, сприяючи зменшенню викидів парникових газів, що спричиняють глобальне потепління, а також дозволяють заощаджувати кошти та створювати робочі місця. Вони є економічно вигідним джерелом електроенергії для сільських районів, де великі відстані, малочисленне населення та низький рівень енергоспоживання. Малі відновлювані енергетичні технології є дуже

хорошим варіантом для забезпечення електроенергією ізольованих сільських територій.

Для віддалених районів, розташованих поблизу проточної води, мікро-гідроенергетичні системи є найбільш економічним та надійним рішенням для виробництва електроенергії. Вони можуть компенсувати переривчастий характер доступності багатьох відновлюваних джерел енергії, таких як вітер і сонце. Серед різних відновлюваних технологій виробництва електроенергії (як малої, так і великої потужності) гідроенергетика займає провідну позицію за рівнем внеску у глобальне виробництво електроенергії. Великомасштабні гідроелектростанції оснащені великими дамбами та водосховищами, що спричиняє значну критику через їхній негативний вплив на навколишнє середовище.

Мета і завдання дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є розробка технічних рішень щодо впровадження в схему власних потреб малих ГЕС додаткової генерації на основі ВДЕ з використанням програмних засобів моделювання.

Відповідно до вказаної мети встановлені наступні завдання:

- обґрунтування методики проектування основних схем приєднань малих ГЕС з різними варіантами схем електропостачання власних потреб;
- аналіз та обґрунтування варіантів схем електропостачання власних потреб малої ГЕС, що працює в ізольованій енергетичній системі;
- моделювання малої ГЕС з різними варіантами схем електропостачання власних потреб в ізольованій енергетичній системі;
- розробка алгоритмів автоматичного керування генерацією малої ГЕС.

1. АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Статус мікрогідрокінетичної річкової технології в сільській місцевості

Малі гідроелектростанції є однією з найекономічніших і найбільш екологічно чистих технологій, які слід розглядати для електрифікації сільських районів. Вони можуть ефективно доповнювати сонячні енергетичні системи, оскільки виробляють електроенергію 24 години на добу, якщо є доступ до проточної води. Це значно більш концентроване джерело енергії, ніж вітер чи сонячна енергія. Зазвичай їх класифікують за потенціалом вироблення електроенергії, як показано в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 Класифікація малих гідроелектростанцій за потужністю

Класифікація	Потужність (кВт)
Мала ГЕС	1000-30 000
Міні-ГЕС	100-1000
Мікро-ГЕС	< 100

Звичайна мікро-гідроелектростанція потребує відведення води з річки або струмка до турбін без втрати висоти падіння води. У порівнянні з дизельними генераторами, традиційні мікро-ГЕС мають високу початкову вартість, але дуже низькі експлуатаційні витрати. Однак їхнім недоліком є те, що більшість таких станцій працюють за принципом руслового використання води, не маючи резервуарів для її накопичення. Через це необхідне резервне джерело електроенергії, оскільки сезонні коливання рівня води можуть призводити до значного зменшення потужності вироблення електроенергії залежно від гідрологічних умов місцевості.

Окрім традиційної гідроенергетики, гідрокінетична енергетика є новою категорією технологій, що генерує електроенергію шляхом використання кінетичної енергії потоку води, а не потенційної енергії падіння води. Вона має багато спільного з вітровими турбінами, зокрема у фізичних принципах роботи, електротехнічному обладнанні та можливості роботи на різних швидкостях для оптимального вироблення енергії. Вода майже в 800 разів щільніша за повітря, тому гідрокінетичні

турбіни можуть отримувати достатньо енергії навіть при низьких швидкостях течії . Вони виробляють електроенергію без необхідності будівництва дамб та інших дороговартісних інфраструктурних об'єктів.

Крім того, ця технологія набуває дедалі більшої популярності серед інших відновлюваних джерел енергії завдяки високій щільності енергії, гарній прогнозованості та мінімальному впливу на навколишнє середовище. Багато віддалених сіл і фермерських господарств розташовані поблизу річок з невеликим або відсутнім перепадом висоти. У таких випадках використання традиційних мікро-ГЕС є неможливим . Це свідчить про те, що гідрокінетична енергетика має значно більше потенційних місць для впровадження порівняно з традиційною гідроенергетикою.

1.2 Гідрокінетична технологія

Гідрокінетична енергія отримується від хвиль, припливів, океанічних течій, природного руху води в річках або від морських теплових градієнтів. Гідрокінетичні або річкові турбіни генерують електроенергію безпосередньо з потоку води в річці чи струмку. Лопаті турбіни обертають генератор, перетворюючи енергію потоку води в електричну.

Кількість електроенергії, що може бути вироблена цим джерелом енергії, залежить від об'єму та швидкості водного ресурсу. Вона може бути встановлена в потоці з швидкістю води від 0,5 м/с і вище. Існує багато концепцій для використання цієї енергії, але турбіна є найбільш поширеною та перевіреною. Подібно до вітроенергетичних перетворювачів, загальна доступна потужність (у Ватах), що захоплюється гідрокінетичною турбіною, залежить від густини, поперечного перерізу, швидкості на 1 м^3 та коефіцієнта турбіни, як показано в рівнянні (1).

Перевагою є те, що густина води приблизно в 800 разів більша, ніж густина повітря. Це означає, що кількість енергії, виробленої гідрокінетичною турбіною, набагато більша, ніж у вітрової турбіни того ж діаметра за однакової швидкості вітру та води.

$$P_a = \frac{1}{2} \times A \times \rho \times V^3 \times C_p \quad (1.1)$$

- A — площа турбіни (м^2),
- ρ — густина води (1000 кг/м^3),
- V — швидкість течії води (м/с),
- C_p — коефіцієнт потужності турбіни або ефективність, що дорівнює $16/27 = 0,592$ (теоретичний максимум доступної потужності).

Подібно до вітрових турбін, коефіцієнт потужності (C_p) означає, що гідрокінетичні турбіни можуть використовувати лише частину загальної кінетичної енергії води через неминучі втрати. Цей коефіцієнт обмежений $16/27 = 0,59$ відповідно до добре відомого закону Беца. Однак малі річкові турбіни мають додаткові втрати, що знижує коефіцієнт потужності приблизно до 0,25. Верхня межа досягається у високоефективних машинах з низькими механічними втратами.

Гідрокінетичні турбіни є турбінами з нульовим напором. Вони виробляють електроенергію, використовуючи кінетичну енергію природного водного потоку, застосовуючи різні типи роторів. Визначення розміру турбіни починається з оцінки необхідної потужності, яку вимагає віддалене поселення. Радіус лопаті турбіни можна розрахувати за рівнянням (2).

Коефіцієнт потужності турбіни (C_p) є нелінійною функцією співвідношення швидкості кінчика лопаті до швидкості водного потоку та кута нахилу лопатей. Проте для гідрокінетичної турбіни з фіксованим кутом нахилу коефіцієнт потужності визначається лише співвідношенням швидкості кінчика лопаті до швидкості потоку води.

$$P_a = \frac{1}{2} \times \pi \times r^2 \times \rho \times V^3 \times C_p(\lambda, \beta) \times \eta_D \quad (1.2)$$

де:

r — радіус турбіни (м),

η_D — коефіцієнт корисної дії (ККД) трансмісії (наприклад, генератора, редуктора тощо),

λ — відношення швидкості кінчика лопаті до швидкості потоку,

β — кут нахилу лопатей турбіни (градуси).

Відношення швидкості кінчика лопаті (λ) визначається як:

$$\lambda = \frac{W \times r}{V} \quad (1.3)$$

де w — кутова швидкість турбіни (рад/с).

Залежність між коефіцієнтом потужності, відношенням швидкості кінчика лопаті та кутом нахилу лопатей описується рівнянням (4):

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{y} - c_3 \times \beta - c_4 \times \beta^x - c_5 \right) \times e^{c_6 / c_6 / y} \quad (1.4)$$

Значення коефіцієнтів C_1 – C_6 та x залежать від типу турбіни, що використовується.

Як тільки течії у певному місці добре охарактеризовані, можна з високою точністю передбачити кількість електроенергії, яка буде вироблена групою турбін. Напрямок течій допомагає визначити оптимальну орієнтацію пристрою або тип пристрою, який найкраще підходить для конкретного місця .

Через різницю у швидкості та рівнях води які можуть спостерігатися в будь-якій річці під час вилучення енергії, дані, необхідні для розробки гідрокінетичних енергетичних установок, стають дуже специфічними для кожного окремого місця .

Через це оцінка гідрокінетичних ресурсів є обмеженою, але поступово розширюється. Крім того, наявні глобальні бази даних річкових ресурсів не завжди придатні для енергетичних аналізів.

Канал у річці Дал, канал Седерфорс, розташований нижче за течією від гідроелектростанції та був змодельований за допомогою числової моделі MIKE. Щоб продемонструвати ці зміни, було змодельовано зміну рівня води через роботу турбін. Було показано, що ця зміна є значно меншою, ніж зміни рівня води, спричинені регулюванням рівня у водосховищі нижче за течією. Виміряні профілі швидкостей у кількох точках використовувалися для оцінки зміни коефіцієнта потужності. Було досліджено чотири конфігурації турбін, і виявилось, що найбільші зміни коефіцієнта потужності спостерігаються лише для вертикального зсувного профілю з сильним градієнтом.

Duvoy і Toniolo розробили новий інструмент під назвою HYDROKAL для оцінки гідрокінетичних ресурсів у річках. Цей інструмент включає зручний для користувача коефіцієнт ефективності для врахування впливу турбулентності, що є основним чинником оцінки енергії, яку можна отримати з річки. Для кожного поперечного перерізу річки у межах обчислювальної області визначаються середня швидкість течії та специфічні характеристики потоку для оцінки стабільності русла та придатності встановлення занурюваних турбін. Також було розроблено скрипт на Python для експорту результатів із HYDROKAL у CHEZED. Інструмент HYDROKAL був застосований для аналізу ділянки річки Танана поблизу Ненани, Аляска, США.

1.3 Мікро-гідрокінетичні річкові технології

Розроблено кілька концепцій гідрокінетичного перетворення, але турбіна є найбільш використовуваною. Для річок або штучних водних шляхів ця технологія турбін зазвичай називається турбінами річкового потоку (ТРП) або системою перетворення енергії річкового потоку (СПЕРП). ТРП зазвичай мають потужність в діапазоні 1-10 кВт. ТРП конфігуруються як турбіни з горизонтальною або вертикальною віссю, подібно до тих, що розроблені для вітрогенерачії.

Дві найбільш поширені концепції малих гідрокінетичних турбін – це осьові турбіни та поперечні турбіни. Вибір типу турбіни залежить від типу потоку, швидкості та бажаної потужності системи. Осьові (або горизонтальні) турбіни мають осі, паралельні потоку рідини, і використовують ротори пропелерного типу. Різні варіанти осьових турбін показані на . 1. Турбіни з похилою віссю (I) в основному вивчалися для малих перетворювачів енергії річок. Інші осьові турбіни (II, III та IV) в основному використовуються для вилучення енергії океану і подібні до вітрових турбін з точки зору конструкції та структури.

Поперечні турбіни (рис. 1) мають осі ротора, перпендикулярні потоку води, але паралельні поверхні води. Вони поділяються на турбіни з вертикальною віссю (*вісь вертикальна до площини води*) та горизонтальною віссю (*вісь у горизонтальній площині поверхні води*). Турбіни з горизонтальною віссю (i) зазвичай працюють на

основі сили опору і вважаються менш ефективними, ніж їхні аналоги, що працюють на основі підйомної сили.

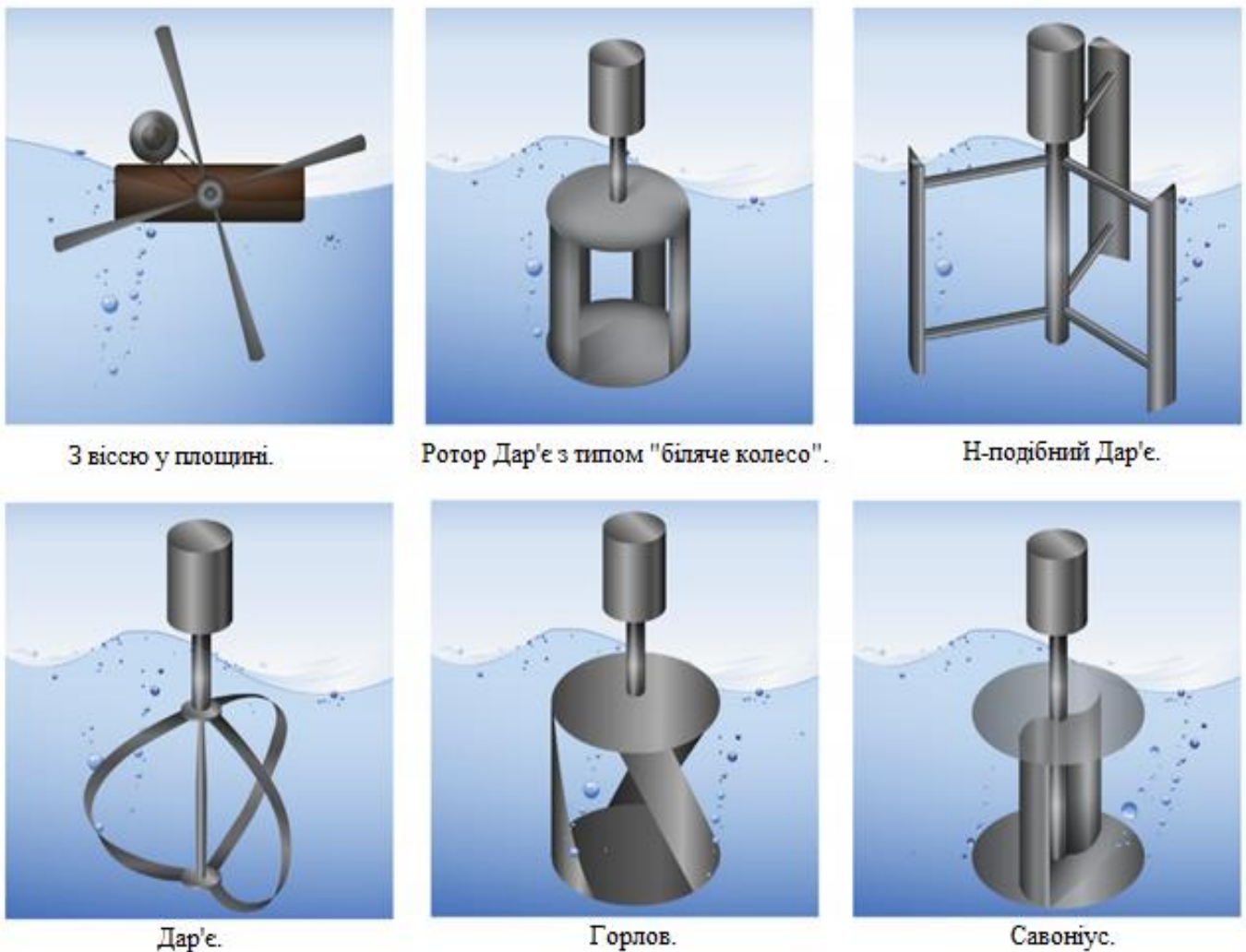


Рис 1.1. Турбіни з вертикальною віссю.

У сфері вертикальної осі (II, III, IV, V i VI) турбіни Дар'є мають поширене застосування в річковій енергетиці. Прямолопатеві турбіни Дар'є (*Н-типу або типу "білки в колесі"*) можуть розглядатися як життєздатний варіант для гідроенергетичних застосувань. Технічні переваги та недоліки горизонтальних і вертикальних турбін наведено в Таблиці 1.2.

Таблиця 1.2. Технічні переваги та недоліки горизонтальних і вертикальних турбін.

