

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА**

Навчально-науковий інститут енергетичної інформаційної  
та транспортної інфраструктури

Кафедра альтернативної електроенергетики та електротехніки

**Пояснювальна записка**

до дипломного проекту (роботи)

бакалавра

на тему:

**«Розробка фотоелектричної станції для приватного будинку у м. Харкові»**

Виконав: студент 4 курсу,  
групи НВДЕ-2021-1  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
(Нетрадиційні та відновлювальні джерела  
енергії)

  
\_\_\_\_\_ **М. Ю. Гужва**

Керівник   
\_\_\_\_\_ **О. О. Шкурпела**

Рецензент   
\_\_\_\_\_ **Я. Б. Форкун**

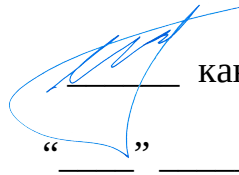
**Харків – 2026**

ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

ННІ Енергетичної, інформаційної та транспортної інфраструктури  
Кафедра Альтернативної електроенергетики та електротехніки  
Освітньо-кваліфікаційний рівень Бакалавр  
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка  
Освітня програма Нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії

**«ЗАТВЕРДЖУЮ»**

**в.о. завідувача кафедри АЕЕ**

 канд. техн. наук, доц. **Єгоров О. Б.**  
“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2026 року

**З А В Д А Н Н Я**

НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ СТУДЕНТУ

**Гужві Максиму Юрійовичу**

1. Тема проєкту: «Розробка фотоелектричної станції для приватного будинку у м. Харкові»»

керівник проєкту Шкурпела Олександр Олександрович, канд. техн. наук,  
затверджені наказом вищого навчального закладу 09.05.2025 року  
№ 341-03.

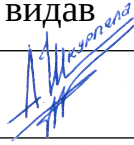
2. Строк подання студентом проєкту 16 червня 2025 року.

3. Вихідні дані до проєкту (роботи): Дані по інтенсивності сонячного випромінювання за областями України, ДСТУ 2843-94, ДСТУ 3440-96 Системи енергетичні, Правила улаштування електроустановок, Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити): Аналіз та вибір оптимального місця встановлення фотоелектричної системи. Розрахунок доступної площі сонячної станції. Визначення параметрів фотоелектричної системи. Охорона праці.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): 1) Структурна схема системи електропостачання. 2) Діаграма продуктивності від кута нахилу сонячного фотомодуля. 3) Креслення опорних конструкцій.

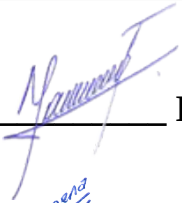
### 6. Консультанти розділів проєкту (роботи)

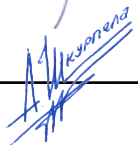
| Розділ               | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата                                                                        |                                                                                     |
|----------------------|-------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
|                      |                                           | завдання видав                                                                      | завдання прийняв                                                                    |
| Розрахункова частина | Шкурпела О. О., асистент каф. АЕЕ         |  |  |
| Охорона праці        | Серіков Я. О., доцент каф. ОП та БЖД      |  |  |

7. Дата видачі завдання 25 травня 2026 року

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Назва етапів дипломного проєкту (роботи)                                      | Строк виконання етапів проєкту (роботи) | Примітка |
|-------|-------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|----------|
| 1     | Геліорозрахунки. Розрахунок силових елементів та апаратів захисту.            | 25.05.2026-30.05.2026                   |          |
| 2     | Розрахунок енергетичного балансу фотоелектричної станції та капіталовкладень. | 31.05.2026-05.06.2026                   |          |
| 3     | Розробка заходів з охорони праці.                                             | 07.06.2026-10.06.2026                   |          |
| 4     | Оформлення пояснювальної записки                                              | 11.06.2026-12.06.2026                   |          |
| 5     | Підготовка та подання дипломного проєкту до захисту.                          | 13.06.2026-14.06.2026                   |          |

Студент  Гужва М. Ю.

Керівник роботи  Шкурпела О. О.

## РЕФЕРАТ

Структура дипломної роботи включає розрахунково-пояснювальну записку обсягом 110 сторінок, сформовану з 5 розділів, 20 таблиць, 33 рисунків, списку з 65 використаних джерел, 2 додатків. Графічний матеріал містить 9 листів.

Мета роботи полягає у розробленні проєкту гібридної фотоелектростанції для приватного будинку з технічним вирішенням питань повного використання виробленої енергії та покриття дефіциту без залучення «зеленого тарифу».

У першому розділі роботи обрано дах як місце встановлення фотомодулів. Проведений геліоенергетичний розрахунок обґрунтував доцільність монтажу фотомодулів за кутом даху замість оптимального для широти значення. Побудовано добовий графік навантаження усіх приладів будинку.

У другому розділі наведено технічні характеристики обладнання станції. Розрахунки охоплюють вибір монокристалічного фотомасиву, сучасної моделі гібридного інвертора та літій-залізо-фосфатних блоків АКБ.

Третій розділ роботи містить склад кріпильної системи на похилий дах з металочерепиці, а також вибір апаратів захисту, комутації системи та метод розрахунку заземлення.

У четвертому розділі складено енергетичний баланс станції та розроблено технічне рішення щодо використання профіциту й покриття дефіциту. На його основі виконано додаткову перевірку обладнання. Також зроблена оцінка альтернативних варіантів усунення дефіциту, розраховано капітальні витрати й визначено термін окупності проєкту.

У розділі охорони праці комплексно виконано завдання з безпеки персоналу у ході монтажу ФЕС з урахуванням ризиків роботи на висоті, з електрообладнанням та дій під час повітряних тривог. Для трьох ймовірних нещасних випадків розроблено блок-схему з алгоритмами надання домедичної допомоги.

**Ключові слова:** фотоелектростанція, гібридний інвертор, фотомодуль, акумуляторна батарея, апарати захисту, енергетичний баланс, домедична допомога.

## ЗМІСТ

|                                                                                          |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ВСТУП.....                                                                               | 7  |
| РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ УМОВ РОБОТИ ТА КІЛЬКОСТІ ДОСТУПНОЇ ЕНЕРГІЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ..... | 9  |
| 1.1 Опис місцевості. Вибір місця розташування.....                                       | 9  |
| 1.2 Розрахунок оптимального кута встановлення фотомодулів.....                           | 10 |
| 1.3 Опис енергії споживання.....                                                         | 19 |
| 1.4 Висновки з розділу 1.....                                                            | 22 |
| РОЗДІЛ 2. ВИБІР ТА РОЗРАХУНОК ОБЛАДНАННЯ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ.....                    | 23 |
| 2.1 Вибір типу, моделі та розрахунок площі фотомасиву.....                               | 23 |
| 2.2 Вибір гібридного інвертора.....                                                      | 30 |
| 2.3 Розрахунок ємності акумуляторної батареї.....                                        | 38 |
| 2.4 Висновки з розділу 2.....                                                            | 43 |
| РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНОК МОНТАЖНОГО КОМПЛЕКТУ.....                                           | 44 |
| 3.1 Вибір конструкцій для розміщення фотомодулів.....                                    | 44 |
| 3.2 Вибір кабелів та апаратів захисту фотоелектричної станції.....                       | 46 |
| 3.3 Вибір двотарифного лічильника системи обліку.....                                    | 62 |
| 3.4 Висновки з розділу 3.....                                                            | 63 |
| РОЗДІЛ 4. ЕКСПЛУАТАЦІЙНІ РЕЖИМИ ФОТОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ.....                                  | 64 |
| 4.1 Розрахунок ККД станції.....                                                          | 64 |
| 4.2 Енергетичний баланс.....                                                             | 66 |
| 4.3 Уточнення технічних рішень обладнання при додаткових навантаженнях.....              | 72 |
| 4.4 Капітальні витрати.....                                                              | 75 |

|                                 |                                                                           |     |
|---------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|-----|
| 4.5                             | Порівняння варіантів джерел енергії.....                                  | 79  |
| 4.6                             | Висновки з розділу 4.....                                                 | 84  |
| РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ.....    |                                                                           | 85  |
| 5.1                             | Нормативно-правова база в галузі охорони праці.....                       | 85  |
| 5.2                             | Аналіз умов праці, виявлення небезпечних і шкідливих факторів (НШВФ)..... | 87  |
| 5.3                             | Організаційні заходи з охорони праці.....                                 | 89  |
| 5.4                             | Технічні заходи з усунення дії небезпечних і шкідливих факторів...        | 90  |
| 5.5                             | Розрахунок та технічна оцінка ефективності занулення.....                 | 93  |
| 5.6                             | Безпека персоналу під час повітряної тривоги.....                         | 95  |
| 5.7                             | Норми надання домедичної допомоги при нещасних випадках...                | 96  |
| 5.8                             | Пожежна безпека приміщення з обладнанням гібридної ФЕС.....               | 98  |
| 5.9                             | Висновки з розділу 5.....                                                 | 99  |
| ВИСНОВОК.....                   |                                                                           | 100 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ..... |                                                                           | 101 |
| ДОДАТОК А.....                  |                                                                           | 109 |
| ДОДАТОК Б.....                  |                                                                           | 110 |

## ВСТУП

Сучасний український енергетичний сектор адаптується до екстремальних умов. Регулярні ракетні та дронів атаки призвели до руйнування значної частки теплових і гідроелектростанцій, підстанцій, трансформаторних вузлів, ліній електропередач, а також спровокували дефіцит традиційної генерації електроенергії. Відсутність конкретних часових рамок відновлення змушує пристосовуватись до життя в умовах постійного ліміту та відключень.

Пошук альтернативних шляхів генерування енергії постає перед державою, великим і середнім бізнесом, малими підприємствами та приватними домогосподарствами. Останні, позбавлені централізованого постачання на тривалий час, вдаються до різноманітних методів резервування: від портативних зарядних станцій до дизельних або бензинових генераторів та інверторних систем з накопичувачами енергії. Але перелічені рішення або виявляються малоефективними в умовах тривалих знеструмлень, або вимагають значних витрат на паливо.

Для приватних будинків найбільш стійким та перспективним рішенням стало встановлення фотоелектростанцій. За оцінкою Асоціації сонячної енергетики України (АСЕУ), у 2025 році галузь продемонструвала двократне зростання темпів запуску генерації ФЕС. Річний показник введення нових потужностей в експлуатацію у бізнес-секторі та приватних споживачів досягнув рівня у 1,5 ГВт [1]. Ринок поступово переходить від стихійних ситуативних рішень до зважених і прорахованих проектних підходів.

Поза межами технічних потреб стимулом встановлення фотоелектростанцій стає динаміка цін на ринку електроенергії. За даними [2,3] від 2022 року електроенергія подорожчала майже втричі (у червні 2023 до 2,64 грн/кВт·год, а у червні 2024 – до 4,32 грн/кВт·год). Власна станція захищає споживачів від ризиків майбутніх зростань тарифів і гарантує довгострокове планування сімейного бюджету.

Розвиток ринку фотогенерації підкріплюється сприятливими технологічними та природними факторами України. Технологічна основа змін базується на покращенні характеристик фотомодулів, підвищення ефективності сучасних гібридних інверторів, розширенні доступності систем накопичення енергії та впровадженні розумних лічильників і систем керування акумуляторними батареями. До важливих чинників розвитку входить потужна машинобудівна галузь. Її власні виробничі ресурси дозволяють випускати окремі компоненти фотоелектростанції. Синхронізація промислового потенціалу з налагодженим імпортом обладнання провідних світових виробників прискорює темп енергетичної трансформації.

Природний потенціал та достатньо високий рівень інсоляції в Україні (середньорічні значення по країні варіюється в межах 1100-1400 кВт·год/м<sup>2</sup>; східні регіони, зокрема Харківщина, мають показники на рівні 1200-1300 кВт·год/м<sup>2</sup> [4]) обґрунтовують перехід на власні фотоелектричні системи. Сприятливе середовище стимулює масовий попит на гібридні рішення. Власна генерація перетворюється з унікального технічного рішення на необхідний актив для стабільного життєзабезпечення сімей.

Кожен такий проєкт унікальний і вимагає детального аналізу індивідуальних параметрів таких як, архітектури місця встановлення, графіків добового споживання та персональних пріоритетів замовника. Застосований у роботі методологічний підхід стає універсальною базою проєктування гібридних систем різної складності. Відповідно, впроваджені технічні рішення мінімізують енергозалежність приватного будинку та підтримує стабільну роботу в періоди тривалих відключень.

## РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ УМОВ РОБОТИ ТА КІЛЬКОСТІ ДОСТУПНОЇ ЕНЕРГІЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ

### 1.1 Опис місцевості. Вибір місця розташування

Проект гібридної фотоелектростанції розробляється для приватного домогосподарства, розташованого у м. Харкові, Харківській області з географічними координатами – 49,94° пн. ш., 36,40° сх. д.

Місцем розташування фотоелектричних модулів обрано скатний дах будинку з металочерепиці. Вибір продиктований відсутністю незайманої земельної площі на ділянці для наземного встановлення фотомодулів. Покрівля даху, на яку будуть встановлені модулі, має кут нахилу 37° та орієнтована на південь. Детальні геометричні розміри даху наведені на рисунку 1.1.

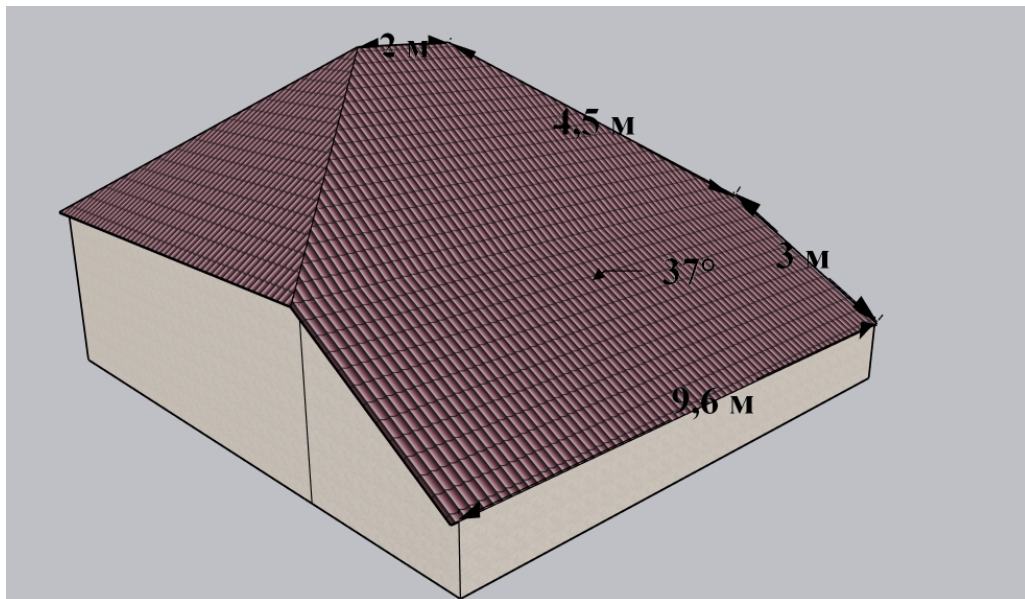


Рисунок 1.1 – Геометрія та основні розміри даху

Площина південного схилу даху складається з геометричних фігур – трапеції та прямокутника. Загальна доступна площа південної сторони становить  $S_{\text{даху}} = 42,8 \text{ м}^2$ .

## 1.2 Розрахунок оптимального кута встановлення фотомодулів

Згідно з методикою [5,6], необхідно визначити кількість енергії, що надходить на один метр квадратний поверхні фотомодуля. Для розрахунку падаючого сонячного випромінювання на земну поверхню використовуємо закономірності руху Сонця. Його кутова висота відносно горизонту та азимутальне положення впливають на опромінення похилої площини.

Під час розрахунків використовують геоцентричну модель, в якій Землю вважають нерухомим об'єктом, а рухомим об'єктом по небесній сфері вважають Сонце. Робиться це для того, щоб не ускладнювати математичні розрахунки та абстрагуватися від складних астрономічних моделей. Для того щоб описати положення світила на небосхилі використовують екваторіальну та горизонтальну системи координат (рис. 1.2а, 1.2б відповідно [7]).