Конфігурація турбіни	Переваги	Недоліки
Горизонтальні осьові турбіни	- Автоматичний запуск . - Можливість усунення редуктора завдяки використанню каналу - Оптимальна продуктивність досягається при вищій швидкості ротора (морські/припливні перетворення), що полегшує зменшення редукторного з'єднання - Активне управління зміною кута атаки лопатей забезпечує більшу гнучкість у захисті від перевищення швидкості та ефективну роботу	- Висока вартість з'єднання генератора через розташування під водою - Канали складно використовувати для плавучих конструкцій
Вертикальні осьові турбіни	- Низькі витрати на з'єднання генератора завдяки розташуванню над водою - Менше шуму завдяки зменшенню турбулентності на кінцях лопатей - Може обертатися в одному напрямку навіть при бінаправленому потоці рідини - Циліндрична форма турбіни Дар'є дозволяє зручно монтувати різні канали - Більш придатна для експлуатації в мілководних каналах з мінливою швидкістю потоку та в мілководних потоках з обмеженою витратою води	- Через низький пусковий момент може знадобитися пусковий механізм - Викликає пульсації крутного моменту на виході - Нижча ефективність
Конфігурація турбіни	Переваги	Недоліки
Горизонтальні осьові турбіни	- Автоматичний запуск - Можливість усунення редуктора завдяки використанню каналу - Оптимальна продуктивність досягається при вищій швидкості ротора	- Висока вартість з'єднання генератора через розташування під водою

Anyi та Kirke провели огляд досліджень, що стосуються малоосьових гідрокінетичних турбін, призначених для виробництва електроенергії в автономних районах, і запропонували вдосконалення для подолання основних проблем. Турбіни, встановлені на понтонах або підвішені на шарнірах з опор річкових берегів чи плавучих платформ, показали здатність виробляти приблизно 1–2 кВт електроенергії, що підходить для віддалених регіонів. Була запропонована система відхилення потоку з використанням роторів із лопатями зворотного вигину для вирішення проблеми засмічення уламками. Завдяки підвищеній стійкості до уламків ефективні малоосьові турбіни можуть застосовуватися в річкових умовах.

Kirke здійснив огляд новітніх розробок у сфері конструкцій відкритих поточних турбін і проаналізував потенційні переваги використання каналізованого або «дифузорового» прискорення потоку. Такі конструкції забезпечують покращену безпеку, захист від водної рослинності, підвищену потужність і зменшені розміри турбіни та редуктора для заданої потужності.

Van Arkel et al. запропонували новий тип гідрокінетичного генератора, який особливо підходить для відносно малих мілководних річок і каналів. Конструкція використовує прямокутні гідролопаті ("*вітрила*"), що рухаються навколо пристрою. Генератор отримує енергію з потоку води, використовуючи подовжену вертикально-осьову турбіну, де серія лопатей розміщується між двома ременями у верхній і нижній частині пристрою, обертаючись у горизонтальній площині. Концепція добре підходить для мілких річок і каналів, оскільки її можна спроектувати так, щоб вона займала більшу частину поперечного перерізу потоку порівняно з круглим ротором стандартної морської турбіни або масивом турбін.

Birjandi et al. дослідили взаємодію макро-турбулентних потоків із вертикальними річковими гідрокінетичними турбінами. Їхні результати допомагають охарактеризувати течії в річках для покращення розуміння впливу турбулентних потоків на гідрокінетичне виробництво енергії, а також оптимізації вертикальних і горизонтальних осьових гідрокінетичних турбін. Крім того, спектральний аналіз потужності надав дані для оцінки втомної міцності вертикальних турбін, оскільки масштаб і інтенсивність турбулентних структур можуть відігравати важливу роль.

Електричні генератори — це пристрої, які перетворюють механічну енергію в електричну. Генератори можуть виробляти як постійний струм (DC), так і змінний струм (AC). Вибір генератора для конкретного застосування залежить від низки факторів, зокрема швидкості привідного механізму, необхідної вихідної потужності, діапазону роботи та сфери застосування.

Гідрокінетичні електростанції використовують такі самі генератори, що й традиційні гідро- та вітроенергетичні системи. Загалом у вітрових і гідрокінетичних турбінних системах найчастіше застосовуються синхронні та асинхронні генератори. З Таблиці 3 видно, що синхронний генератор із постійними магнітами (PMSG) є більш придатним для маломасштабних річкових гідрокінетичних систем у порівнянні з асинхронним генератором.

Таблиця 1.3. Переваги та недоліки синхронних і асинхронних генераторів для малої генерації.

Тип генератора	Переваги	Недоліки
Синхронний Генератор (тип з постійними магнітами)	- Не потребує додаткового збудження магнітного поля. - Має вищий ККД завдяки прямому приводу з постійним магнітом. - Може працювати на нижчих швидкостях, що дозволяє використовувати безредукторну трансмісію. - Менші витрати на обслуговування через відсутність щіток. - Висока густина потужності.	- Потрібен інвертор частоти та випрямляч при змінній швидкості. - Для досягнення відповідної частоти на низькій швидкості потрібна велика кількість полюсів і збільшений радіус турбіни.
Асинхронні генератори	- Можуть забезпечувати постійну напругу та частоту при змінних швидкостях. - Висока надійність. - Дешеві та прості в конструкції.	- Менший ККД у порівнянні з синхронним генератором з постійними магнітами. - Потребують швидкості, вищої за синхронну.

Цей тип генератора працює на постійній швидкості. Вони оснащені системою збудження постійним струмом або на основі постійних магнітів. Система збудження на основі постійних магнітів широко використовується в маломасштабних гідро- та гідрокінетичних системах перетворення енергії завдяки своїй простоті, високій надійності, низькому рівню шуму та високій питомій потужності. Вона може працювати автономно, без підключення до електромережі, оскільки таке збудження не залежить від живлення від мережі.

Для роботи зі змінною швидкістю він використовує інвертор частоти, що складається з випрямляча. Випрямляч перетворює струми та коливання частоти ковзання в постійні напругу та струм, а інвертор – перетворює ці постійні напругу і струм у синхронні змінні напругу та струм.

Асинхронні генератори є найбільш поширеним типом електричних генераторів, що використовуються в автономних системах виробництва електроенергії. Цей тип генератора також широко застосовується для малої генерації електроенергії завдяки своїй простоті, надійності, малій потребі в засобах захисту та невеликому розміру на одиницю виробленої потужності (кВт). На відміну від синхронних генераторів, асинхронні генератори не потребують зовнішнього джерела постійного струму.

Існують різні типи асинхронних генераторів, зокрема двообмоткові асинхронні генератори та генератори з короткозамкненим ротором. Найбільш поширеними є асинхронні генератори з короткозамкненим ротором, оскільки вони безщіткові. Незважаючи на нижчий ККД порівняно з еквівалентним синхронним генератором із постійними магнітами (PMSG) та необхідність роботи з відносно фіксованою швидкістю, вони є привабливими для малої електрифікації.

Асинхронні генератори залежать від зовнішнього джерела живлення, такого як електромережа, для створення та підтримки обертового магнітного поля. Однак при використанні асинхронних генераторів у автономному режимі збудження забезпечується через паралельне підключення конденсаторного блоку.

2. ПРОЕКТНО-КОНСТРУКЦІЙНИЙ РОЗДІЛ

Було проведено аналіз попиту для визначення фактичних значень потужності та енергії в досліджуваному районі, які є основою для необхідного енергопостачання в сільській громаді. На наступному рисунку 2.1 показано схему методології визначення попиту на потужність та енергію, яка використовувалася для визначення фактичних значень попиту на потужність та енергію.

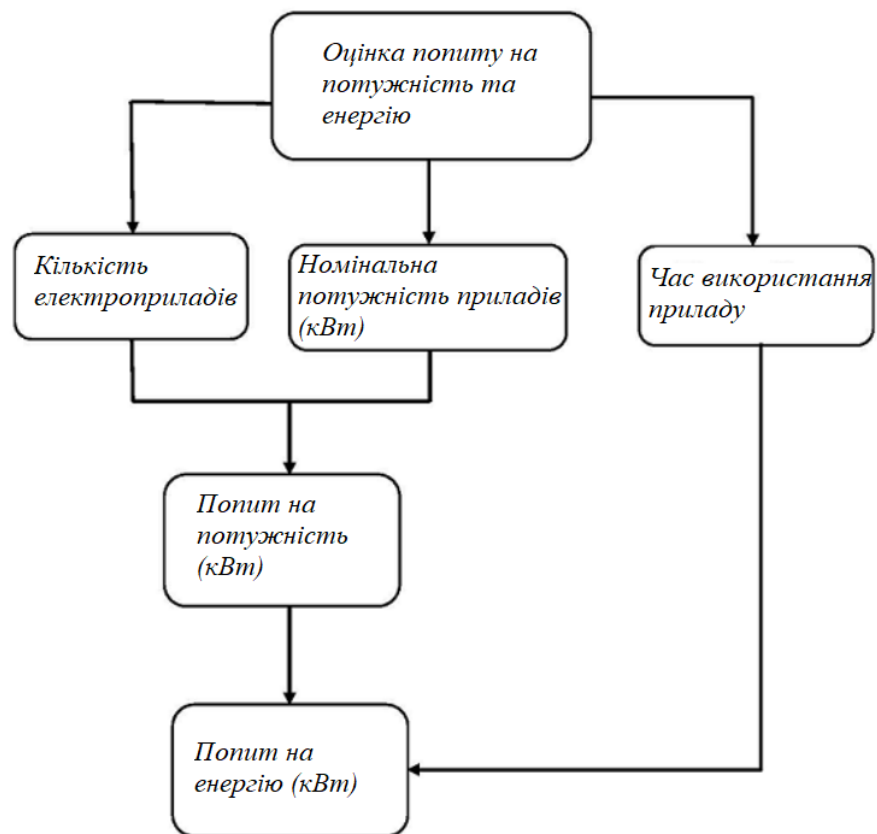


Рисунок 2.1: Визначення попиту на потужність та енергію

2.1 Методи визначення попиту на енергію

Значення попиту на енергію були розраховані на основі енергетичних потреб кінцевих споживачів, використовуючи фактичні значення споживання енергії, які раніше забезпечувалися дизель-генераторами, акумуляторними батареями, гасом та сонячними технологіями в сільській громаді. У цьому випадку необхідна потужність у певний час доби множиться на час використання та кількість електричних приладів.

Якщо певна кількість енергії потрібна в конкретну годину доби, то її значення називається погодинним попитом на енергію. Погодинний попит на енергію визначається за наступним рівнянням :

$$E_{D(\text{погодинна})} = \sum_1^n (P_{D(\text{погодинна})} \times t) \quad (2.1)$$

де: P_D (щогодини) = погодинне значення попиту на потужність (кВт), t = час використання (година), n = кількість електричних приладів.

Потім, використовуючи наведене вище рівняння із середнім погодинним попитом на енергію, середньодобовий попит на енергію можна визначити за наступним рівнянням:

$$E_{D(\text{серед.годинний})} = \frac{\sum E_{D(\text{годинний})}}{24} \quad (2.2)$$

де: E_D (середнє значення за годину) = середній погодинний попит на енергію (кВт·год), $\sum P_D$ (щогодини) = сумарний погодинний попит на енергію.

$$\text{Альтернатива, } E_{D(\text{серед.годинний})} = \frac{1}{2} (P_{D(\text{година1})} + P_{D(\text{година2})}) (t_2 - t_1) \quad (2.3)$$

де: P_D (година 1) = споживана потужність у момент часу t_1 , і t_1 = час першої години, P_D (година 2) = потужність у момент часу t_2 , і t_2 = час наступної години.

У будь-який конкретний момент часу, коли існує тривалий період споживання енергії більше одного місяця, середньомісячний попит на енергію визначається за наступним рівнянням:

$$E_D (\text{середньомісячний}) = E_D (\text{середньодобовий}) \times \text{дні/місяць} \quad (2.4)$$

де: E_D (середньомісячний) = середньомісячний попит на енергію (кВт·год/місяць), E_D (середньодобовий) = середньодобовий попит на енергію (P_D (погодинний) $\times 24$ години).

2.2 Визначення потужності та енергії для забезпечення потреб громади

Потребу в потужності та енергії для кожного домогосподарства в сільській місцевості було оцінено на основі фактичного електричного обладнання та приладів, що належать місцевим жителям. Через відсутність електропостачання в досліджуваному селі, частина будинків використовує невеликі бензинові генератори для забезпечення електроенергією освітлення та живлення приладів, а інші застосовують технології на основі сонячної енергії, такі як сонячні ліхтарі. У даному дослідженні аналіз потреби в потужності та енергії враховував електричні пристрої, які будуть у будинках після впровадження електропостачання. Таким чином, поточна потреба в енергії для досліджуваного села була розрахована для поточних 234 будинків на основі виїзду на місцевість та техніко-економічного обґрунтування, проведеного в червні/липні 2016 року, яке також показало, що населення в сільській місцевості становить від 1000 до 1500 осіб. Припущення, зроблене в дослідженні, полягає в тому, що електроенергія, що використовується в будинках, призначена головним чином для освітлення та живлення приладів. Отже, комерційні об'єкти або дрібні промислові підприємства, підключені до побутової електромережі, не враховувалися.

На основі номінальної потужності наявного в будинках досліджуваного села електричного обладнання, середньодобова потреба в енергії для одного домогосподарства становить 3,3 кВт·год/добу. У дослідженні енергоспоживання в домогосподарствах було розподілено на дві категорії: потреба в електроенергії для освітлення, яка, по суті, є енергією, необхідною для цілей освітлення, та друга категорія – потреба в енергії для живлення інших електричних приладів у будинках. Максимальна потреба в потужності в кожному домогосподарстві, яка повинна

забезпечуватися джерелами живлення, була розрахована приблизно в 550 Вт, як детально показано в таблиці 2.1. та таблиці 2.2 нижче.

Таблиця 2.1: Розподіл електроенергії для одного домогосподарства – Потужність (фактичні значення). А: Електроенергія для освітлення

№ з/п	Місцезнаходження	Кількість ламп	Потужність лампи (Вт)	Час використання (год/добу)	Енергоспоживання (Вт·год/добу)
1	Кухня	1	11	3.0 (05:00 – 07:30)	33.0
		1	11	4.5 (18:00 – 22:30)	49.5
2	Їдальня	1	11	4.5 (19:00 – 23:30)	49.5
		1	7	4.5 (19:00 – 23:30)	31.5
3	Вітальня	2	11	5.5 (18:00 – 23:30)	121.0
		2	7	5.5 (18:00 – 23:30)	77.0
4	Кімната 1	1	11	6.0 (18:00 – 23:30)	66.0
		1	7	6.0 (18:00 – 23:30)	42.0
5	Кімната 2	1	11	6.0 (18:00 – 23:30)	66.0
6	Кімната 3	1	11	6.0 (18:00 – 23:30)	66.0
7	Туалет	1	7	6.5 (18:00 – 00:30)	45.5
8	Ванна кімната	1	7	3.5 (18:00 – 21:30)	24.5
9	Коридор	1	7	6.5 (18:00 – 00:30)	45.5
10	Охоронне освітлення	4	9	12.0 (18:00 – 06:00)	432.0
11	Курник	2	40	4.5 (18:00 – 22:30)	360.0
Сумарна потужність ламп		260 Вт			Загальне енергоспоживання :1518.5 Вт·год/добу

В: Електроенергія для живлення приладів

№ з/п	Місцезнаходження	Електричні прилади	Потужність (Вт)	Час використання (год/добу)	Енергоспоживання (Вт·год/добу)
1	Кухня	Мала мікрохвильова піч	55	1.5(06:30–7:30)	82.5
			55	1.5(12:30–3:30)	82.5
			55	1.5(19:00– 0:00)	82.5
		Малий холодильник	80	4.0(14:00–7:30)	320.0
		Малий блендер для соку	40	1.5(12:30–3:30)	60.0
2	Вітальня	Малий телевізор	80	8.0(15:30-3:30)	640.0
		Декодер	10	9.0(14:30-3:30)	90.0
		Зарядка телефону	10	9.0(14:30–3:30)	90.0
			10	2.0(07:00– 8:30)	20.0
		Радіоприймач	15	17.5(06:00–3:30)	262.5
Потужність приладів (В)			290 Вт	Енергоспоживання приладів(В)	1730.0
ЗАГАЛЬНИЙ ПОПИТ НА ПОТУЖНІСТЬ (А + Б)			550 Вт	ЗАГАЛЬНИЙ ПОПИТ НА ЕНЕРГІЮ (А + Б)	3328.5 Вт·год/добу

Стандартний тип будинку, що розглядається в даному дослідженні, складається максимум з 3 спальень, 1 кухні, 1 вітальні, 1 їдальні, 1 туалету та 1 ванної кімнати. Хоча деякі будинки можуть мати менше ніж 3 спальні, що є типовим для сільських поселень на даний момент. Це пояснюється тим, що сільські будинки, які використовувалися в цьому дослідженні, були розглянуті з урахуванням майбутнього економічного розвитку в сільській місцевості. Оцінка потреби в потужності для освітлення була розрахована на основі використання енергозберігаючих ламп, які споживають менше енергії, ніж стандартні лампи розжарювання або галогенні лампи. Під час техніко-економічного обґрунтування в цьому районі було виявлено, що в деяких будинках потреба в освітленні забезпечується сонячними технологіями, що є

дорогим, і мало хто може дозволити собі придбати таке сонячне обладнання або віддавати акумулятори на зарядку.

Визначено погодинні середні значення споживання потужності та енергії для кожного домогосподарства та досліджуваної території загалом на основі фактичного погодинного споживання електроенергії в будинках місцевого села протягом 24-годинного періоду. Використовуючи розраховані погодинні середні значення споживання потужності для кожного домогосподарства та досліджуваної території, розрахунок потреби в енергії було здійснено чисельним методом із застосуванням трапецієдального правила для сільської громади на основі фактичних значень споживання потужності, як це представлено в Таблиці 2.3 нижче.

Таблиця 2.3: Значення споживання потужності та енергії для окремого домогосподарства (фактичне споживання)

Час доби [година]	Фактичне споживання потужності [Вт]	Погодинне середнє споживання потужності [Вт]	Споживання енергії за годину [Вт·год]	Кумулятивне погодинне споживання енергії [Вт·год]
00:00	50	43	43*	43.0
00:30	36			
01:00	36	36	36	79.0**
01:30	36			
02:00	36	36	36	115.0
02:30	36			
03:00	36	36	36	151.0
03:30	36			
04:00	36	36	36	187.0
04:30	36			
05:00	47	47	47	234.0
05:30	47			

Продовження таблиці 2.3

Час доби [година]	Фактичне споживання потужності [Вт]	Погодинне середнє споживання потужності [Вт]	Споживання енергії за годину [Вт·год]	Кумулятивне погодинне споживання енергії [Вт·год]
06:00	62	71.5	71.5	305.5
06:30	81			
07:00	91	91	91	396.5
07:30	91			
08:00	25	25	25	421.5
08:30	25			
09:00	15	15	15	436.5
09:30	15			
10:00	15	15	15	451.5
10:30	15			
11:00	15	15	15	466.5
11:30	15			
12:00	15	60	60	526.5
12:30	105			
13:00	105	105	105	631.5
13:30	105			
14:00	95	105	105	736.5
14:30	115			
15:00	115	155	155	891.5
15:30	195			
16:00	195	195	195	1,086.5
16:30	195			
17:00	195	195	195	1,281.5
17:30	195			
18:00	339	339	339	1,620.5
18:30	339			
19:00	419	419	419	2,039.5
19:30	419			
20:00	419	391.5	391.5	2,431.0
20:30	364			
21:00	364	360.5	360.5	2,791.5

Час доби [година]	Фактичне споживання потужності [Вт]	Погодинне середнє споживання потужності [Вт]	Споживання енергії за годину [Вт·год]	Кумулятивне погодинне споживання енергії [Вт·год]
21:30	357	360.5	360.5	2,791.5
22:00	357	178	178	3,321.0
22:30	346			
23:00	266			
23:30	90			

Погодинне споживання енергії = $1/2 \cdot (50 + 36) \cdot (1) = 43$ Вт·год: Кумулятивне погодинне споживання енергії = 43 Вт·год + 36 Вт·год = 79 Вт·год

Енергетичний попит у досліджуваному селі було оцінено на основі споживання кінцевими користувачами з урахуванням наявних практик забезпечення енергією в сільській місцевості, які включають використання дизельних генераторів, акумуляторів, сонячних ліхтарів тощо. У рамках проєкту було охоплено кілька домогосподарств, і в даному дослідженні середню добову потужність попиту кожного домогосподарства встановлено на рівні 138,69 Вт, головним чином для освітлення та живлення побутових приладів (з огляду на значний попит з боку кінцевих користувачів у цьому регіоні та відповідно до енергетичного генерального плану електрифікації сільської місцевості).

На основі розрахованих середніх значень потужності споживання з інтервалами в 30 хвилин та 1 годину було побудовано графік добового попиту на електроенергію домогосподарства з метою аналізу характеру споживання енергії типовим сільським домогосподарством у межах досліджуваної території. Згідно з отриманими результатами, загальне добове енергоспоживання домогосподарства становить приблизно 3,3 кВт·год/день, що відповідає 1 204,5 кВт·год/рік (за 365 днів).

Аналогічно, максимальне енергетичне навантаження домогосподарства було визначено на основі сумарного попиту приладів і, згідно з техніко-економічними дослідженнями у даному регіоні, становить приблизно 419 Вт, тоді як передбачене значення виділеної потужності становить 550 Вт, що відповідає стандартам постачання енергії для сільських домогосподарств (див. Рисунок 2.2).

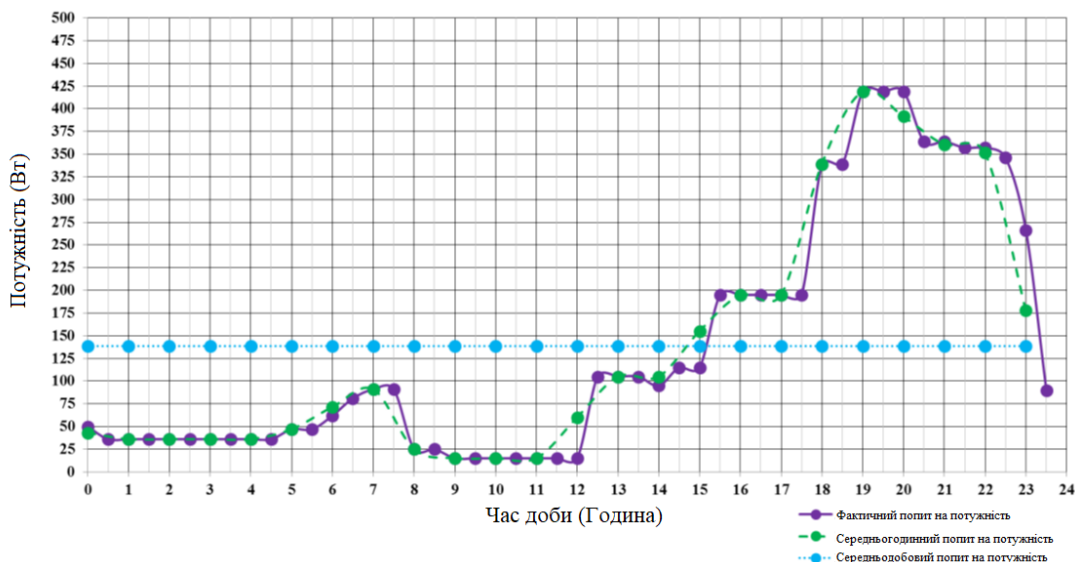


Рисунок 2.2 - Фактична крива попиту на електроенергію для одного домогосподарства

У досліджуваному селі чисельність населення становить близько 1 250 осіб, що відповідає приблизно 234 домогосподарствам. Враховуючи добове енергоспоживання одного домогосподарства на рівні 3,3 кВт·год/день та спираючись на графік добового попиту на електроенергію (Рисунок 2.2), мінімальне значення потужності споживання за добу становить приблизно 15 Вт у проміжку з 9:00 до 11:00 ранку. Це пов'язано з тим, що більшість електроприладів у цей час вимкнені, оскільки основна частина мешканців знаходиться на сільськогосподарських роботах, діти — у школі, а інші займаються власними справами або бізнесом.

Натомість максимальне навантаження протягом доби становить близько 419 Вт, яке фіксується у вечірній період з 19:00 до 20:00, коли більшість мешканців повертаються додому та вмикають освітлення й побутові прилади. Середнє добове навантаження на одне домогосподарство оцінюється на рівні 138,38 Вт, виходячи з реальних значень мінімального та максимального попиту.

Крім того, крива попиту на електроенергію домогосподарств виділяє час доби, коли потрібно більше електроенергії (пікові години), і це відображається в такий час: час сніданку (6 ранку – 8 ранку), час обіду (12 годин дня – 14 годин), а також вночі під час вечері (19 годин – 21 година). Пікові навантаження були розраховані на основі кількості електроприладів, які вмикаються одночасно в цей конкретний час. Потужність для кожного побутового використання може дещо відрізнятися від будинку до будинку або від місця до місця, але погодинна характерна структура щоденного споживання електроенергії, ймовірно, буде однаковою з трьома чіткими піками споживання високої потужності. У містах попит на електроенергію може бути вищим за середній, ніж у сільській місцевості, а також велика родина в одному будинку може збільшити споживання енергії в тих же випадках.

2.3 Загальна потреба в енергії в сільській громаді

Оскільки економічна активність у регіоні покращується, кілька галузей промисловості, малі підприємства, магазини, офіси та школи розпочалися, і в цьому дослідженні кількість кінцевих споживачів бізнесу були включені в цей район під час визначення загального попиту на енергію. Визначення попиту на енергію в цьому випадку було розділено на дві сфери: поточний попит і майбутній попит. Поточний попит на енергію був отриманий на основі польових робіт та проведено техніко-економічне обґрунтування на території дослідницького майданчика, тоді як положення для майбутньої оцінки попиту на енергію було засноване на відсотку зростання населення та економічної активності в цьому районі.

При цьому для значень потужності/потреби в енергії враховуються не тільки потреби домогосподарств в енергії, але й інші об'єкти, які також були включені до визначення потужності/потреби в енергії в даній місцевості. До них належать невеликі галузі, магазини, малі підприємства, офіси, школи, релігійні установи тощо. Визначення добової потреби в енергії базується на робочих годинах/день для кожного об'єкта, кількості доступних об'єктів, їх номінальній потужності в кВт та робочих днях на місяць, що базується на кількості будніх та вихідних днів. У цьому випадку

поточна потреба в енергії була розрахована на основі наявних предметів або об'єктів, які потребують постачання електроенергії або які раніше були забезпечені дизельними генераторами чи сонячними технологіями. Деякі з доступних пунктів включають поточну кількість домогосподарств у зоні тематичного дослідження, малі підприємства, магазини, офіси, школи, медичні центри, соціальні громадські центри тощо. Згідно з аналізом попиту та на основі загальних значень результату споживання енергії, середня потреба в енергії за добу становить 1114,38 кВт·год/добу, як показано в таблиці 2.4 нижче.

Таблиця 2.4 - Дані щодо попиту потужності в громаді (фактичні значення)

№ з/п	Час доби [год]	Споживана потужність за 30 хв [кВт]	Середня потужність за годину [кВт]	Споживання енергії за годину [кВт·год]	Кумулятивне (нагромаджене) споживання енергії [кВт·год]
1	00:00	11,70	10,06	10,06*	10,06
2	00:30	8,42			
3	01:00	8,42	8,42	8,42	18,48**
4	01:30	8,42			
5	02:00	8,42	8,42	8,42	26,90
6	02:30	8,42			
7	03:00	8,42	8,42	8,42	35,32
8	03:30	8,42			
9	04:00	8,42	8,42	8,42	43,74
10	04:30	8,42			
11	05:00	11,00	11,00	11,00	54,74
12	05:30	11,00			
13	06:00	14,51	16,73	16,73	71,47
14	06:30	18,95			
15	07:00	28,79	28,79	28,79	100,26
16	07:30	28,79			
17	08:00	33,85	33,85	33,85	134,11
18	08:30	33,85			
19	09:00	31,51	31,51	31,51	165,62

Продовження таблиці 2.4

№ з/п	Час доби [год]	Потужність за 30 хв [кВт]	Середня потужність за годину [кВт]	Споживання енергії за годину [кВт·год]	Кумулятивне енергоспоживання [кВт·год]
20	09:30	31,51	31,51	31,51	165,62
21	10:00	45,51	45,51	45,51	211,13
22	10:30	45,51			
23	11:00	45,51	45,51	45,51	256,64
24	11:30	45,51			
25	12:00	47,09	56,83	56,83	313,47
26	12:30	66,57			
27	13:00	66,57	66,57	66,57	380,04
28	13:30	66,57			
29	14:00	62,73	65,07	65,07	445,11
30	14:30	67,41			
31	15:00	62,91	64,77	64,77	509,88
32	15:30	66,63			
33	16:00	66,63	60,38	60,38	570,26
34	16:30	54,13			
35	17:00	54,13	54,13	54,13	624,39
36	17:30	54,13			
37	18:00	87,83	87,33	87,33	711,72
38	18:30	86,83			
39	19:00	105,55	101,80	101,80	813,52
40	19:30	98,05			
41	20:00	98,05	91,61	91,61	905,13
42	20:30	85,18			
43	21:00	85,18	84,36	84,36	989,49
44	21:30	83,54			
45	22:00	83,54	82,25	82,25	1 071,74
46	22:30	80,96			
47	23:00	62,24	42,64	42,64	1 114,38
48	23:30	23,04			

Сумарні показники за добу (24 години):

Загальне споживання енергії за добу: 1 114,38 кВт·год

Середня добова потужність: 46,43 кВт

Годинне споживання енергії розраховується за формулою:

$$= \frac{1}{2}(P_1 + P_2)(\Delta t) = \frac{1}{2}(11.70 + 8.42)(1) = 10.06 \text{ kWh}$$

$$\text{Підставляючи значення: } = 10.06 \text{ kWh} + 8.42 \text{ kWh} = 18.48 \text{ kWh} \quad (2.5)$$

Потужність та потреба в енергії для кожної категорії споживачів електроенергії також були обчислені в кожну годину доби, і з результатів зазначено, що максимальна потреба в електроенергії знаходиться близько 19:00 годин, що становить 101,8 кВт. З іншого боку, мінімальне значення споживання електроенергії відбувається в нічні години з 1:00 до 4:00 ранку. Це пов'язано з тим, що більша частина електричного навантаження в цьому районі не працює. У зв'язку з цим ефектом низького значення споживання електроенергії більша частина електроенергії від джерела живлення може не використовуватися і, отже, може накопичуватися у вигляді надлишкової потужності для енергосистеми в години з низьким споживанням енергії щодня. З точки зору добової потреби в енергії для кожної категорії, побутове споживання споживатиме 778,88 кВт·год/день, тоді як продуктивне споживання займає лише 257,80 кВт·год/день, а потреба в соціальній інфраструктурі становить лише 77,80 кВт·год/день. Комбінація всіх значень загальної потреби в енергії становить близько 1 114,38 кВт·год/добу.

Обчислені погодинні значення попиту на електроенергію з різною категорією попиту на енергію можуть бути представлені за допомогою штрихової діаграми для представлення щоденної кривої попиту на навантаження сільської громади. Налаштований графік показує відмінні особливості для типової кривої попиту на навантаження з низьким попитом на електроенергію (поза піковими годинами) протягом середини ночі, збільшенням попиту в ранкові години (час сніданку) та години середнього дня (час обіду). Результати також показують значення пікових

потужностей у вечірні години приблизно в 19:00 до 20:00 годин, що відображає типові значення попиту на високу потужність у більшості будинків у конкретний час доби. Щоденне загальне обчислення енергії також розглядає загальне використання енергії між будніми та вихідними днями, на яких домогосподарства вихідних споживають більше енергії порівняно з будні, як показано на рисунку 2.3 нижче для обчислених значень попиту на погодинну електроенергію для спільноти дослідницького дослідження.