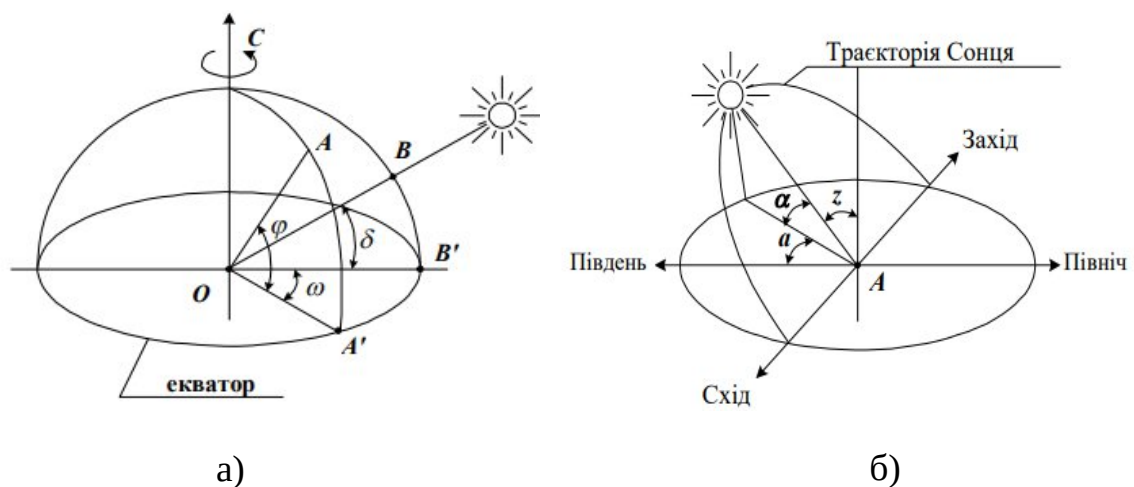


Рисунок 1.2 – Розрахункова модель кутів для т. А (приймача):

а) – в екваторіальній площині, б) – в горизонтальній площині.

Щоб визначити під яким кутом сонячні промені падають на поверхню фотомодуля апелюють трьома параметрами: географічною широтою  $\varphi$  місця розташування об'єкта, годинним кутом  $\omega$  та кутом схилення Сонця  $\delta$ .

Географічна широта  $\varphi$  характеризує положення приймача відносно екватора.

Схилення вказує на кутове положення Сонця відносно екваторіальної площини. Цей кут змінюється протягом року. 22 грудня, у день зимового сонцестояння, він досягає мінімального значення  $d_{\min} = -23,45^\circ$  або у традиційному астрономічному запису  $-23^\circ 27'$ . 22 червня, у день літнього сонцестояння, кут схилення досягає максимального значення  $d_{\max} = +23,45^\circ$  або  $+23^\circ 27'$ . У дні рівнодення, 21 березня та 23 вересня, кут дорівнює  $0^\circ$  ( $0^\circ 00'$ ). Уявлення про зміну схилення Сонця за сезонами продемонстровано на рисунку 1.3 [8].

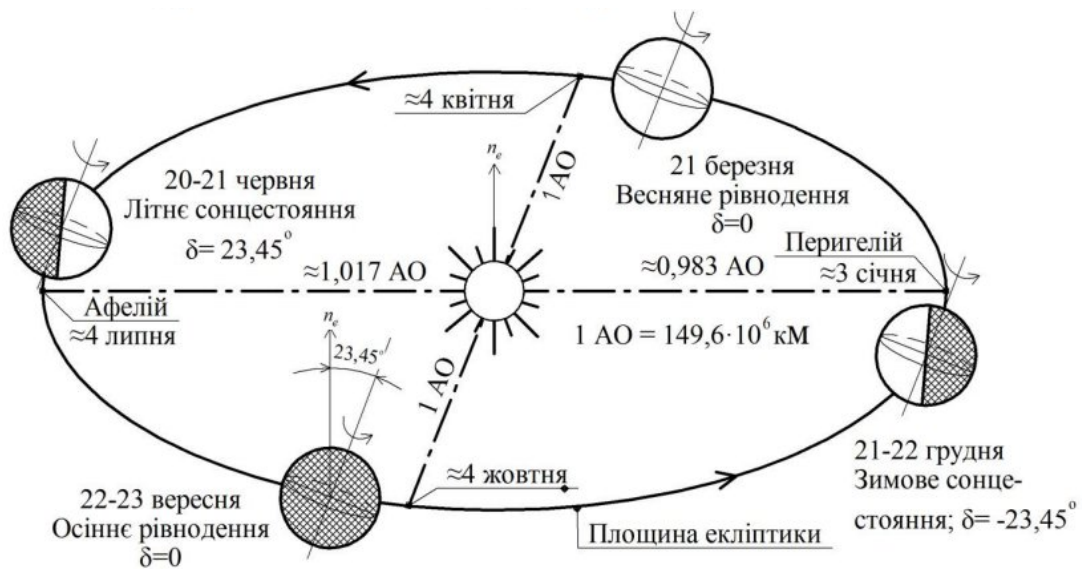


Рисунок 1.3 – Положення Землі відносно Сонця у дні рівнодень та сонцестоянь із відповідними кутами схилення  $\delta$

Проміжні значення схилення для будь-якого дня в році обчислюється за формулою Купера:

$$d = d_0 \times \sin \frac{360^\circ \times (284 + n)}{365} \quad (1.1)$$

де  $n$  – порядковий номер дня, відлічений від першого січня;

$$d_0 = 23,45^\circ.$$

Діаграма на рисунку 1.4 показує зміну кута схилення Сонця протягом року.

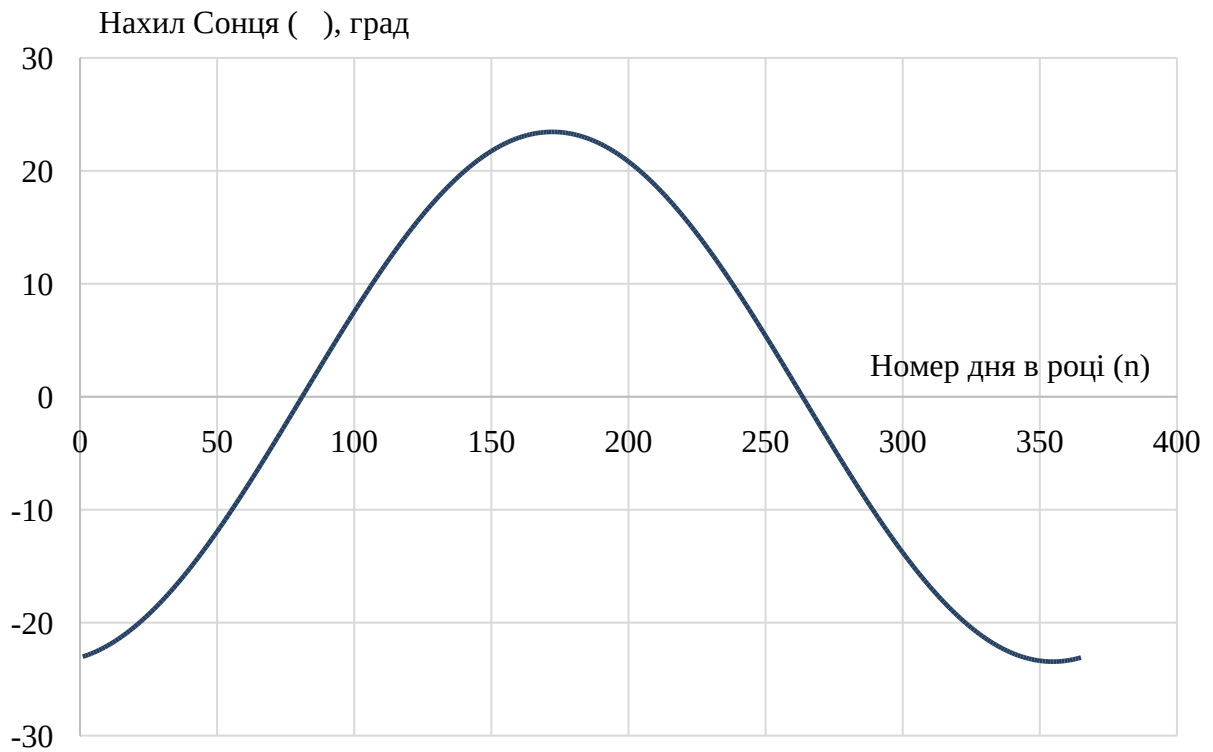


Рисунок 1.4 – Сонячне відхилення  $\delta$  протягом року залежно від номера дня: 1 січня – день 1; 31 грудня – день 365

Годинний кут  $\omega$  описує добовий рух Сонця. Швидкість його зміни становить  $15^\circ$  на годину. У сонячний полудень годинний кут дорівнює нулю. Точно визначити положення Сонця в конкретний момент доби можливо використовуючи розрахункову формулу:

$$\omega = (ST - 12) \times \frac{360}{24} = (ST - 12) \times 15, \quad (1.2)$$

де  $ST$  – локальний час землі (від 0-24 годин).

Для практичних розрахунків важливими є також два інших кута, які визначають положення Сонця відносно приймача на землі. Першим є кут висоти Сонця над горизонтом  $\alpha$ , а другим – його азимут  $\gamma$ .