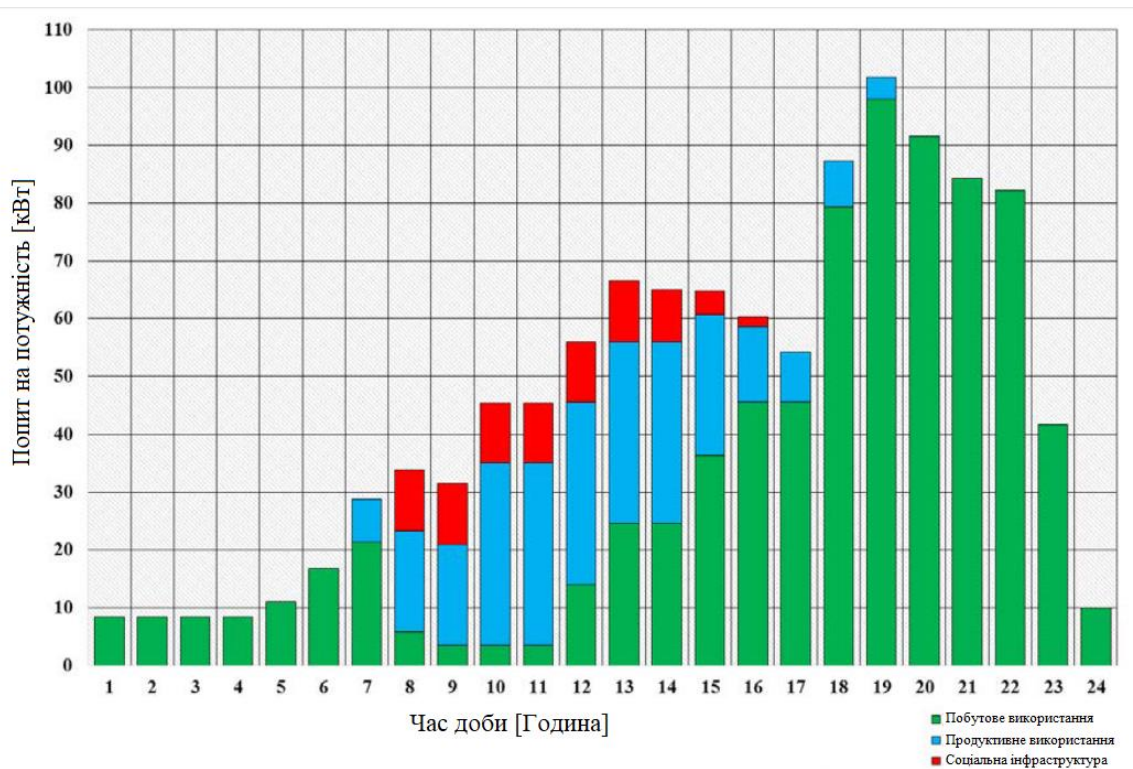


Рисунок 2.3 - Крива попиту на електроенергію для селища

Під час дослідження на місцевості та оцінки техніко-економічної доцільності в домогосподарствах досліджуваного села було встановлено, що впродовж будніх днів (з понеділка по п'ятницю) більшість членів сімей не перебувають удома. Дорослі зайняті сільськогосподарськими роботами або малим бізнесом, тоді як діти відвідують навчальні заклади. Це призводить до зниження рівня споживання електроенергії в домогосподарствах у денний час протягом буднів.

Водночас, у вихідні дні майже всі члени родини залишаються вдома, що спричиняє збільшення тривалості використання електроприладів, наприклад, більше

годин перегляду телевізора. При визначенні добового енергоспоживання споживана потужність кожного електроприладу множиться на тривалість його використання. Однак при розрахунку місячного енергоспоживання необхідно окремо враховувати будні та вихідні дні, оскільки обсяги споживання істотно відрізняються (нижчі у будні та вищі у вихідні).

На основі результатів спостереження під час дослідницької роботи було встановлено, що у вихідні дні (субота та неділя) рівень добового споживання електроенергії зростає приблизно на 50% порівняно з будніми днями. Це підвищення енергоспоживання було враховано при оцінці середнього місячного енергоспоживання домогосподарств.

З урахуванням погодинного попиту на потужність, загальне добове споживання енергії для досліджуваного села було визначено на рівні 999,72 кВт·год/день. Середньомісячне енергоспоживання розраховано на основі таких припущень:

- (а) Середнє добове енергоспоживання не є постійним;
- (б) Для побутових потреб енергоспоживання у вихідні дні в 1,5 раза вище, ніж у будні дні;
- (с) Середня кількість днів у місяці приймається рівною 30.

Ці припущення базуються на спостереженні, що обсяги використання електроенергії змінюються залежно від часу доби та дня тижня. Для обчислення місячного енергоспоживання було взято загальні добові значення. Зокрема, для місяця січня добове енергоспоживання в межах громади становить 999,72 кВт·год/день.

Це значення було обчислено на основі побутового енергоспоживання за січень, яке склало в середньому 778,88 кВт·год/день з урахуванням 30 днів (20 буднів та 10 вихідних).

Розрахунок місячного побутового енергоспоживання проводиться за формулою:

$$E_D (\text{місячне, побут}) = E_D (\text{добове, побут}) \times 20 (\text{будні}) + E_D (\text{добове, побут}) \times 1.5 \times 10 (\text{вихідні})$$

де: E_D (місячне, побут) — місячне побутове енергоспоживання,
 E_D (добове, побут) — добове побутове енергоспоживання.

Підставивши значення у формулу, отримаємо:

$$E_D \text{ (місячне, побут)} = 778.88 \times 20 + 778.88 \times 1.5 \times 10 = 27,243.2 \text{ кВт}\cdot\text{год/місяць}$$

Загальне місячне енергоспоживання, яке включає побутове, виробниче та соціальне інфраструктурне споживання, становить 35,907.7 кВт·год/місяць.

Для інших місяців — з лютого по грудень — метод розрахунку залишається незмінним. Відповідні обчислені значення наведено у Таблиці 2.5 нижче.

Таблиця 2.5 - Поточне щомісячне споживання електроенергії в досліджуваній сільській громаді

№ з/п	Тип споживача	Кількість	Середня потужність [кВт]	Час роботи протягом доби	Години роботи на день	Добове споживання електроенергії кВт·год	Робочі дні на місяць	Місячне споживання електроенергії кВт·год
А: Побутове споживання								
A.1	Домогосподарства	234	0,13869	00:00–23:59	24	778,88	30	27 243,2
Підсумок А						778,88		27 243,2
В: Продуктивне споживання								
В.1	Борошномельні млини	2	№ з/п	10:00–15:00	5,5	38,5	25	962,50
В.2	Лісопильні	2	3,5	10:00–15:00	5,5	38,5	25	962,50
В.3	Чоловічі перукарні	3	1,5	08:00–16:00	8,5	38,25	25	956,25
В.4	Жіночі перукарні	3	1,5	08:00–16:00	8,5	38,25	25	956,25

Продовження таблиці 2.5

B.5	Магазини	5	1,5	07:00– 19:00	12,5	93,75	30	2 812,50
B.6	Зарядка мобільних пристроїв / акумуляторі в	1	1	08:0– 18:00	10,5	10,5	30	315
Підсумок В						257,75		6 965,00
С: Соціальна інфраструктура								
C.1	Соціальний центр	1	1,5	08:00– 16:00	8,5	12,75	25	318,75
C.2	Сільська адміністраці я	1	1	08:00– 15:00	7,5	7,5	25	187,50
C.3	Церква	1	1,5	08:00– 13:30	6	9	12	108
C.4	Медичний центр	1	2	08:00– 16:00	8,5	17	25	425
C.5	Школи	3	1,5	08:00– 14:30	7	31,5	20	630
Підсумок С						77,75		1 669,25
ЗАГАЛЬНЕ СПОЖИВАННЯ (А+В+С)						1 114,38		35 877,45

2.4 Висновок до розділу

Аналіз даних щодо споживання електроенергії у досліджуваному селі показав наявність двох основних характерних типів добового попиту на електроенергію. Перший тип — це період із максимальним навантаженням, пік якого досягає

101,8 кВт приблизно о 19:00 годині. У цей час більшість членів родин перебувають удома, активно використовують електроприлади, зокрема кухонне обладнання, телевізори, освітлення тощо. Використання великої кількості електроприладів у цей проміжок часу зумовлює підвищене сумарне навантаження та, відповідно, формує пікове споживання електроенергії в усьому селі.

Другий тип — це період мінімального навантаження, коли споживання зменшується до найнижчого значення — приблизно 8,42 кВт у нічні години (після півночі).

За результатами аналізу, середньодобове споживання потужності у сільській громаді становить 46,43 кВт. Загальна картина демонструє суттєві коливання навантаження протягом доби, що зумовлює значний діапазон змін потужності — 93,38 кВт, між мінімальним і максимальним значенням. Цей фактор необхідно враховувати під час оцінювання ресурсів та вибору оптимальних варіантів енергопостачання.

Сумарне добове споживання електроенергії для досліджуваної сільської громади становить приблизно 1114,38 кВт·год.

3. РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

3.1. Розташування Мікро ГЕС

Мікро ГЕС розташована у сільському районі с. Маловоди за географічними координатами $49^{\circ}21'46''$ пд. ш. та $25^{\circ}17'52''$ сх. д. Відстань до об'єкта від центральної частини с. Маловоди становить приблизно 7 км.

У безпосередній близькості до мікро ГЕС розташовано кілька сіл, однак через обмежене фінансування проекту, спричинене віддаленістю об'єкта та зростанням вартості електропередачі, не всі населені пункти можуть бути під'єднані до енергомережі в межах реалізації даної ініціативи.

Попри те, що село достатньо близько до гідроенергетичного об'єкта, відстань прокладання лінії електропередачі до центра навантаження становить близько 5.78 км. З урахуванням рельєфу місцевості та висновків техніко-економічного обґрунтування, саме така траєкторія прокладання мережі визнана найбільш доцільною з точки зору доступності, економічної ефективності та технічної реалізованості, що проілюстровано на рисунку 3.1.



Рисунок 3.1: Розташування села відносно відстані до місця проекту

Інформація та дані для цього дослідження були зібрані у межах с. Маловоди що розташоване у Тернопільській області Тернопільського району . Польові дослідження проводилися у період з березня по червень 2025 року, протягом якого ми здійснили виїзд до с. Маловоди для реалізації техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) проекту.

Під час польових робіт були зібрані такі дані, як:

- об'ємний витік води у річці,
- чисельність населення села,
- географічне розташування об'єкта,
- топографічна розмітка території,
- а також організовано зустрічі з місцевими жителями та проведено

планування етапів реалізації проекту.

Природний рельєф — пагорби та річкові долини — сприяв утворенню природного напору, що є ключовим чинником для виробництва гідроелектроенергії. Завдяки висоті розташування понад 1,740 м над рівнем моря, береги річки вкриті різноманітними породами як на поверхні, так і під шаром ґрунту.

3.2 Оцінки енергетичних ресурсів у досліджуваній зоні

На основі польової оцінки енергетичних ресурсів у досліджуваній зоні, результати показують наявність річки, яка має потенціал для розробки мікрогідротурбінної системи в даній місцевості. Для визначення потужності та енергетичної спроможності, які можуть бути вироблені за рахунок наявної води з річки, необхідно визначити значення параметрів ділянки, що включають швидкість течії річки (U), площу поперечного перерізу річки (A) та напір води на ділянці (H). В методах оцінки першим етапом є вимірювання напору води на ділянці, а потім вимірювання середньої швидкості течії води разом із визначенням площі поперечного перерізу річки.

Середня швидкість течії річки є середнім значенням швидкості потоку води, яке необхідно визначити за допомогою двох поширених методів вимірювання швидкості

потoku: поплавкового методу та методу гідрометричної вертушки. Обидва методи будуть детально представлені та проаналізовані в наступних підрозділах.

3.2.1 Вимірювання напору води

Різниця висот між водозабором та будівлею електростанції називається напором води на ділянці, значення якого необхідно визначити для розрахунку потенційної потужності ділянки. Були досліджені різні місця вздовж річки в межах досліджуваної ділянки для визначення можливого розташування будівлі електростанції. Згідно з техніко-економічним обґрунтуванням, а також фактичними польовими вимірюваннями, було визначено три (3) можливі місця для розташування будівлі електростанції, як показано на рисунку 3.2 нижче.



Рисунок 3.2 - Схема течії річки та розташування ділянки

Три (3) точки вимірювання напору на ділянці були обрані на основі топографії місцевості, максимального значення напору, а також можливості будівництва будівлі електростанції. За результатами польових вимірювань, значення напору в точці А становить 18 м, у точці В – 22 м, а в точці С – 25 м. Визначальним фактором для вибору напору на ділянці стали максимальне значення напору, характер топографії, включаючи доступність, а також можливість будівництва будівлі електростанції з найменшими витратами, як показано в таблиці 3.1 нижче.

Таблиця 3.1 - Оцінка місць вимірювання напору

Місце вимірювання	Значення напору	Топографія	Будівництво електростанції	Примітки
А	18 м	Скеляста	Потребує підливних робіт	Мінімальний напір
В	22 м	Крутий схил	Можливість зсувів	Середній напір
С	25 м	Пологий схил	Вдале розташування	Максимальний напір

Обране максимальне значення напору на ділянці, що становить 25 м, та його розташування вздовж річки були додатково проаналізовані для визначення довжини напірного водоводу, який транспортуватиме воду від водозабірної споруди до будівлі електростанції. За результатами польових вимірювань, загальна лінійна довжина напірного водоводу становить близько 162 м, як показано на рисунку 3.3 нижче.

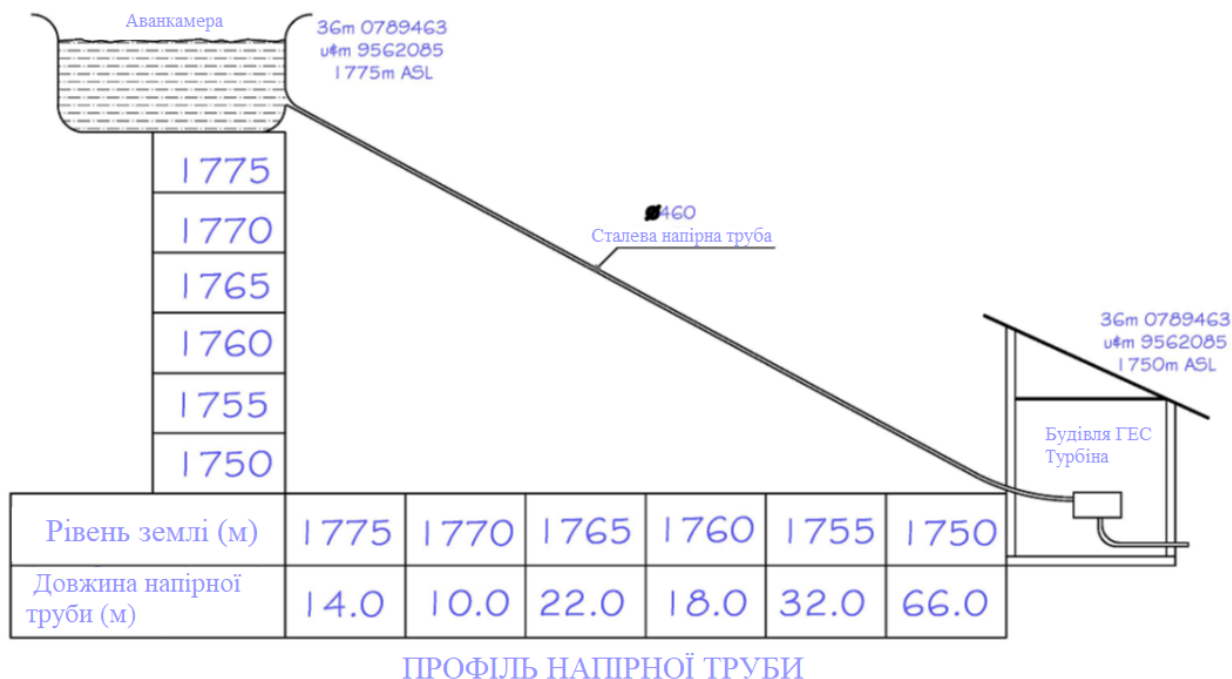


Рисунок 3.3 - Профіль напірного водоводу з висотними відмітками ділянки

3.2.2 Вимірювання площі поперечного перерізу річки

Форма поперечного перерізу річок змінюється залежно від місцевості та рельєфу вздовж русла, що впливає на швидкість течії та витрату води. Найглибша частина поперечного перерізу річки зазвичай знаходиться там, де швидкість течії є найвищою, що характерно для ділянок з крутими схилами, ущелин, каньйонів та гірських районах. Як ширина, так і глибина річки можуть збільшуватися вниз за течією, оскільки витрата води іноді зростає за рахунок приток, що впадають у головну річку. Зі збільшенням витрати води змінюється і форма поперечного перерізу річки, щоб вмістити більший об'єм води, що призводить до збільшення розмірів річки як за глибиною, так і за шириною, як показано на рисунку 3.4 нижче.

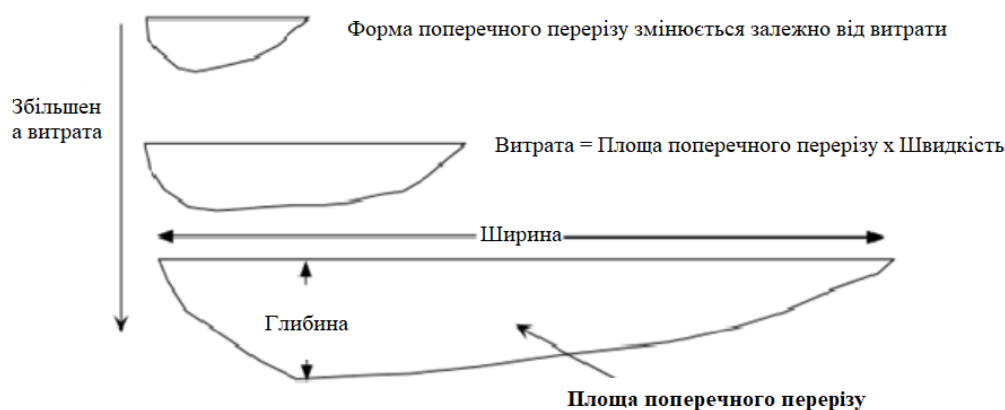


Рисунок 3.4 - Форма поперечного перерізу річки з позначенням довжини та ширини

Оскільки глибина річки є неоднорідною по її ширині, коректним методом розрахунку площі поперечного перерізу є поділ ширини річки на підсекції однакового розміру (не менше 30 см) та визначення глибини кожної підсекції. Площа поперечного перерізу річки для кожної підсекції розраховується шляхом множення ширини секції на її висоту (глибину), а загальна площа оцінюється шляхом підсумовування площ окремих смуг, як показано на рисунках 3.5 нижче.



Рисунок 3.5 - Модель підсекцій річки вздовж площі поперечного перерізу

На основі підсекцій річки, представлених на рисунку 3.5, середню площу поперечного перерізу річки (A) можна визначити за наступним рівнянням:

$$A = \left(\frac{h_{i-1} + h_i}{2} \right) (b_i - b_{i-1}) \quad (3.1)$$

де: h_i – глибина річки в i -й точці вимірювання; b_i – відстань i -ї точки вимірювання від умовного берегового відліку; i – індекс точки вимірювання, що змінюється від 1 до n (загальної кількості точок вимірювання).

У цьому випадку оцінена середня витрата води в річці (Q) визначається за наступним рівнянням:

$$Q = \left(\frac{U_{i-1} + U_i}{2} \right) \left(\frac{h_{i-1} + h_i}{2} (b_i - b_{i-1}) \right) \quad (3.2)$$

Більш точний розрахунок площі кожної поділеної смуги здійснюється шляхом її розбиття на прямокутні та трикутні форми залежно від профілю дна річки в межах цієї смуги. Потім визначаються окремі площі для кожної такої геометричної фігури.

При вимірюванні площі поперечного перерізу річки було виділено 21 смугу вздовж ширини річки, кожна шириною приблизно 0.3 м, що дає загальну ширину річки близько 6.3 м у даному місці вимірювання. Максимальна глибина річки в місці вимірювання становить 0.9 м по краях русла, тоді як мінімальна глибина становить близько 0.65 м у середній частині поперечного перерізу. Розраховані значення площі поперечного перерізу річки на основі підсекцій представлені на рисунку 3.6 та розраховані, як показано на цьому ж рисунку.

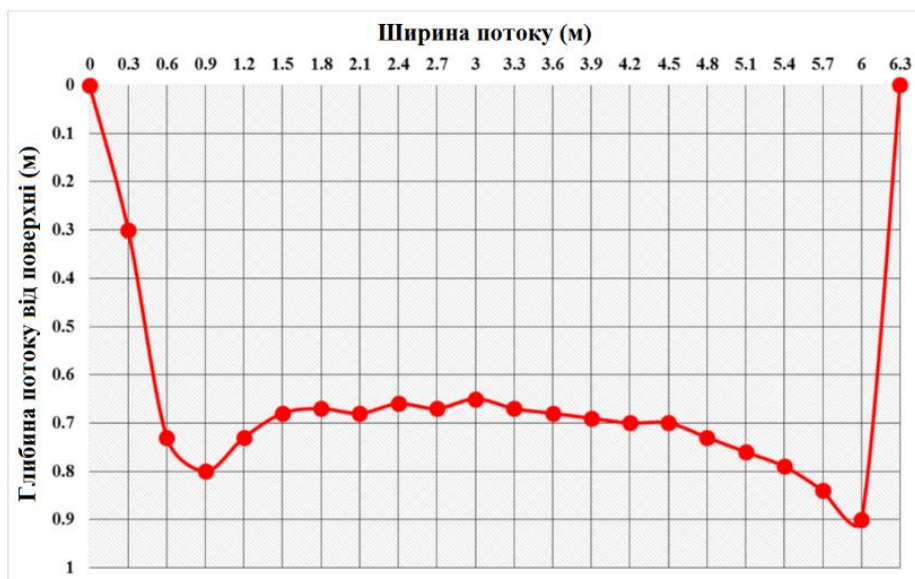


Рисунок 3.6 - Профіль глибини та підсекції ширини річки в місці вимірювання

Результати вимірювання площі поперечного перерізу річки за допомогою смуг або секцій показують, що в місці вимірювання річка має площу поперечного перерізу 4.09 м^2 . Це значення буде використано для розрахунку витрати води в річці, як показано нижче.

Отже, для визначення об'ємної витрати води (Q) в річці отримане значення середньої швидкості течії (U_m) множиться на площу поперечного перерізу (A), як показано в наступному рівнянні:

$$Q = A \times U \quad (3.3)$$

де: Q – витрата води в річці ($\text{м}^3/\text{с}$); A – площа поперечного перерізу річки (м^2); U_m – середня швидкість течії річки ($\text{м}/\text{с}$).

3.3 Результати вимірювання швидкості течії та витрати води

Для визначення потужності, яку можна отримати з наявного місцевого водного ресурсу, необхідно встановити значення витрати води (Q), на основі якого буде розрахована ця потужність. Для визначення значення витрати води Q необхідно спочатку визначити швидкість течії води (U_m) та площу поперечного перерізу річки (A). У цьому дослідженні було використано два методи вимірювання швидкості течії річки: поплавковий метод та метод гідрометричної вертушки. Обидва методи були застосовані та порівняні, а результати вимірювань для кожного методу наведені в наступних підрозділах.

3.3.1 Результати вимірювання швидкості течії поплавковим методом

Під час польових вимірювань швидкості течії річки поплавковим методом було здійснено щонайменше 10 замірів часу проходження плавучим об'єктом відстані близько 3 метрів по поверхні річки, і отримані значення були зафіксовані. Недоліком цього методу є складність точного визначення площі поперечного перерізу річки,

особливо якщо береги в місці вимірювання нерівномірні. Аналіз даних, отриманих поплавковим методом, показав середнє значення витрати води $0.92 \text{ м}^3/\text{с}$.

Було відзначено, що на точність цього методу впливають людський фактор, кількість проведених вимірювань, а також використаний метод розрахунку площі поперечного перерізу річки. Одним із способів зменшення похибки вимірювання є обчислення середнього значення щонайменше п'яти замірів, а також встановлення розумної відстані для проходження плавучим об'єктом від початкової до кінцевої точки, що становить не менше п'яти метрів.

Розраховані значення швидкості течії та витрати води за цим методом були верифіковані за допомогою попередньо визначеної водної споруди з відомим об'ємом (ширина, довжина та висота) з використанням відомих одиничних поділок шкали від нуля як початкової точки до одного метра як кінцевої точки. У цьому випадку плавучий об'єкт використовувався для визначення часу його проходження від початкової точки (нуль метрів) до кінцевої точки на відстані не менше 1 м, як показано на рисунку 3.7 нижче.

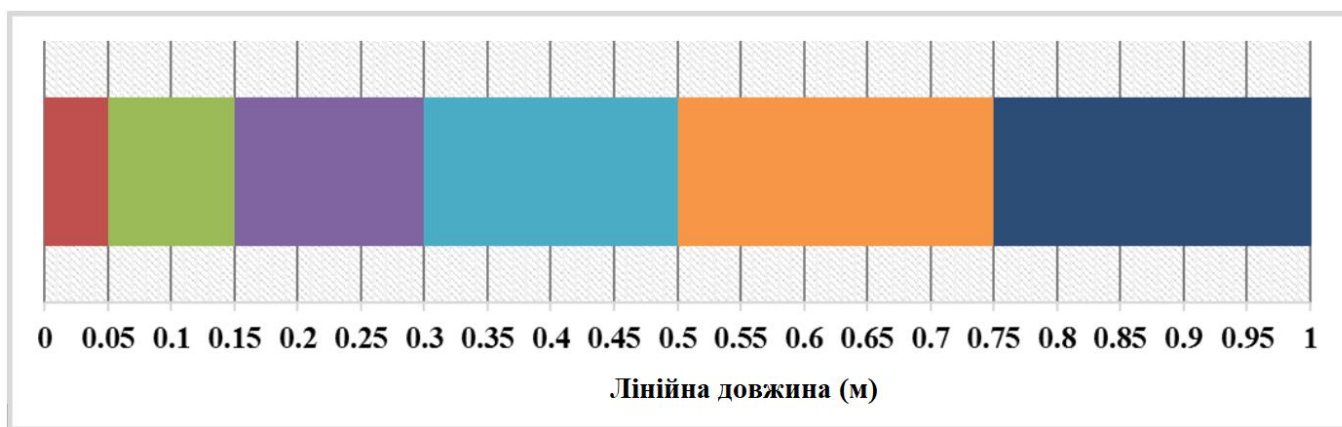


Рисунок 3.7 - Лінійна шкала для вимірювання відстані, пройденої плавучим об'єктом

Розміри водної споруди являють собою невеликий прямокутний канал висотою 0.4 м, шириною 0.6 м та довжиною 1 м з попередньо визначеною витратою води $69.4 \text{ літра/секунду}$, як показано на рисунку 3.8 нижче.

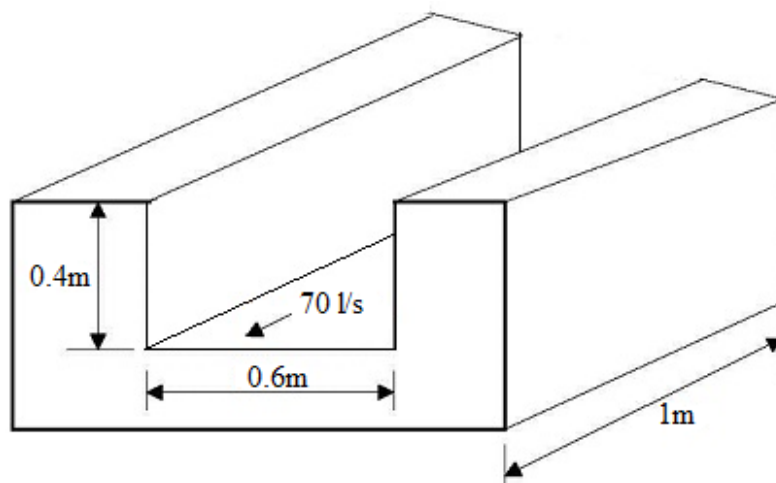


Рисунок 3.8 - Розміри попередньо визначеного проточного каналу

Для розрахунку об'ємної витрати води в каналі використовується наступна формула:

$$Q = U \times A \quad (3.4)$$

Перетворюючи формулу витрати, отримуємо вираз для швидкості течії:

$$U = A / Q$$

За заданих значень витрати $Q = 0.07 \text{ м}^3/\text{с}$ та площі поперечного перерізу $A = 0.24 \text{ м}^2$, швидкість течії води в каналі становить:

$$U = 0.24 \text{ м} / 0.07 \text{ м}^3/\text{с} \approx 0.29 \text{ м/с}$$

Отже, швидкість течії води через заданий канал складає приблизно 0.29 м/с .

Для випадку визначення часу проходження водою заданої відстані в 1 м : $t = UL$

де довжина $L = 1 \text{ м}$, а швидкість $U \approx 0.29 \text{ м/с}$. Таким чином, час проходження становить: $t = 0.29 \text{ м/с} \cdot 1 \text{ м} \approx 3.45 \text{ секунди}$

3.3.2 Результати вимірювання швидкості течії гідрометричною вертушкою

При вимірюванні швидкості течії річки методом гідрометричної вертушки було здійснено щонайменше двадцять (20) замірів значень швидкості на глибинах, що становлять 20%, 60% та 80% від загальної глибини річки. У цьому методі вимірювання використовувався гідрометричний вимірювач Georacks удосконалений

вимірювач потоку води моделі ZMFP126-S, який має діапазон вимірювання швидкості течії води від 0,05 м/с до 8,0 м/с та точність близько $\pm 7\%$.

Перед проведенням польових вимірювань гідрометрична вертушка була відкалібрована за допомогою попередньо визначеної трапецеїдальної структури з відомими значеннями швидкості течії та витрати води, використовуючи рівняння, отримане на основі рисунка 3.9 нижче.

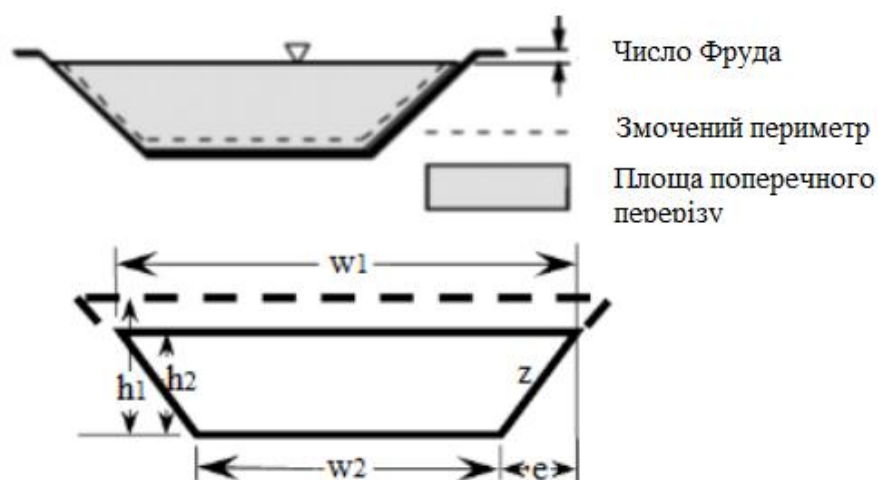


Рисунок 3.9 - Попередньо визначена структура для вимірювання швидкості течії

У цьому випадку площа поперечного перерізу (A) трапецеїдальної структури визначається за формулою

$$A = \frac{1}{2}(w_1 + w_2) \times h_2 \quad (3.5)$$

Примітка : $z = h_2 \sqrt{1 + e^2}$ і $w_1 = w_2 + 2e$

Розміри використаного трапецеїдального каналу

$w_1 = 0.9\text{ м}, h_2 = 0.4\text{ м}, w_2 = 0.4\text{ м}, e = 0.25\text{ м}$ та $z = 0.412\text{ м}$

Отже, на основі наведених вище значень, середня швидкість течії (v) визначається за формулою:

$$U = \frac{Q}{A} \quad (3.6)$$

де U – швидкість течії, Q – витрата води ($0.07 \text{ м}^3/\text{с}$), а A – площа поперечного перерізу (0.26 м^2).

3.3.3 Визначення витрати води

З результатів вимірювань та розрахунків, наведених у таблиці 3.2 нижче, видно, що метод вимірювання швидкості течії води у трьох точках з більшою кількістю поділок по ширині річки дає точніші результати для значення витрати річки порівняно з однією та двома точками вимірювання, а також поплавковим методом. За цим точнішим методом отримане значення витрати річки за результатами польових вимірювань становить $0.90 \text{ м}^3/\text{с}$, яке і буде використано в цьому дослідженні.

З результатів, наведених у таблиці 3.2 нижче, зазначено, що метод вимірювання витрати в одній точці дає на $+10\%$ менш точні результати, ніж метод вимірювання у трьох точках, а метод вимірювання у двох точках дає на -6.7% менш точні результати порівняно з методом вимірювання у трьох точках. У цьому випадку похибка для методів вимірювання швидкості/витрати в одній та двох точках порівняно з точнішим методом вимірювання у трьох точках знаходиться в межах $\pm 10\%$. Це також стосується простого методу вимірювання швидкості течії річки за допомогою плавучого об'єкта, який у цьому дослідженні дає лише на $+2\%$ менш точні результати швидкості течії, ніж метод вимірювання гідрометричною вертушкою у трьох точках, як показано в таблиці 3.2 нижче.