На схемі рисунку 1.5 показано, як саме ці кути пов'язані з кутом падіння сонячного світла на похилу поверхню фотомодуля [9].

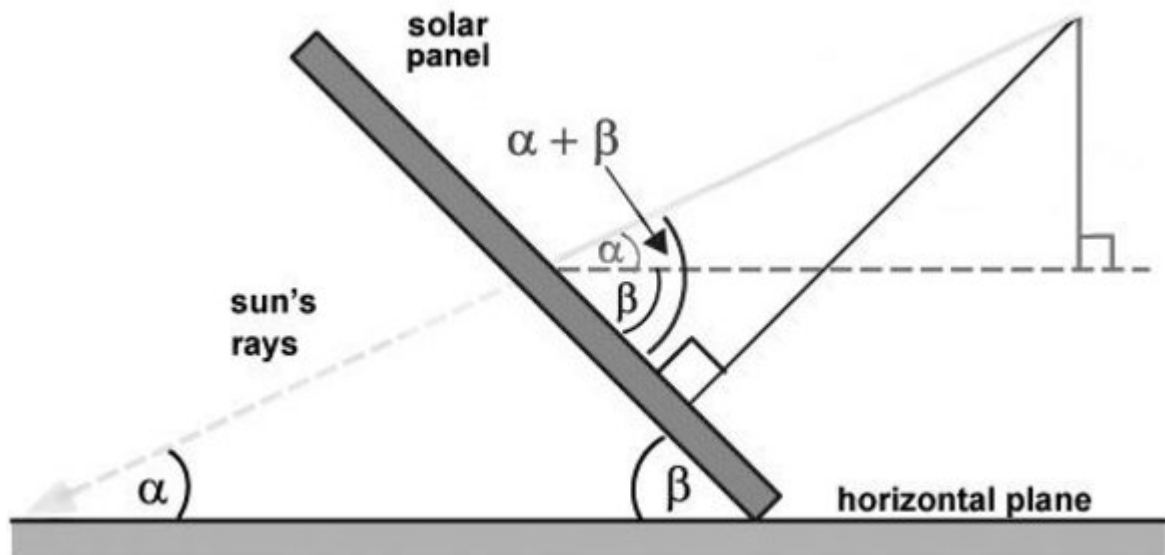


Рисунок 1.5 – Схема опису падіння сонячних променів на поверхню фотомодуля, встановленого під кутом  $\beta$

За допомогою кута висоти Сонця  $\alpha$  визначають, на якій висоті над горизонтом знаходиться світило. Чим нижче Сонце над горизонтом, тим більшу відстань сонячні промені повинні пройти через атмосферу і тим більші будуть втрати енергії. Обчислюється кут висоти на певній широті за формулою:

$$\sin \alpha = \sin j \cdot \sin \delta + \cos j \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega. \quad (1.3)$$

У сонячний полудень ( $\omega = 0^\circ$ ) формула (1.3) спрощується. Для широти  $\varphi$  у північній півкулі, положення Сонця можна описати простим співвідношенням:

$$\alpha = 90^\circ - j + \delta, \quad (1.4)$$

де  $\varphi$  – широта місцевості північної півкулі;

$\delta$  – схилення Сонця.

У Харкові на широті  $\varphi = 49,94^\circ$  у день літнього сонцестояння Сонце підіймається на висоту приблизно  $63,51^\circ$  опівдні. А у день зимового сонцестояння – лише на  $16,61^\circ$ . Така майже чотирикратна різниця у кутовій висоті впливає на кількість сонячної енергії між літніми та зимовими періодами.

Сонячний азимут  $\gamma$  описує напрямок Сонця відносно горизонту і впливає на вибір орієнтації встановлення фотоелектричних модулів. За загальним правилом, у північній півкулі поверхні фотомодулів намагаються орієнтувати фронтальною поверхнею на південь ( $\gamma = 0^\circ$ ). У південній півкулі бажаною орієнтацією є північ ( $\gamma = 180^\circ$ ). В астрономічних та сонячно-енергетичних розрахунках прийнято певні узгодження щодо напрямку відліку азимутального кута Сонця. До полудня, поки Сонце знаходиться у східній частині, азимутальний кут є від'ємним ( $\alpha < 0^\circ$ ). У момент сонячного полудня Сонце досягає найвищої точки на небосхилі, а азимут набуває нульового значення ( $\alpha = 0^\circ$ ). Після полудня, під час руху Сонця на захід, кут стає додатним ( $\alpha > 0^\circ$ ). Розрахунок азимутального кута для будь-якої години доби може бути виконаний на підставі наступної залежності:

$$\sin g = \frac{\cos d \times \sin w}{\cos a}. \quad (1.5)$$

Сукупність формул (1.3) та (1.5) дає повний опис траєкторії руху Сонця в будь-який момент часу у певній заданій точці. На рисунку 1.6 визначено усереднені значення добового шляху Сонця для кожного місяця на широті місця розташування проєктованої фотоелектричної станції ( $\varphi = 49,94^\circ$ ).

Маючи розрахункові значення кутів висоти Сонця для кожного місяця, переходять до визначення кута нахилу фотомодуля та кількості енергії, яку отримає їх поверхня. Для інженерних розрахунків використовують спрощену, але достатньо точну методику. Середньомісячну кількість енергії на  $1 \text{ м}^2$  обчислюють за формулою:

$$W_{ib} = n \times W_{icp} \times \sin(a + b), \quad (1.6)$$

де  $W_{icp}$  – середньодобове значення енергії, що попадає від Сонця на  $1 \text{ м}^2$  горизонтальної поверхні для конкретної місцевості для  $i$ -того місяця;

$n$  – кількість днів у місяці;

$\beta$  – кут нахилу фотомодуля.

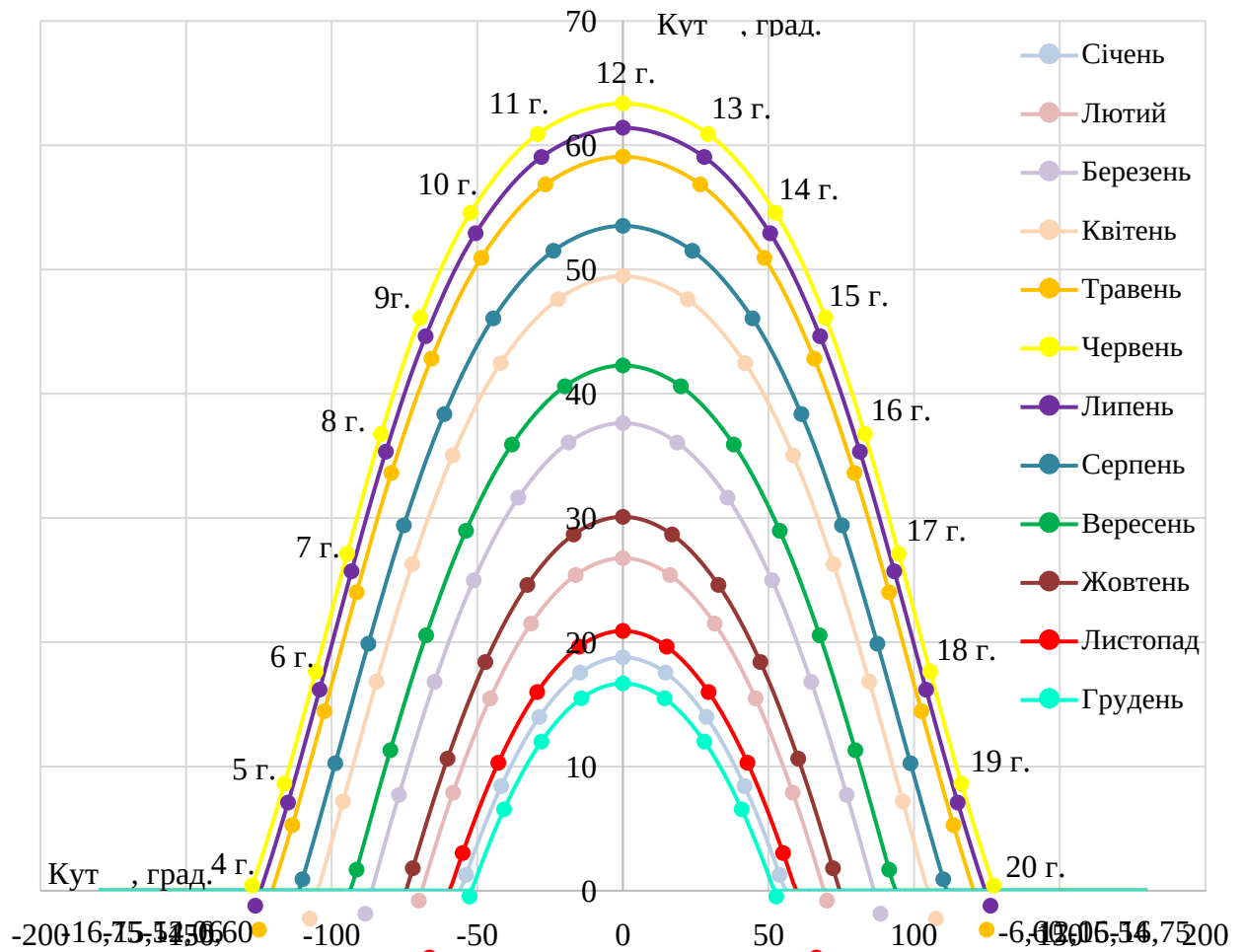


Рисунок 1.6 – Усереднені значення добового шляху Сонця для кожного місяця року на широті  $\varphi = 49,94^\circ$

Дані по інсоляції для Харкова за 2023 рік були взяті з онлайн-ресурсу Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) – геоінформаційної системи Європейської комісії [10]. Можливості системи дозволяють використовувати результати багаторічних супутникових спостережень для точного розрахунку сонячної радіації та прогнозування енерговиробітку станції. Графік та числові значення кількості сонячної радіації для широти  $\varphi = 49,94^\circ$  наведено на рисунку 1.7.

Як видно з рисунку 1.5 кількість сонячної радіації, яку фотоелектричний модуль перетворить на електроенергію, безпосередньо залежить від кута нахилу панелі. Як було зазначено раніше, знаходження Сонця відносно горизонту змінюється впродовж сезонів. Щоб ефективно уловлювати промені взимку, панель потрібно нахилити під більшим кутом. Влітку вигідніше

зменшувати кут нахилу.



Рисунок 1.7 – Графік залежності та числові значення щомісячного значення сонячної інсоляції за 2023 рік для широти  $\varphi = 49,94^\circ$

З огляду на економічну недоцільність встановлення трекерів у більшості проєктів приватних домогосподарств, обирають фіксоване встановлення під певним оптимальним кутом. Його розраховують для досягнення найбільшого сумарного збору енергії за весь рік, а не максимальної генерації в кожен окремий місяць.

Оптимальний кут нахилу фотомодулів  $\beta_{opt}$  визначають шляхом підсумування значень інсоляції  $W_{icp}$  за всі місяці та знаходження найбільшого значення отриманої сонячної енергії:

$$\beta_{opt} = \arg \max_{\beta} \sum_{i=1}^{12} W_{i\beta}, \quad (1.7)$$

де  $W_{i\beta}$  – середня кількість сонячної енергії, яка надходить на  $1 \text{ м}^2$  поверхні фотомодуля під кутом  $\beta$  протягом  $i$ -того місяця.

У таблиці 1.1. наведено результати розрахунків  $W_{i\beta}$  для кожного місяця. Обчислення проводились для діапазону кутів нахилу від  $0^\circ$  до  $90^\circ$  із кроком в  $5^\circ$ . Додатково до розрахунку було включено кут  $37^\circ$ , відповідний фактичному куту схилу даху. Під час обчислень прийнято, що часовий кут  $\omega$  враховується для середини контрольної доби (о 12-й годині), а контрольна доба відповідає середині кожного  $i$ -того місяця.

Таблиця 1.1 – Розрахунок оптимального кута встановлення фотомодулів  
для широти  $\varphi = 49,94^\circ$

| Місяць                                         | 01            | 02            | 03             | 04             | 05             | 06             | 07             | 08             | 09             | 10             | 11            | 12            | $\Sigma W_{i\beta}$ |
|------------------------------------------------|---------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|---------------|---------------------|
| $n$                                            | 31            | 28            | 31             | 30             | 31             | 30             | 31             | 31             | 30             | 31             | 30            | 31            | <b>365</b>          |
| $W_{i\text{ср}}$ , кВт·год/м <sup>2</sup>      | <b>1,038</b>  | <b>1,346</b>  | <b>2,556</b>   | <b>3,448</b>   | <b>5,527</b>   | <b>5,934</b>   | <b>6,143</b>   | <b>5,662</b>   | <b>4,369</b>   | <b>1,899</b>   | <b>0,828</b>  | <b>0,494</b>  | <b>39,24</b>        |
| $W_{i\beta=0^\circ}$ , кВт·год/м <sup>2</sup>  | 10,37         | 16,98         | 48,40          | 78,62          | 147,01         | 159,13         | 167,21         | 141,13         | 88,17          | 29,51          | 9,06          | 4,40          | <b>899,99</b>       |
| $W_{i\beta=5^\circ}$ , кВт·год/м <sup>2</sup>  | 12,99         | 19,85         | 53,69          | 84,18          | 154,12         | 165,48         | 174,51         | 149,69         | 96,29          | 33,84          | 11,05         | 5,66          | <b>961,33</b>       |
| $W_{i\beta=10^\circ}$ , кВт·год/м <sup>2</sup> | 15,50         | 22,57         | 58,56          | 89,10          | 160,06         | 170,57         | 180,49         | 157,11         | 103,67         | 37,91          | 12,94         | 6,88          | <b>1015,36</b>      |
| $W_{i\beta=15^\circ}$ , кВт·год/м <sup>2</sup> | 17,90         | 25,11         | 62,99          | 93,33          | 164,78         | 174,36         | 185,09         | 163,33         | 110,27         | 41,69          | 14,74         | 8,05          | <b>1061,65</b>      |
| $W_{i\beta=20^\circ}$ , кВт·год/м <sup>2</sup> | 20,17         | 27,47         | 66,94          | 96,86          | 168,24         | 176,82         | 188,29         | 168,31         | 116,02         | 45,15          | 16,43         | 9,15          | <b>1099,87</b>      |
| $W_{i\beta=25^\circ}$ , кВт·год/м <sup>2</sup> | 22,28         | 29,61         | 70,39          | 99,66          | 170,43         | 177,94         | 190,05         | 172,02         | 120,90         | 48,27          | 17,99         | 10,19         | <b>1129,71</b>      |
| $W_{i\beta=30^\circ}$ , кВт·год/м <sup>2</sup> | 24,22         | 31,54         | 73,29          | 101,69         | 171,32         | 177,70         | 190,36         | 174,41         | 124,85         | 51,02          | 19,42         | 11,15         | <b>1150,96</b>      |
| $W_{i\beta=35^\circ}$ , кВт·год/м <sup>2</sup> | 25,97         | 33,22         | 75,64          | 102,95         | 170,90         | 176,11         | 189,23         | 175,47         | 127,85         | 53,39          | 20,70         | 12,02         | <b>1163,45</b>      |
| $W_{i\beta=37^\circ}$ , кВт·год/м <sup>2</sup> | 26,62         | 33,82         | 76,42          | 103,23         | 170,37         | 175,10         | 188,37         | 175,52         | 128,78         | 54,22          | 21,16         | 12,34         | <b>1165,97</b>      |
| $W_{i\beta=40^\circ}$ , кВт·год/м <sup>2</sup> | 27,53         | 34,64         | 77,41          | 103,43         | 169,19         | 173,18         | 186,65         | 175,20         | 129,88         | 55,34          | 21,82         | 12,80         | <b>1167,08</b>      |
| $W_{i\beta=45^\circ}$ , кВт·год/м <sup>2</sup> | 28,88         | 35,81         | 78,60          | 103,11         | 166,18         | 168,93         | 182,66         | 173,60         | 130,92         | 56,88          | 22,77         | 13,49         | <b>1161,83</b>      |
| $W_{i\beta=50^\circ}$ , кВт·год/м <sup>2</sup> | 30,01         | 36,70         | 79,18          | 102,02         | 161,92         | 163,40         | 177,28         | 170,67         | 130,97         | 57,98          | 23,55         | 14,07         | <b>1147,74</b>      |
| $W_{i\beta=55^\circ}$ , кВт·год/м <sup>2</sup> | 30,91         | 37,31         | 79,17          | 100,15         | 156,42         | 156,62         | 170,54         | 166,44         | 130,01         | 58,64          | 24,15         | 14,54         | <b>1124,92</b>      |
| $W_{i\beta=60^\circ}$ , кВт·год/м <sup>2</sup> | 31,58         | 37,64         | 78,55          | 97,51          | 149,73         | 148,66         | 162,51         | 160,95         | 128,07         | 58,86          | 24,57         | 14,91         | <b>1093,53</b>      |
| $W_{i\beta=65^\circ}$ , кВт·год/м <sup>2</sup> | 32,00         | 37,68         | 77,33          | 94,14          | 141,90         | 139,55         | 153,24         | 154,24         | 125,16         | 58,63          | 24,80         | 15,16         | <b>1053,82</b>      |
| $W_{i\beta=70^\circ}$ , кВт·год/м <sup>2</sup> | 32,18         | 37,44         | 75,52          | 90,04          | 132,99         | 129,39         | 142,81         | 146,35         | 121,29         | 57,95          | 24,84         | 15,29         | <b>1006,09</b>      |
| $W_{i\beta=75^\circ}$ , кВт·год/м <sup>2</sup> | 32,12         | 36,91         | 73,14          | 85,27          | 123,06         | 118,24         | 131,28         | 137,34         | 116,50         | 56,83          | 24,70         | 15,31         | <b>950,70</b>       |
| $W_{i\beta=80^\circ}$ , кВт·год/м <sup>2</sup> | 31,81         | 36,10         | 70,20          | 79,84          | 112,20         | 106,20         | 118,76         | 127,29         | 110,82         | 55,28          | 24,36         | 15,22         | <b>888,08</b>       |
| $W_{i\beta=85^\circ}$ , кВт·год/м <sup>2</sup> | 31,26         | 35,01         | 66,73          | 73,80          | 100,49         | 93,34          | 105,34         | 116,28         | 104,29         | 53,30          | 23,84         | 15,00         | <b>818,70</b>       |
| $W_{i\beta=90^\circ}$ , кВт·год/м <sup>2</sup> | 30,47         | 33,66         | 62,75          | 67,21          | 88,01          | 79,78          | 91,11          | 104,37         | 96,98          | 50,93          | 23,14         | 14,67         | <b>743,09</b>       |
| $\Sigma W_{i\beta}$ , кВт·год/м <sup>2</sup>   | <b>514,77</b> | <b>639,06</b> | <b>1404,91</b> | <b>1846,13</b> | <b>2979,31</b> | <b>3030,52</b> | <b>3275,78</b> | <b>3109,72</b> | <b>2341,69</b> | <b>1015,62</b> | <b>406,03</b> | <b>240,32</b> | <b>20803,87</b>     |