Крім того, витрату води на ділянці (Q) можна розрахувати, якщо відома площа водозбірного басейну місцевої річки разом з наявними даними про опади (середніми добовими або місячними значеннями). У цьому випадку водозбірний басейн – це територія, з якої дощові стоки надходять до річкової системи. Для розрахунку стоку

для гідроенергетичної схеми річки витрата води на ділянці (Q) визначається за наступним рівнянням:

$$Q_{\text{витрата води на ділянці}} = Sf \left[\frac{A_{\text{Площа ділянки}}}{A_{\text{Площа водозбору}}} \right] Q_{\text{Витрата водозбору}} \quad (3.7)$$

Площа водозбору · S коефіцієнт безпеки де згідно з наведеними даними: Q середня витрата води в річці на досліджуваній ділянці (0,9 м³/с); Q розрахункова витрата води з водозбірного басейну (23,5 м³/с); A = площа досліджуваної ділянки (37,500 м²); A площа водозбірного басейну (112,500 м²); Sf (0.115).

Підставляючи ці значення у формулу, можна перевірити узгодженість розрахункової витрати на ділянці з фактично виміряною:

$$Q_{\text{Площа ділянки}} = 23,5 \text{ м}^3/\text{с} \cdot 112,500 \text{ м}^2 / 237,500 \text{ м}^2 \cdot 0,115 \approx 0,90 \text{ м}^3/\text{с}$$

Отримане розрахункове значення витрати на ділянці (0,90 м³/с) добре узгоджується з фактично виміряним значенням (0,9 м³/с), що підтверджує адекватність використаного підходу.

Таблиця 3.2 - Виміряні значення швидкості течії та витрати води в річці

секції	Площа перерізу (м²)	Швидкість на 0.2h (м/с)	Швидкість на 0.6h (м/с)	Швидкість на 0.8h (м/с)	Середня швидкість (1 точка, м/с)	Середня швидкість (2 точки, м/с)	Середня швидкість (3 точки, м/с)	Витрата (1 точка, м³/с)	Витрата (2 точки, м³/с)	Витрата (3 точки, м³/с)
1	—	—	0.14	0.14	—	0.14	—	—	0.05	0.01
2	0.11	0.14	0.22	0.22	0.22	0.13	0.17	0.15	0.03	0.02
3	0.20	0.14	0.16	0.16	0.16	0.15	0.17	0.23	0.04	0.04
4	0.24	0.19	0.46	0.46	0.46	0.22	0.34	0.23	0.11	0.05
5	0.21	0.23	0.27	0.27	0.27	0.22	0.25	0.21	0.06	0.05
6	0.25	0.21	0.22	0.22	0.22	0.22	0.23	0.20	0.04	0.05
7	0.23	0.25	0.18	0.18	0.18	0.22	0.21	0.20	0.04	0.05
8	0.23	0.33	0.24	0.24	0.24	0.28	0.26	0.20	0.05	0.06

Продовження таблиці 3.2

9	0.14	0.23	0.23	0.23	0.23	0.19	0.21	0.20	0.05	0.04
10	0.22	0.32	0.30	0.30	0.30	0.27	0.29	0.20	0.06	0.05
11	0.27	0.22	0.28	0.28	0.28	0.25	0.26	0.20	0.06	0.05
12	0.31	0.23	0.26	0.26	0.26	0.27	0.27	0.20	0.05	0.05
13	0.21	0.27	0.26	0.26	0.26	0.24	0.25	0.21	0.05	0.05
14	0.24	0.28	0.29	0.29	0.29	0.26	0.28	0.21	0.06	0.05
15	0.25	0.23	0.29	0.29	0.29	0.24	0.27	0.22	0.06	0.05
16	0.18	0.27	0.16	0.16	0.16	0.23	0.19	0.23	0.04	0.05
17	0.18	0.16	0.22	0.22	0.22	0.17	0.20	0.23	0.05	0.04
18	0.18	0.18	0.23	0.23	0.23	0.18	0.21	0.24	0.06	0.04
19	0.20	0.17	0.25	0.25	0.25	0.19	0.22	0.26	0.07	0.05
20	—	—	0.09	0.09	—	0.09	—	—	0.22	0.02

Загальна витрата ($\text{м}^3/\text{с}$):

- За методом 1 точки: 0.99
- За методом 2 точок: 0.84
- За методом 3 точок: 0.90

3.3.4 Визначення кривої тривалості витрати води

Під час польових досліджень та аналізу даних було опрацьовано загалом 8280 значень рівня води в річці, зареєстрованих з січня 1985 року по грудень 2025 року, які є останніми доступними даними для басейну річки. Виміряне значення об'ємної витрати виявилося близьким до середньої витрати $Q_{\text{середнє}} 0.95 \text{ м}^3/\text{с}$, розрахованої на основі історичних даних про витрату річки. Виміряне значення об'ємної витрати також знаходиться в типовому діапазоні витрат для малих річок, тобто між $Q 30\%$ та $Q 40\%$ на кривій тривалості витрати (FDC). На основі розрахованих значень витрати річки $Q_{\text{середнє}}$ для річки становить близько $Q 39,3\%$, що є типовою об'ємною витратою для малих річок, як показано в таблиці 3.4 та таблиці 3.5 нижче.

Таблиця 3.4 - Відсоток перевищення витрати води

% часу перевищення	Витрата води [м³/с]
8 %	2,3
17 %	1,59
25 %	1,22
33 %	1,02
42 %	0,92
50 %	0,86
58 %	0,79
67 %	0,74
75 %	0,69
83 %	0,65
92 %	0,62
100 %	0,60

Таблиця 3.5 - Стандартизоване перевищення витрати води

Позначення (Qx)	Відсоток часу перевищення, %	Витрата води, Q [м³/с]
Q10	10 %	2,14
Q20	20 %	1,45
Q30	30 %	1,10
Q40	40 %	0,94
Q50	50 %	0,86
Q60	60 %	0,78
Q70	70 %	0,72
Q75	75 %	0,69
Q80	80 %	0,67
Q90	90 %	0,63
Q95	95 %	0,61
Q100	100 %	0,60
Q середнє	39,3 %	0,95

З аналізу (як показано в таблиці 3.4 або таблиці 3.5 вище) результати свідчать, що витрата річки приблизно $0.60 \text{ м}^3/\text{с}$ має 100 % ймовірність перевищення, тоді як витрата близько $2.14 \text{ м}^3/\text{с}$ має 10 % ймовірність перевищення. Також з розрахунків видно, що витрата приблизно $0,86 \text{ м}^3/\text{с}$ має 50 % ймовірність перевищення, а витрата $0,63 \text{ м}^3/\text{с}$ – 90 % ймовірність перевищення. З огляду на ці значення, а також на характер руслових гідроелектростанцій, розрахункове значення витрати для турбіни, яке буде враховано в цьому дослідженні, має перевищуватися 95% часу протягом року (Q 95 %). Додатково до цього, необхідно врахувати екологічний стік як залишковий потік води, який слід прийняти за характеристичне значення мінімальної витрати річки. Значення Q 95 % з кривої тривалості витрати (FDC) є об'ємом витрати річки, який буде доступний для виробництва гідроелектроенергії протягом усього року, оскільки в цьому проєктному рішенні не передбачено водосховища, а буде встановлено лише невеликий басейн (греблю). Під час польових робіт та вимірювань на ділянці 2025 року витрата річки становила $0,90 \text{ м}^3/\text{с}$, що відповідає приблизно 44,7% часу перевищення, як показано на рисунку 3.10 нижче.

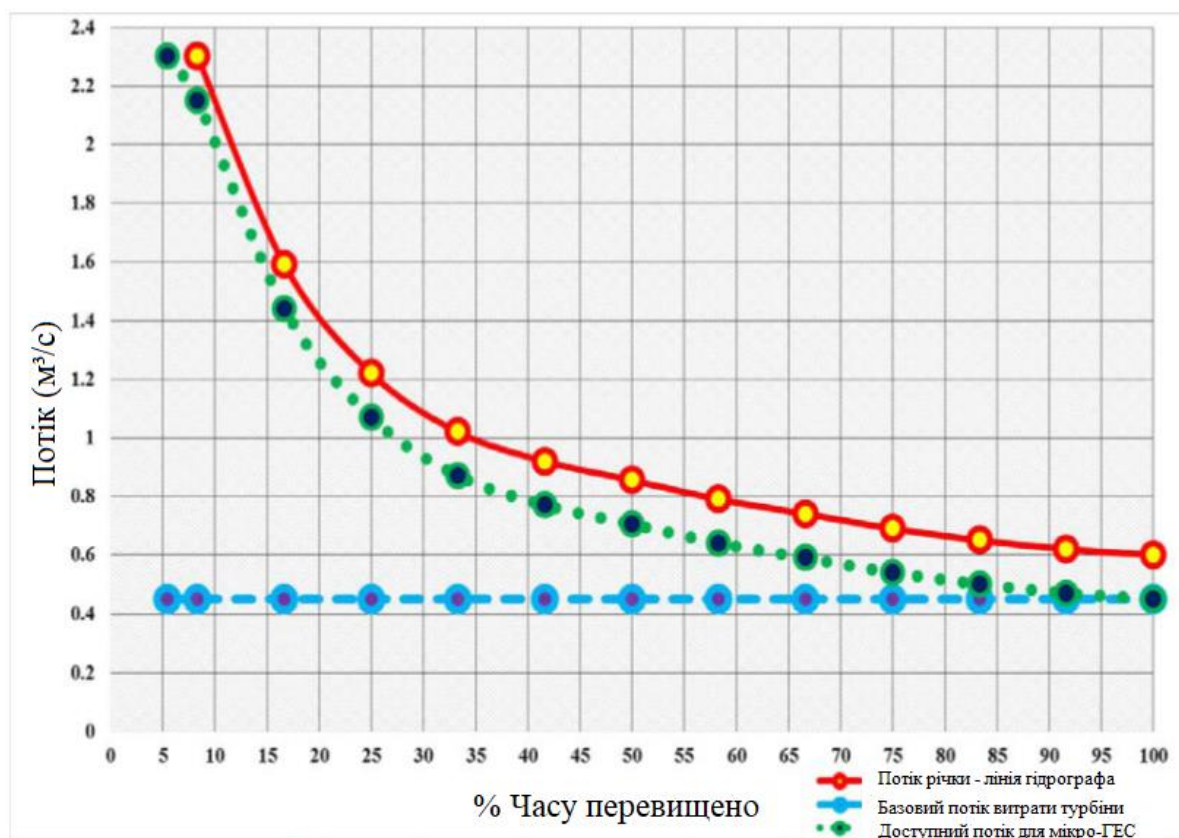


Рисунок 3.10 - Крива тривалості витрати річки

З рисунка 3.10 вище видно, що найнижча витрата, яка перевищується протягом 10 % часу, становить 2,14 м³/с, середня витрата (50 % часу) – 0,86 м³/с, а висока витрата (95 % часу) – 0,61 м³/с. Крім того, витрата, яка перевищується протягом 100 % часу, становить 0,60 м³/с, що є мінімальною доступною об'ємною витратою річки протягом року. Для визначення розрахункової витрати та оцінки енергії для мікрогідротурбінної системи з даними про витрату річки за понад 10 років, як у випадку з річкою, її крива тривалості витрати (FDC) має будуватися на основі значень витрати, які перевищуються понад 90 % часу.

3.4 Визначення витрати води для оцінки гідроенергетичного потенціалу

На основі кривої об'ємної витрати річки, побудованої з використанням історичних даних та з урахуванням екологічного стоку в розмірі 0.15 м³/с як мінімального значення, було отримано криву тривалості витрати з урахуванням проектної витрати турбіни, яка представлена в таблицях 3.6 та 3.7 нижче, а відповідна крива тривалості витрати зображена на рисунку 3.11.

Таблиця 3.6 - Доступна витрата води для мікрогідротурбіни

Відсоток часу перевищення (%)	Доступна витрата для гідроенергетики [м ³ /с]
5 %	2,30
8 %	2,15
17 %	1,44
25 %	1,07
33 %	0,87
42 %	0,77
50 %	0,71
58 %	0,64
67 %	0,59
75 %	0,54
83 %	0,50
92 %	0,47
100 %	0,45

Таблиця 3.7 - Стандартизована розрахункова витрата для мікрогідротурбіни

Позначення % часу перевищення	Витрата води [м³/с]
Q10	1,99
Q20	1,30
Q30	0,95
Q40	0,79
Q50	0,66
Q60	0,63
Q70	0,57
Q75	0,54
Q80	0,52
Q90	0,48
Q95	0,46
Q100	0,45
Q середнє (Q41%)	0,78

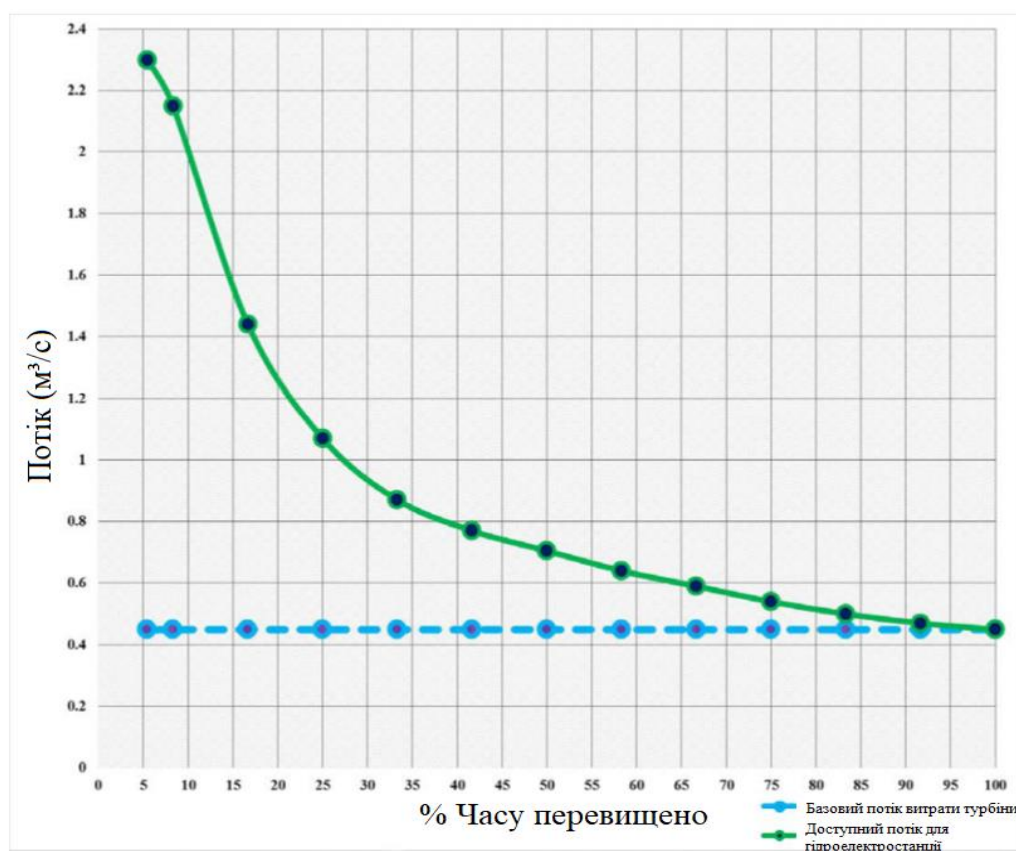


Рисунок 3.11 - Крива тривалості розрахункової витрати для мікрогідротурбіни

З рисунка 3.11 вище видно, що доступна витрата річки для розвитку гідроенергетики при $Q 95 \%$ становить $0,46 \text{ м}^3/\text{с}$, а середня витрата ($Q_{\text{середнє}}$) відповідає витраті при $Q 41 \%$, що становить $0,78 \text{ м}^3/\text{с}$. З літературних джерел та відповідно до графіків кривих тривалості витрати, середня витрата для типових малих річок повинна знаходитися в діапазоні між $Q 30$ та $Q 40$. Значення $Q_{\text{середнє}}$ дещо перевищує значення $Q 40$ через те, що річка, яка досліджується, має дещо вищий базовий потік, що задовольняє умову $Q 95 / Q_{\text{середнє}} 0,4$. Тому значення, прийняте за базову розрахункову витрату, становить $0,45 \text{ м}^3/\text{с}$ при $Q 100 \%$, що вказує на високе значення базового потоку для мікрогідроенергетичної системи такого розміру, як на річці.

3.5 Оцінка енергетичного потенціалу

Дані щодо енергетичного ресурсу для гідроелектростанції були зібрані на основі об'єму води, доступного з місцевого річкового потоку. Для оцінки доступної енергії для гідротурбіни було виміряно та визначено об'ємну витрату води в річці.