Графік на рисунку 1.8, побудований на основі даних з таблиці 1.1, ілюструє залежність річної інсоляції від кута нахилу фотомодулів. Для Харкова, як видно, оптимальним кутом нахилу є  $40^\circ$ . За такого кута річна сумарна інсоляції сягає 1167,08 кВт·год/м<sup>2</sup>. Кут нахилу даху об'єкта проєктування становить  $37^\circ$ , забезпечуючи надходження у 1165,87 кВт·год/м<sup>2</sup> енергії в рік. Різниця сонячної радіації між кутом даху та оптимальним кутом для міста Харкова становить лише 1,11 кВт·год/м<sup>2</sup> (приблизно 0,1%). Незначний обсяг втрат дозволяє встановити фотомодулі без використання додаткових опорних конструкцій.

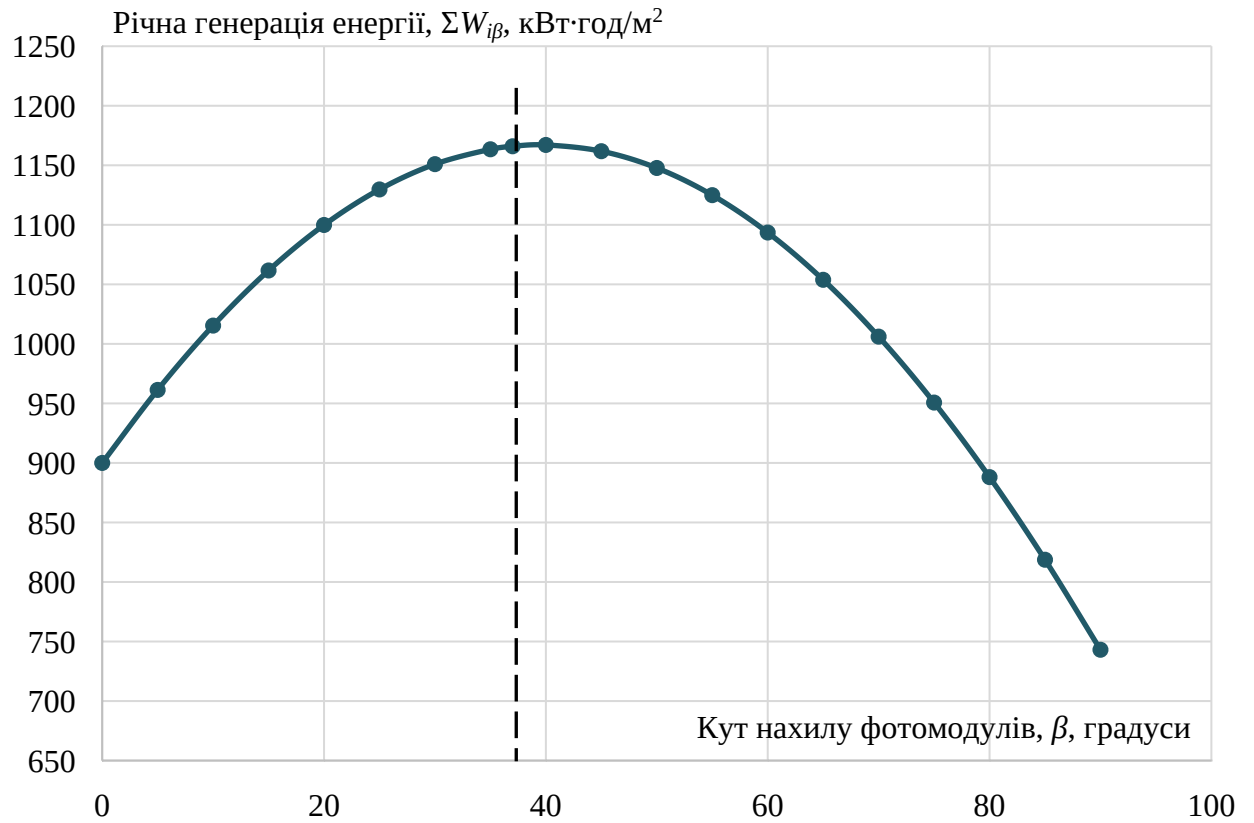


Рисунок 1.8 – Графік залежності річної генерації СЕС від кута встановлення фотомодулів для широти  $\varphi = 49,94^\circ$

### 1.3 Опис енергії споживання

Енергоспоживання у житловому секторі – циклічний процес. Основна активність зосереджена вранці та ввечері, тоді як у ночі попит спадає до мінімуму. Реальне споживання будь-якого об’єкта визначається енергетичним аудитом. У ході перевірки складають перелік техніки, фіксують їх номінальну потужність та тривалість експлуатації кожного приладу. Отримавши дані, можна розрахувати потужність фотомасиву, ємність накопичувачів та вибрати інвертор. Зібрані дані ляжуть в основу запропонованої моделі споживання, прив’язаної до періодів сонячної активності.

Річну динаміку споживання електроенергії приватним будинком було відображено у вигляді діаграми, представленої на рисунку 1.9.

Для деталізації навантаження було досліджено добовий профіль споживання у вихідний день, коли усі мешканці будинку знаходяться вдома й максимально активно використовують електроприлади. Відповідні дані наведено в таблиці 1.2.

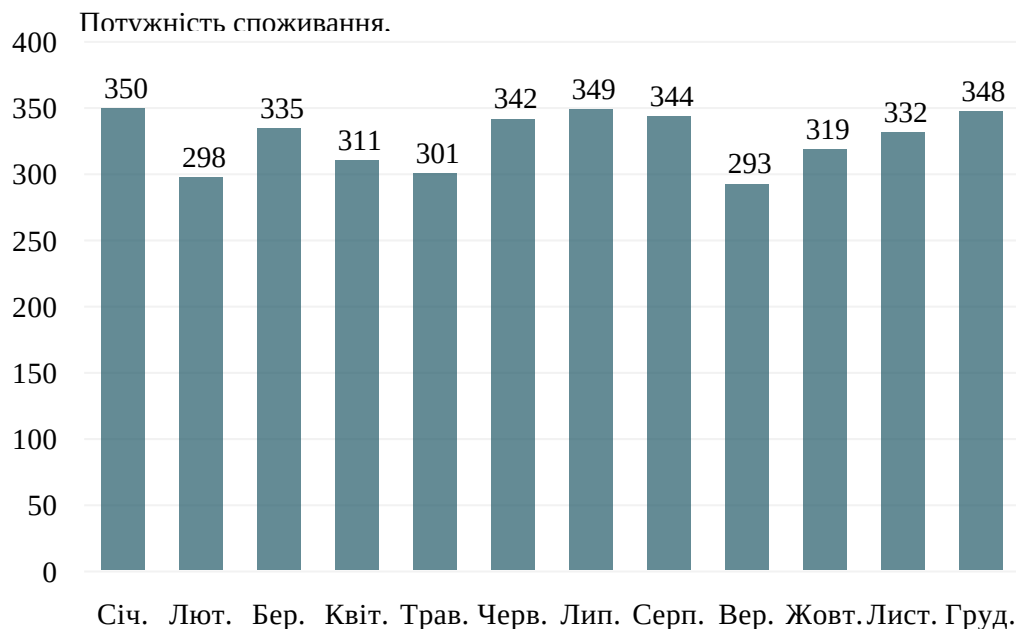


Рисунок 1.9 – Діаграма річного споживання електроенергії приватним будинком

Таблиця 1.2 – Розрахунок споживання електроенергії приватним будинком протягом доби

| №  | Навантаження        | Споживання енергії на інтервалах часу, Вт·год |                        |                        |                        |                         |                          |                          |                          |                          |                          |                          |
|----|---------------------|-----------------------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
|    |                     | 0:00<br>3:00<br>(3 г.)                        | 3:00<br>5:00<br>(2 г.) | 5:00<br>7:00<br>(2 г.) | 7:00<br>9:00<br>(2 г.) | 9:00<br>11:00<br>(2 г.) | 11:00<br>13:00<br>(2 г.) | 13:00<br>15:00<br>(2 г.) | 15:00<br>17:00<br>(2 г.) | 17:00<br>19:00<br>(2 г.) | 19:00<br>21:00<br>(2 г.) | 21:00<br>23:59<br>(3 г.) |
| 1  | Холодильник         | 112                                           | 75                     | 75                     | 75                     | 75                      | 75                       | 75                       | 75                       | 75                       | 75                       | 112                      |
| 2  | Освітлення          | -                                             | -                      | 78                     | 35                     | -                       | -                        | -                        | 13                       | 56                       | 156                      | 156                      |
| 3  | Освітлення          | -                                             | -                      | 13                     | -                      | -                       | -                        | -                        | -                        | -                        | 52                       | 26                       |
| 4  | Освітлення          | -                                             | -                      | -                      | 26                     | -                       | -                        | -                        | -                        | 104                      | 104                      | 52                       |
| 5  | Освітлення          | -                                             | -                      | 20                     | 39                     | -                       | -                        | -                        | -                        | 39                       | 39                       | 20                       |
| 6  | Освітлення          | -                                             | -                      | 13                     | 26                     | -                       | -                        | -                        | -                        | 13                       | 13                       | -                        |
| 7  | Освітлення          | -                                             | -                      | 20                     | 10                     | -                       | -                        | -                        | -                        | -                        | 20                       | 50                       |
| 8  | Зовнішнє освітлення | -                                             | -                      | 50                     | -                      | -                       | -                        | -                        | -                        | -                        | 100                      | 100                      |
| 9  | Ноутбук             | -                                             | -                      | -                      | 140                    | 140                     | 280                      | -                        | 280                      | 280                      | 280                      | -                        |
| 10 | Комп'ютер           | -                                             | -                      | -                      | -                      | 400                     | 400                      | 400                      | -                        | 400                      | -                        | -                        |
| 11 | Wi-Fi роутер        | 30                                            | 20                     | 20                     | 20                     | 20                      | 20                       | 20                       | 20                       | 20                       | 20                       | 30                       |
| 12 | Зарядні пристрої    | -                                             | -                      | 110                    | -                      | -                       | -                        | -                        | -                        | -                        | 190                      | -                        |
| 13 | Бойлер              | -                                             | -                      | 1000                   | -                      | -                       | 675                      | -                        | -                        | 2500                     | -                        | -                        |
| 14 | Праска              | -                                             | -                      | -                      | -                      | -                       | -                        | -                        | -                        | 400                      | -                        | -                        |
| 15 | Фен                 | -                                             | -                      | -                      | -                      | -                       | -                        | -                        | -                        | -                        | 300                      | -                        |
| 16 | Мікрохвильова піч   | -                                             | -                      | -                      | 210                    | -                       | 120                      | -                        | -                        | -                        | -                        | -                        |
| 17 | Пральна машина      | -                                             | -                      | -                      | -                      | -                       | -                        | -                        | -                        | 850                      | -                        | -                        |
| 18 | Кавоварка           | -                                             | -                      | -                      | 200                    | -                       | -                        | -                        | -                        | -                        | 200                      | -                        |
|    | $\Sigma$            | 142                                           | 95                     | 1399                   | 781                    | 635                     | 1570                     | 495                      | 388                      | 4737                     | 1549                     | 546                      |

За даними таблиці 1.2 було побудовано погодинний графік споживання електроенергії приватним будинком протягом доби (рис. 1.10). З аналізу графіка навантаження можна виділити три характерні зони споживання: зону мінімального навантаження, що відповідає нічним годинам або нічному провалу, з потужністю не більше  $P_{\min}$ ; зону середнього або напівпікового навантаження з потужністю  $P_{\text{нп}}$  в діапазоні  $P_{\min} \leq P_{\text{нп}} \leq P_{\max}$ ; та зону максимального або пікового навантаження з потужністю не більше  $P_{\max}$  [11].

Графік денного навантаження досліджуваного будинку відповідає стандартному профілю житлового об'єкта:

- нічний мінімум з 21:00 до 5:00;
- ранковий підйом з 5:00 до 9:00;
- вечірній пік з 17:00 до 21:00.

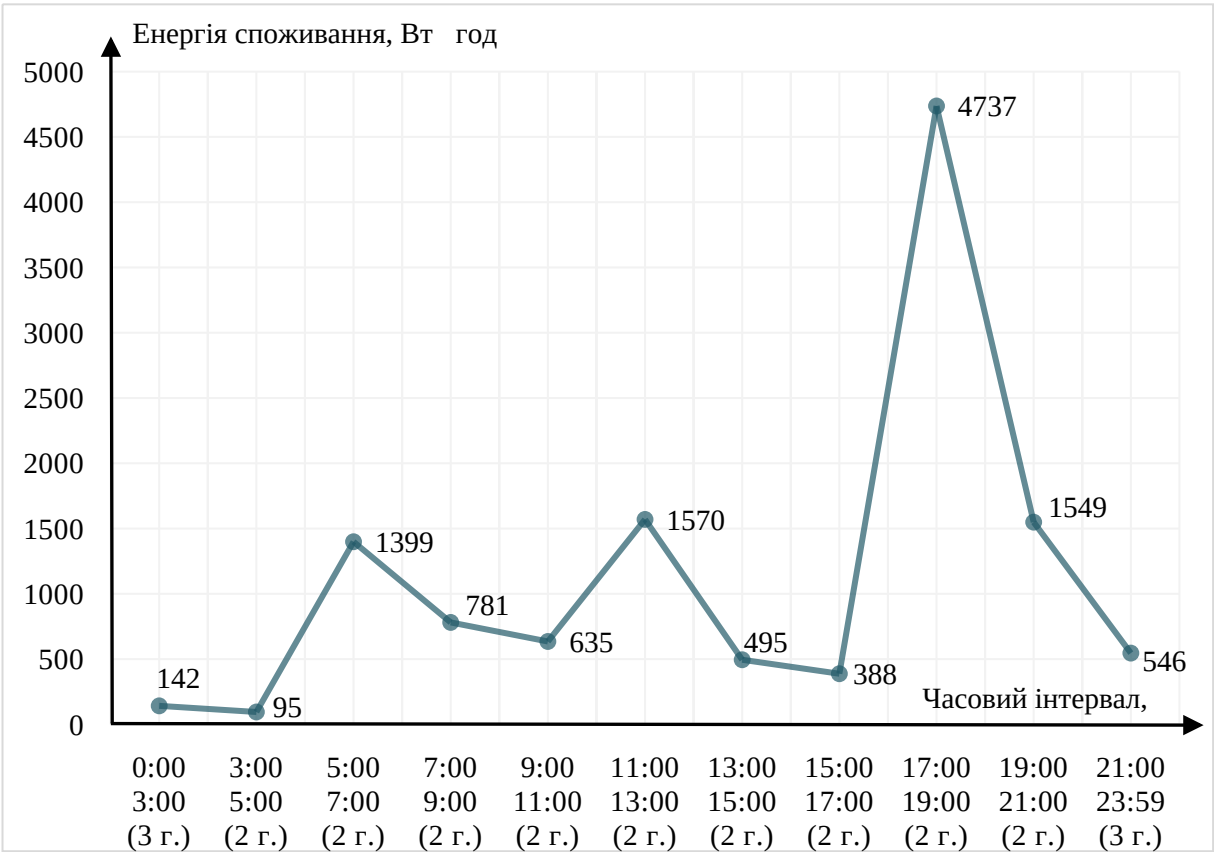


Рисунок 1.10 – Погодинний графік споживання електроенергії приватним будинком протягом доби

За підсумками проведеного аудиту добове споживання електроенергії будинку склало 12,337 кВт·год. Значення слугуватиме вихідним параметром при виборі обладнання фотоелектричної станції.