Зважаючи на те, що мікрогідроелектростанція працюватиме 24 години на добу, забезпечуючи постійну потужність, але через характер графіка навантаження спостерігаються дві фази попиту на електроенергію: фаза високого попиту (пікові години) та фаза низького попиту (непікові години). У зв'язку з цим мікрогідроелектростанція повинна працювати з певною потужністю, щоб задовольнити весь попит на електроенергію. Коефіцієнт використання встановленої потужності станції залежить від багатьох факторів, але найбільш значущим показником є кількість гідроенергії, виробленої за рік, яка залежить від доступної витрати води. Цей аспект буде проаналізовано в наступних підрозділах.

Потенціал мікрогідроелектростанції

Першочерговим розглядом є автономна/острівна схема, де оцінка енергетичних ресурсів перед дослідженням енергетичного потенціалу є необхідною для того, щоб встановлена потужність була достатньою для задоволення місцевого попиту на електроенергію, а також враховувалося зростання попиту на електроенергію на

наступні 5-10 років. Розрахункова витрата для цього випадку повинна мати вищу надійність через свій автономний характер, тому для цієї ситуації значення встановленої витрати було прийнято таким, що відповідає Q 100 % з урахуванням залишкового потоку на гідрографі та кривій тривалості витрати, що становить $0,45 \text{ м}^3/\text{с}$ і є мінімальною доступною витратою води в річці протягом року після врахування екологічного стоку. При визначенні вихідної електричної потужності необхідно знати коефіцієнт корисної дії (ККД) турбіна-генераторної установки. Загальний ККД мікрогідроенергетичної системи коливається від 60 % до 80 %, включаючи всі елементи системи від водозабору до будівлі ГЕС. Щодо потенціалу мікрогідроелектростанції, механічна потужність/потужність турбіни, яка передається на вал генератора, є нелінійною функцією витрати Q та напору H і виражається наступним співвідношенням:

$P_{MHP}(t) = f(QH)$ що дає наступне рівняння:

$$P_{MHP(t)} = gQH\eta_{\text{турбіни}} \text{ turbine (кВт)} \quad (3.8)$$

$$P_{MHP(t)} = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \cdot \eta_{\text{турбіни}}$$

де: $P_{MHP(t)}$ – механічна потужність мікрогідротурбіни (потужність турбіни), Вт;

ρ – густина води (приблизно 1000 кг/м^3); g – прискорення вільного падіння ($9,81 \text{ м/с}^2$); Q – витрата води на ділянці ($\text{м}^3/\text{с}$); H – ефективний напір (м); $\eta_{\text{турбіни}}$ – коефіцієнт корисної дії турбіни.

Примітка: Механічна потужність $P_{MHP}(t)$ пов'язана з потужністю генератора $P_{MHP}(g)$ наступним чином:

$$P_{MGEC(z)} = P_{MGEC(T)} \times \eta_{\text{генератор}} \quad (3.8)$$

Отже, на основі наведених вище рівнянь та значень, отриманих на ділянці, результати визначення потенційних значень потужності та енергії за кожен місяць року наведено в таблиці 3.8 нижче.

Таблиця 3.8 - Гідроенергетичний потенціал

№ з/п	Місяць	Проектна витрата води [м³/с]	Потенціал гідропотужності [кВт]	Потенціал гідроенергії [кВт·год]
1	Січень	0,45	75,5 ^a	56, 172 ^d
2	Лютий	0,45	75,5	50, 736
3	Березень	0,45	75,5	56, 172
4	Квітень	0,45	75,5	54, 360
5	Травень	0,45	75,5	56, 172
6	Червень	0,45	75,5	54, 360
7	Липень	0,45	75,5	56, 172
8	Серпень	0,45	75,5	56, 172
9	Вересень	0,45	75,5	54,360
10	Жовтень	0,45	75,5	56, 172
11	Листопад	0,45	75,5	54, 360
12	Грудень	0,45	75,5	56, 172
	Середнє	0,45	75,5	55, 115

$$d = a \times b \times c \quad b = 24 \text{ години/добу} \quad c = 31 \text{ день/місяць}$$

Погодинний графік споживання електроенергії з таблиці 3.8 вище був представлений для 24-годинного періоду типового дня, щоб охарактеризувати його загальну закономірність, тенденцію, а також виділити деякі загальні особливості використання електроенергії протягом дня. Через низький попит на енергію в деякі години доби частина виробленої мікрогідроелектростанцією енергії не споживатиметься. Про це свідчить середньодобовий надлишок енергії, який еквівалентний 690,19 кВт·год/день. Ця кількість надлишкової добової енергії є значною і становить близько 38,09 % середньодобового попиту на енергію, і може бути використана для інших корисних потреб в енергії в місцевому районі, як показано на рисунку 3.12 нижче.

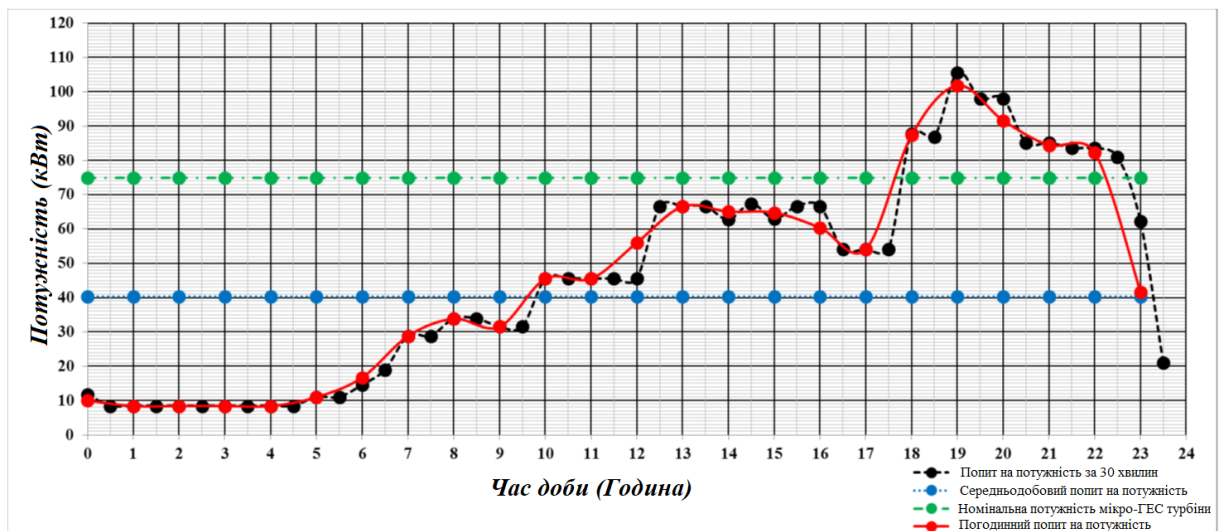


Рисунок 3.12 - Добовий графік енергопостачання та енергоспоживання місцевої громади (Район дослідження)

Слід зазначити, що електрична потужність мікрогідротурбінної установки залежить від об'єму води, що надходить до турбіни через водопровідну трубу (дериваційний трубопровід). Таким чином, зміни витрати води, що надходить до турбіни, навмисно через зміну положення запірного клапана, призведуть до змін вихідної потужності турбіна-генераторної установки, що, своєю чергою, вплине на ефективність системи. Вплив витрати води та енергетичного потенціалу на ефективність системи був вивчений з метою оцінки стабільності енергопостачання при забезпеченні необхідного навантаження. Результати показують, що значення потужності 40 кВт та 75 кВт можуть бути використані як потужність для низького та високого попиту відповідно. Оскільки вироблена потужність перевищує 50 % номінальної ефективності системи, що є мінімальною рекомендованою робочою ефективністю для технологій мікрогідротурбін.

З результатів, представлених на рисунку 3.12 вище, також було змодельовано потенціал генератора потужністю 40 кВт (середнє значення 40.26 кВт) на основі наявного мінімального попиту на електроенергію в нічні та ранкові години, коли попит навантаження є дуже низьким. При роботі турбіни в цьому діапазоні вихідної потужності ефективність системи знижується на 53.3% від номінальних значень, а витрата води також зменшується до 0.24 м³/с. Ці значення є мінімально

рекомендованими для стабільної роботи системи. З іншого боку, під час збільшення попиту на навантаження необхідно збільшити енергопостачання, і в цьому випадку виробляється максимальна вихідна потужність генератора близько 75.05 кВт, що є номінальним значенням потужності для турбінної установки. З рисунка 3.13 нижче видно, що номінальна витрата води для мікрогідроенергетичної системи становить 0,45 м³/с, а ефективність системи – 68,4 % (72 % для турбіни x 95 % для генератора). Однак у години низького попиту номінальна потужність турбіна-генераторної установки знижується до 40,26 кВт. У цьому випадку 46,67 % номінальної витрати води повертається назад у річку і не використовується під час фази низького попиту. Це збільшить екологічний стік у річці, але також доступна обхідна вода ідеально підходить для насосної акумулюючої гідроелектростанції та інших застосувань, таких як зрошення або виробництво водню, як показано на рисунку 3.13 нижче.

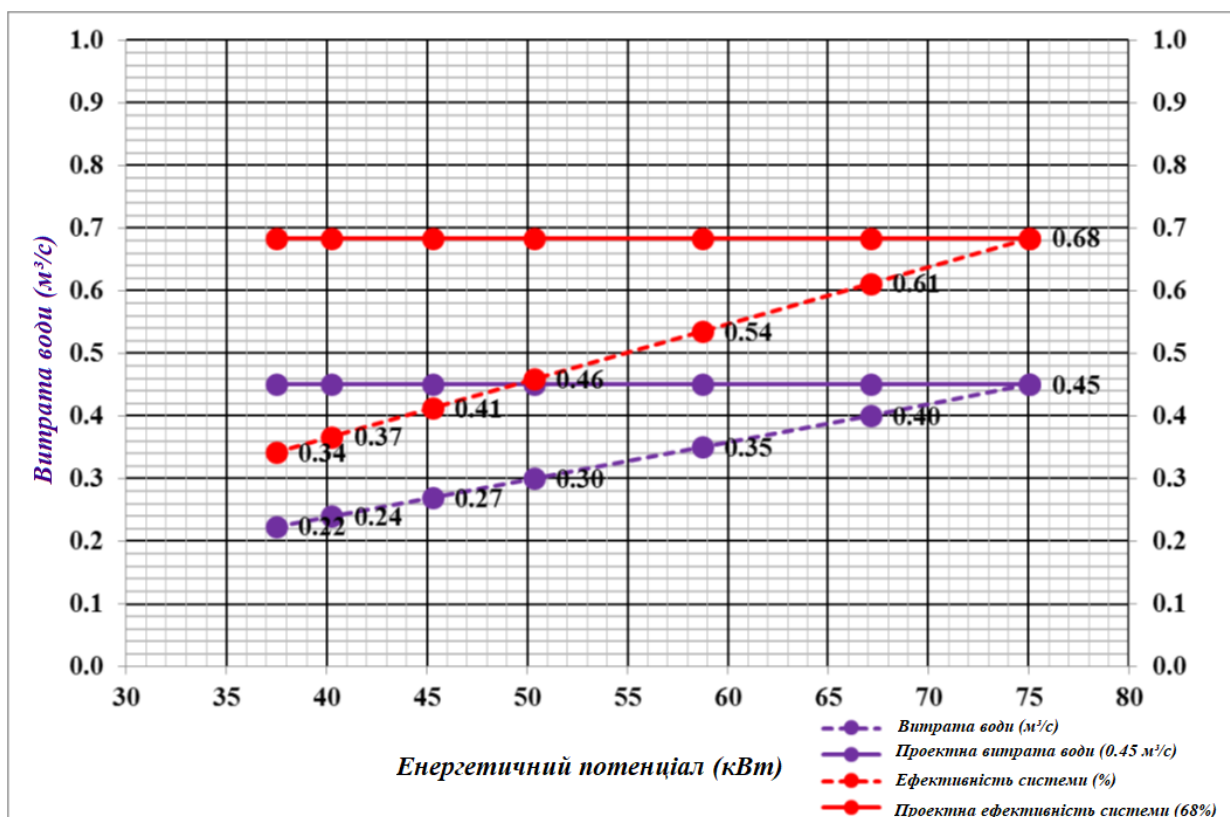


Рисунок 3.13 - Енергетичний потенціал у залежності від витрати води та ефективності системи

3.6 Висновок до розділу

На основі наявного річкового потоку та з урахуванням проєкту гідроенергетичної системи, витрата води, що використовуватиметься мікрогідротурбіною, визначається об'ємом води, доступним протягом усього року, тобто при Q_{100} , що становить $0,6 \text{ м}^3/\text{с}$. З урахуванням екологічного стоку в розмірі $0,15 \text{ м}^3/\text{с}$, розрахункова витрата для турбіни становить $0,45 \text{ м}^3/\text{с}$. Використовуючи дані про витрату річки з гідрологічного дослідження та криву тривалості витрати, об'єм води, що подається до мікрогідротурбіни, становить $0,45 \text{ м}^3/\text{с}$, виходячи з мінімальної доступної витрати річки, оскільки водосховище не передбачено. З іншого боку, під час польових робіт також проводилися вимірювання інших параметрів ділянки, включаючи напір, тобто різницю висот між водозабірною камерою та будівлею ГЕС, який склав 25 м. Використовуючи ці два виміряні на ділянці значення витрати води (Q) та напору (H), середній потенціал потужності та енергії мікрогідротурбіни був оцінений у 75,5 кВт з добовим потенціалом енергії 1,812 кВт·год/день.

4. БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1 Заходи з охорони праці під час експлуатації електроустановок на малій гідроелектростанції (МГЕС).

Під час проведення перевірки та випробування системи обліку електроенергії існує ризик ураження працівника електричним струмом у разі дотику до струмопровідних елементів.

Розглянуто типові варіанти потрапляння людини під дію електричного струму в трифазній електромережі з номінальною напругою 0,4 кВ:

А) Проходження струму через тіло людини у випадку її дотику до фазного проводу (див. рис. 4.1, а):

$$I_{\text{Л}} = \frac{U_{\text{Ф}}}{R_{\text{Р}} + R_{\text{Л}}} \quad (4.1)$$

де $R_{\text{Р}}$ — максимально допустиме значення опору нейтралі джерела електроживлення, приймається $R_{\text{Р}} = 0,4 \text{ Ом}$;

$R_{\text{Л}}$ — електричний опір тіла людини, орієнтовно $R_{\text{Л}} \approx 1500 \text{ Ом}$; оскільки $R_{\text{Л}}$ значно перевищує $R_{\text{Р}}$, то опором $R_{\text{Р}}$ у розрахунках можна знехтувати;

$U_{\text{Ф}}$ — фазна напруга в електричній мережі, В.

$$U_{\text{Ф}} = \frac{U_{\text{Л}}}{\sqrt{3}} \quad (4.2)$$

де $U_{\text{Л}}$ — лінійна напруга в електромережі, що становить $U_{\text{Л}} = 380 \text{ В}$.

$$U_{\text{Ф}} = \frac{380}{\sqrt{3}} \approx 220 \text{ В}; \quad I_{\text{Л}} = \frac{220}{1500} = 0,125 \text{ А} \quad (4.3)$$

Б) Протікання електричного струму через тіло людини у випадку одночасного контакту з фазним і нульовим провідниками:

$$I_{\text{Л}} = \frac{U_{\Phi}}{R_{\text{Л}}} = \frac{220}{1500} = 0,146 \text{ A} \quad (4.4)$$

В) Протікання електричного струму через тіло людини в разі одночасного дотику до двох фаз мережі

$$I_{\text{Л}} = \frac{U_{\text{Л}}}{R_{\text{Л}}} = \frac{380}{1500} = 0,25 \text{ A} \quad (4.5)$$

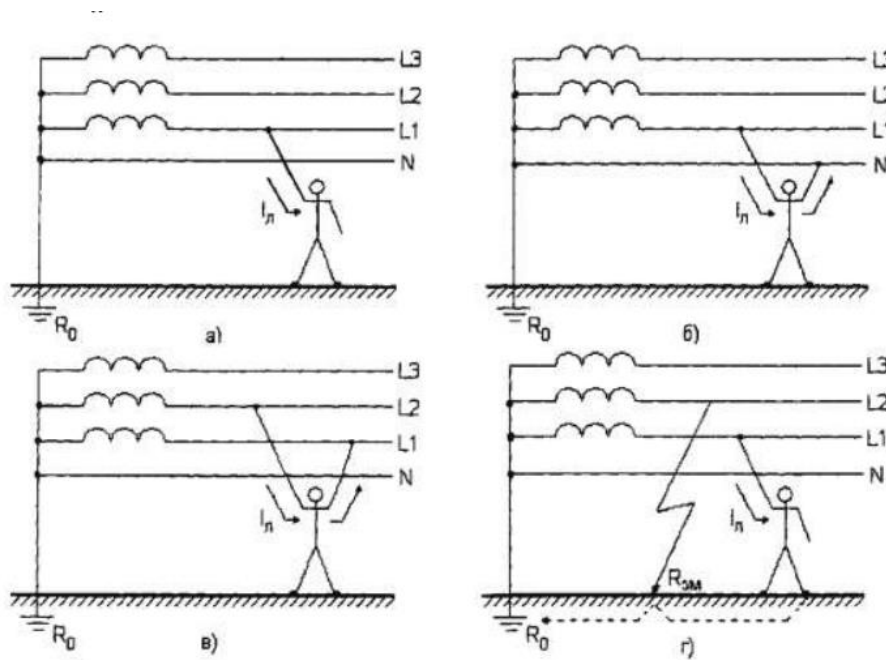


Рисунок 4.1 – Схеми дотику людини до струмопровідних частин.

Г) У разі аварійного режиму, коли одна з фаз електромережі замкнена на землю через відносно невеликий опір $R_{\text{ЗМ}}$, струм, що проходить через тіло людини під час дотику до фазного проводу, визначається за наступною формулою (в амперах):

$$I_{\text{Л}} = \frac{U_{\text{Д}}}{R_{\text{Л}} + R_{\text{ЗМ}}} \approx \frac{\frac{2}{3} \cdot U_{\text{Л}}}{R_{\text{Л}} + R_{\text{ЗМ}}} = \frac{\frac{2}{3} \cdot 380}{1500 + 100} = 0,158 \text{ A} \quad (4.6)$$

де $R_{\text{ЗМ}}$ — опір замикання провідника на землю; у подальших розрахунках приймаємо $R_{\text{ЗМ}} = 100 \text{ Ом}$.

$$I_{\text{л}} = \frac{\frac{2 \cdot 380}{3}}{1500} = 0,168 \text{ А} \quad (4.7)$$

За результатами проведених розрахунків встановлено, що струми, які проходять через тіло людини, перевищують гранично допустимі величини.

Захисні заходи під час штатної роботи електроустановок МГЕС:

А) Ізоляція струмопровідних елементів

Електричні апарати, вторинні кола та силова проводка на напругу 0,4 кВ підлягають таким випробуванням:

- вимірювання опору ізоляції;
- перевірка ізоляції підвищеною напругою промислової частоти.

Випробування виконують згідно з вимогами, наведеними в табл. 4.1, при цьому тривалість дії нормованої випробувальної напруги становить 1 хв.

Таблиця 4.1 — Нормативні значення випробувальної напруги ізоляції

Об'єкт випробовування	Напруга мегаомметра кВ	Опір ізоляції МОм	Напруга випробовування кВ
Силова та освітлювальна електропроводка	2	0,5	1
Розподільні пристрої, щити	0,5-1,0	0,5	1

Б) Обмеження доступу до струмопровідних частин

Недоступність струмопровідних елементів досягається шляхом встановлення електротехнічного обладнання та провідних частин у спеціалізованих шафах із повним закриттям з усіх боків. Додатково застосовуються захисні огорожі або обладнання монтується на висоті, що унеможливило б доступ без використання спеціальних засобів.

Розподільні щити монтуються у виділених приміщеннях або закритих шафах, які не мають відкритих струмопровідних частин на фронтальній стороні та обладнані механізмами блокування.

Під час експлуатації електроустановок використовуються такі засоби ідентифікації та попередження:

- маркування електрообладнання — наноситься на корпуси пристроїв і дверцята, що забезпечують доступ до внутрішніх елементів; маркування провідників здійснюється відповідно до діючих електросхем;
- використання попереджувальних знаків, зокрема знаку «Обережно! Електрична напруга» — розміщується на дверях ввідно-розподільчих пристроїв та шаф типу ШВР;
- визначене розташування і кольорове маркування неізолюваних струмопровідних частин — задля візуальної ідентифікації зон підвищеної небезпеки.
- використання світлової сигналізації, що інформує про увімкнення або вимкнення шафи типу ШВР;

Кольорова гама фарбування та схема розташування шин у шафі ШВР наведені у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 — Кольори фарбування та порядок розміщення шин у шафі ШВР

Шина	Колір фарбування шини	Розміщення шини		
		При розміщенні шини		В відгалуженнях
		вертикально	Горизонтально при нахилі в трикутник	
Фаза L1	жовтий	Верхня	Найбільш віддалена	Ліва
Фаза L2	Зелений	Середня	Середня	Сереня
Фаза L3	Червоний	Нижня	Ближня	Права
Нульова робоча	Блакитний	—	—	—
Нульова захисна	Повздовжні полоси	—	—	—

В) Застосування засобів електрозахисту під час експлуатації електроустановок напругою 0,4 кВ

Перелік основних засобів електрозахисту наведено у таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 — Засоби електрозахисту при експлуатації електроустановок напругою 0,4 кВ

Засоби захисту	Тип	Кількість
Електровимірювальні кліщі	Ц – 91	1 шт.
Показчики напруги	УНН –04	2 шт.
Слюсарно-монтажний інструмент з ізолювальним руків'ям		1 комплект
Діелектричні рукавички		2 пари
Діелектричні калоші		2 пари
Ізолюючі підставки		2 шт.
Переносні заземлення	ЗПГ – 1	2 шт.
Плакати безпеки		1 комплект

Г) Пожежна безпека

Пожежі в електроустановках здебільшого виникають через наявність великого різноманіття горючих речовин та матеріалів, які характеризуються широким спектром показників пожежної та вибухової небезпеки. До таких речовин належать:

- водень, що використовується для охолодження турбогенераторів;
- паливні матеріали на електростанціях (зокрема природний газ, мазут, дизельне паливо);
- гідравлічні та трансформаторні оливи;
- мастила;
- ізоляційні матеріали електричних машин і кабелів;
- конструкційні пластмасові матеріали.

Основними причинами виникнення пожеж під час експлуатації електроустановок є:

- короткі замикання;
- перевантаження електричних мереж;
- утворення значних місцевих перехідних опорів;

- електричне іскріння та дугові розряди;
- недотримання правил експлуатації електрообладнання.

Для запобігання виникненню пожеж застосовують такі профілактичні заходи:

- правильний підбір та розрахунок захисних апаратів;
- використання у приміщеннях усіх класів кабелів і проводів з ізоляцією та оболонкою з негорючих матеріалів;
- регулярна перевірка стану контактних з'єднань;
- застосування комутаційних пристроїв закритого типу для мінімізації іскріння;
- обмеження розповсюдження пожежі шляхом впровадження загальних та локальних протипожежних бар'єрів, а також раціонального планування приміщень;
- забезпечення постійної готовності засобів пожежогасіння.

Для гасіння пожеж електрообладнання використовують такі засоби:

- ручні вогнегасники типів ВВК-2 та ВВК-5, які призначені для ліквідації малих пожеж усіх видів;
- вуглекисотно-брометилові вогнегасники типу ОУБ-7, ефективні для гасіння електроустановок під напругою;
- системи пожежного водопостачання приміщень;
- сухий пісок як засіб для локального гасіння пожеж на електроустановках.

4.2 Основні принципи та методи захисту персоналу і території МГЕС у разі виникнення надзвичайної ситуації

Захист працівників та території малих гідроелектростанцій (МГЕС) від надзвичайних ситуацій (НС) здійснюється на основі визначених принципів, які забезпечують максимальну ефективність заходів безпеки:

- пріоритетність завдань, спрямованих на охорону життя та здоров'я людей, а також збереження навколишнього середовища;

- обов'язковість попереднього планування і реалізації заходів захисту з урахуванням економічних, природних та інших регіональних особливостей, а також ймовірності виникнення надзвичайної ситуації;
- комплексне застосування різних способів і засобів захисту з наданням переваги раціональним та доцільним методам;
- забезпечення вільного доступу працівників до інформації про методи захисту від НС;
- особиста відповідальність керівників органів цивільного захисту (ЦЗ) за неухильне дотримання правил поведінки та дій у разі надзвичайних ситуацій.

Основні способи захисту працівників від шкідливих факторів, які виникають у НС у мирний та воєнний час:

А) Укриття у захисних спорудах.

Суть цього способу полягає у своєчасному розміщенні людей у спеціалізованих інженерних спорудах, які можуть ефективно захищати від впливу вражаючих факторів або значно ослаблювати їх дію. Для цього протягом тривалого періоду здійснюється:

- будівництво сховищ паралельно з основними об'єктами МГЕС;
- спорудження окремих протирадіаційних укриттів;
- використання природних порожнин та гірничих виробок;
- зведення тимчасових сховищ і укриттів у період загрози виникнення НС із максимально скороченими термінами (3–6 діб).

Б) Евакуаційні заходи.

Цей спосіб полягає у своєчасному виведенні працівників із зон потенційного ураження або катастрофічного затоплення (зараження) у безпечні райони до початку виникнення надзвичайної ситуації (в період загрози). Евакуація може бути тимчасовою або постійною, залежно від характеру та тривалості загрози.

Загальна евакуація

Загальна евакуація здійснюється для всіх категорій працівників і планується на випадок воєнних дій, можливого радіоактивного забруднення територій, загрози катастрофічного затоплення місцевості через прорив дамб із прогнозованим часом

прибуття хвилі до 4 годин, а також у разі лісових і торф'яних пожеж та інших надзвичайних явищ з тяжкими наслідками, які можуть загрожувати населеним пунктам.

В) Радіаційний та хімічний захист

Цей вид захисту включає комплекс заходів з виявлення і оцінки рівня радіаційної та хімічної загрози, організацію та проведення дозиметричного та хімічного контролю. Розробляються та впроваджуються типові режими радіаційного захисту, забезпечується оснащення працівників засобами індивідуального і колективного захисту з необхідними технічними характеристиками. Також організовується проведення спеціальної обробки з метою зниження впливу небезпечних факторів.

Г) Медичний захист

Медичний захист спрямований на попередження або зменшення ступеня ураження людей шляхом своєчасного застосування необхідних медичних препаратів, надання медичної допомоги постраждалим, їх лікування та психологічної реабілітації. Крім того, здійснюється контроль за станом довкілля, а також за санітарно-гігієнічним і епідемічним станом на об'єктах.

Д) Біологічний захист

Біологічний захист працівників передбачає своєчасне виявлення факторів, масштабів та наслідків біологічного зараження, а також проведення комплексу адміністративних, господарських, режимних і спеціальних протиепідемічних та медичних заходів. До заходів належать:

- застосування колективних та індивідуальних засобів захисту;
- введення карантинних і обсерваційних режимів;
- знезараження осередків бактеріологічного ураження та за необхідності — людей;
- своєчасна локалізація зони зараження;
- проведення екстреної та специфічної профілактики;
- дотримання працівниками протиепідемічного режиму.

Е) Психологічний захист

Психологічний захист орієнтований на зниження та усунення негативних психічних станів і реакцій у працівників у разі загрози чи виникнення надзвичайних ситуацій. Основні заходи включають:

- своєчасне використання ліцензованих інформаційних, психопрофілактичних та психокорекційних методів, дозволених у країні;
- виявлення за допомогою психологічних методик факторів, що сприяють виникненню соціально-психологічної напруги;
- застосування сучасних психологічних технологій для нейтралізації негативного впливу чинників надзвичайних ситуацій на персонал.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У результаті проведеного дослідження аналіз енергоспоживання сільської громади дозволив виявити ключові особливості добового навантаження. Було встановлено наявність двох основних типів добового попиту на електроенергію: періоду максимального навантаження та періоду мінімального споживання.

Максимальне навантаження досягає піку близько 101,8 кВт у вечірній час, приблизно о 19:00, коли більшість мешканців перебувають удома і активно використовують побутові електроприлади: освітлення, кухонне обладнання, телевізори тощо. Натомість мінімальне споживання зафіксовано у нічні години після півночі — на рівні 8,42 кВт. Такі коливання зумовлюють значний добовий діапазон потужності, який становить 93,38 кВт між мінімальним і максимальним значенням. Середньодобове навантаження для всієї громади становить 46,43 кВт, а загальне добове споживання електроенергії — близько 1114,38 кВт·год.

На основі гідрологічного аналізу встановлено, що витрата води на обраній ділянці річки для роботи мікрогідротурбіни може становити 0,45 м³/с. Розрахунки ґрунтувалися на мінімальній постійно доступній витраті води. Додатково в ході польових робіт визначено напір — 25 метрів.

На основі поєднання цих параметрів ($Q = 0.45 \text{ м}^3/\text{с}$, $H = 25 \text{ м}$) оцінено технічний потенціал мікроГЕС. Середня встановлена потужність мікрогідротурбіни за таких умов становить 75,5 кВт, що забезпечує добову генерацію електроенергії на рівні 1812 кВт·год. Цей обсяг є цілком достатнім для покриття загального добового попиту громади та забезпечує певний резерв енергії, що може бути корисним під час пікових навантажень або для формування буферного накопичення в акумулювальних системах.

Проведене техніко-економічне та енергетичне обґрунтування показало високу ефективність впровадження мікрогідроелектростанції в досліджуваному селі. Запропонована система дозволяє забезпечити стабільне, автономне та екологічно чисте електропостачання, знижуючи залежність від зовнішніх енергомереж та підвищуючи рівень енергетичної безпеки сільської громади.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Чернюк А.М., Кирисов І.Н., Черевик Ю.О. Аналіз перспектив розвитку систем розподіленої генерації електроенергії в Україні. [Електронний ресурс]. / А.М. Чернюк, І.Н. Кирисов, Ю.О. Черевик // Вчені записки ТНУ імені В.І. Вернадського. Серія: Технічні науки: Енергетика. – Том 32 (71) № 3, 2021, С. 239-246. URL: <https://doi.org/10.32838/2663-5941/2021.3/36>.
2. Розподілена генерація електроенергії – глобальні тенденції розвитку. URL: <http://uare.com.ua/novyny/453-rozpodilena-generatsiya-elektroenergiji-globalni-tendentsiji-rozvitku.html>.
3. Кузнєцов М. П. Особливості комбінованих енергосистем з відновлюваними джерелами енергії: монографія / М. П. Кузнєцов. – Київ: ІВЕ, 2022. – 142 с. https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/Kuznetzov_monografy_PRINT.pdf.
4. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. Є., Гунько І. О. Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії. Монографія / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, І. О. Гунько – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 174 с. <http://socrates.vsau.edu.ua/repository/getfile.php/16954.pdf>.
5. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах /П.Д. Лежнюк, О.А. Ковальчук., О.В. Нікіторович, В.В. Кулик. – Вінниця: ВНТУ, 2014. – 204 с.
6. Кириленко О.В. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах / Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. // Техн. електродинаміка. – 2011. – №1. – С.46-53.
7. Жаркін А.Ф., Палачов С.О., Новський В.О. Нормативно-правове регулювання якості напруги в електричних мережах з джерелами розосередженої генерації. –Київ: Інститут електродинаміки НАН України. - 2018р. –161 с.
8. Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України: СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009. - Офіц. вид. — К. : ГРІФРЕ : М-во палива

та енергетики України, 2009. — VI, 56 с.

9. Коваль В.П., Тарасенко М.Г., Буняк О.А., Мовчан Л.Т. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи магістра для здобувачів другого рівня вищої освіти за ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ В.П. Коваль, М.Г. Тарасенко, О.А. Буняк, Л.Т. Мовчан – Тернопіль: ТНТУ, 2024. – 51 с.

10. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. . Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258] // М-во палива та енергетики України. – Х.: Індустрія : Енергетичні рішення. – 2012. – 318

11. Andriychuk, V., & Filyuk, Y. (2018). Autonomous power supply system for outdoor illumination of residential areas in the territory of Ukraine. Вісник Тернопільського національного технічного університету, 89(1), 113-121.

12. Тарасенко М.Г., Коваль В.П., Буняк О.А., Мовчан Л.Т. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для здобувачів першого рівня вищої освіти за ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ В.П. Коваль, М.Г. Тарасенко, О.А. Буняк, Л.Т. Мовчан – Тернопіль: ТНТУ, 2024. – 50 с.

13. Методичні вказівки для написання розділу «Безпека життєдіяльності, основи охорони праці» в кваліфікаційних роботах здобувачів освітнього рівня „бакалавр”. Для студентів всіх форм навчання рівень вищої освіти перший (бакалаврський) / укл. : О. Я. Гурик , І. Б. ОкіДЖний. – Тернопіль : ТНТУ імені Івана Пулюя, 2021. - 20 с.