#### 1.4 Висновки з розділу 1

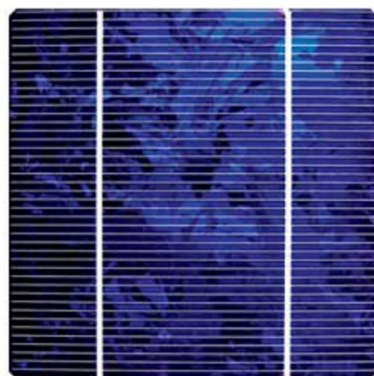
У першому розділі південний схил даху приватного будинку обґрунтовано як місце встановлення фотоелектричної станції. Описано метод розрахунку падаючого сонячного випромінювання на похилу поверхню за допомогою геоцентричної моделі руху Сонця. Виконано геліоенергетичні розрахунки для широти знаходження об'єкта. Розраховано оптимальний кут нахилу фотомодуля та річну інсоляцію для діапазону кутів монтажу. Встановлено, що фактичний кут схилу даху практично збігається з оптимальним, тому прийнято рішення монтувати фотомодулі за кутом даху, без застосування додаткових опорних конструкцій. Проведений аудит енергоспоживання будинку та побудований добовий графік навантаження відповідає стандартному профілю житлового об'єкта з трьома характерними зонами.

## РОЗДІЛ 2. ВИБІР ТА РОЗРАХУНОК ОБЛАДНАННЯ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ

### 2.1 Вибір типу, моделі та розрахунок площі фотомасиву

На сьогодні на ринку представлено п'ять типів сонячних панелей, які відрізняються за матеріалом виготовлення фотоелектричних елементів: кристалічні фотоелементи (монокристалічні і полікристалічні) та тонкоплівкові фотоелементи (із використанням індію і міді – CIS технологія, із використанням телуриду кадмію – CdTe технологія, а також із використанням аморфного кремнію) [12]. Але, у сучасній практиці спорудження приватних фотоелектричних станцій переважно застосовуються кремнієві модулі, представлені двома основними технологічними варіантами: монокристалічним та полікристалічним.

Полікристалічні фотомодулі виробляють із кремнію, отриманого методом повільного охолодження зі спрямованою кристалізацією. Процес виготовлення завершується розпилюванням застиглого матеріалу на пластини. В свою чергу монокристалічні елементи створюють із високоочищеної сировини. Після вирощування суцільний кристал розділяють на надтонкі фрагменти [13].



Полікристалічний модуль



Монокристалічний модуль

Рисунок 2.1 – Візуальне порівняння структури полікристалічного та монокристалічного фотомодулів [14]

Перед остаточним вибором типу фотомодулів у даному проєкті доцільно провести порівняльний аналіз їхніх основних технічних та експлуатаційних характеристик.

Порівняння основних характеристик монокристалічних та полікристалічних фотомодулів наведено у таблиці 2.1, яка наочно демонструє переваги та недоліки кожного типу технології.

Таблиця 2.1 – Порівняльний аналіз характеристик монокристалічних та полікристалічних фотомодулів

| Параметр                                   | Монокристалічні модулі                                      | Полікристалічні модулі                                               |
|--------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|
| Коефіцієнт корисної дії, %                 | 17-22                                                       | 12-18                                                                |
| Кристалічна структура                      | Зерна кристалів паралельні, кристали орієнтовані в один бік | Зерна кристалів непаралельні, кристали орієнтовані в різні боки      |
| Ефективність при різному освітленні        | Вища при прямому сонячному світлі                           | Менше втрачають ефективність при розсіяному світлі                   |
| Вартість                                   | Вища                                                        | Нижча                                                                |
| Площа панелі на одиницю потужності         | Менша                                                       | Більша                                                               |
| Зовнішній вигляд                           | Однорідний                                                  | Блок кристалів різного напрямку, деякі кристали чітко видно на зрізі |
| Термін служби                              | 25-30 років                                                 | 20-25 років                                                          |
| Деградація (зниження ефективності з часом) | Повільніша (0,3-0,5% на рік)                                | Швидша (0,5-0,8% на рік)                                             |

Для проєкту гібридної фотоелектричної системи приватного житлового будинку обрано монокристалічну технологію. Вибір зумовлений низкою технічних та природних чинників. По-перше, розміри даху обмежують доступну площу для монтажу фотомодулів, тому раціонально використовувати модулі із підвищеним коефіцієнтом корисної дії та високою номінальною потужністю. По-друге, окружна місцевість поблизу будинку позбавлена джерел забруднення або надмірної вологості (відсутні промислові підприємства, водойми тощо), які могли б знижувати рівень прямої сонячної радіації або розсіювати світло.

Сучасні виробники фотоелектричного обладнання пропонують широкий асортимент модулів різної потужності. З огляду на практичний досвід

експлуатації фотоелектростанцій та різноманітність вимог до їх потужності, можна виокремити три основні категорії по потужності:

- до 150 Вт – малопотужні та портативні модулі;
- 150...300 Вт – модулі середньої потужності;
- понад 300 Вт – побутові та промислові модулі;

Обравши для реалізації проєкту сучасні монокристалічні модулі 550 Вт, вдасться сформувати фотоелектричний масив при раціональному використанні площі покрівлі. Крім того, це зменшить кількість послідовно-паралельних з'єднань та спростить електричну структуру системи у порівнянні з малопотужними аналогами.

Подальші розрахунки параметрів фотоелектричної системи здійснюватимуться на основі моделі монокристалічного фотомодуля JA Solar JAM72S30-550/MR, технічні характеристики якого наведені в таблиці 2.2 [15]. На рисунку 2.2. зображено фронтальну частину фотомодуля. Рама виготовлена з анодованого алюмінію, а фотоелементи захищені загартованим склом.

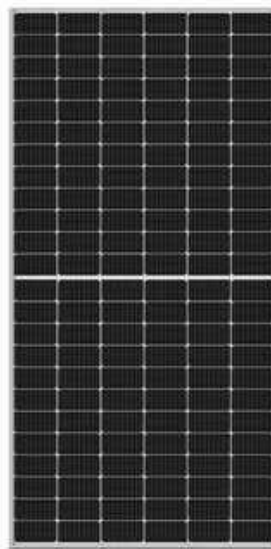


Рисунок 2.2 – Фотомодуль JA Solar JAM72S30-550/MR

Таблиця 2.2 – Технічні характеристики фотомодуля JA Solar JAM72S30-550/MR

| Параметр                                                                                                                                                                         | Значення        | Одиниця виміру  |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|-----------------|
| <b>Специфікація</b>                                                                                                                                                              |                 |                 |
| Тип комірки                                                                                                                                                                      | Монокристалічна |                 |
| Маса                                                                                                                                                                             | 28,6 кг±3       | %               |
| Розміри                                                                                                                                                                          | 2279×1134×35    | мм              |
| Поперечний переріз кабелю                                                                                                                                                        | 4               | мм <sup>2</sup> |
| Кількість комірок                                                                                                                                                                | 144 (6×24 )     |                 |
| Коробка з'єднань                                                                                                                                                                 | IP68, 3 діоди   |                 |
| <b>Електричні параметри при STC (стандартні умови):</b><br>інсоляція 1000 Вт/м <sup>2</sup> , температура комірки 25°C, AM1,5G                                                   |                 |                 |
| Максимальна потужність ( $P_{max}$ )                                                                                                                                             | 550             | Вт              |
| Напруга розімкнутого кола ( $V_{oc}$ )                                                                                                                                           | 49,90           | В               |
| Напруга точки максимальної потужності ( $V_{mp}$ )                                                                                                                               | 41,96           | В               |
| Струм короткого замикання ( $I_{sc}$ )                                                                                                                                           | 14,00           | А               |
| Струм точки максимальної потужності ( $I_{mp}$ )                                                                                                                                 | 13,11           | А               |
| Ефективність модуля, ККД ( $\eta$ )                                                                                                                                              | 21              | %               |
| Відхилення номінальної потужності                                                                                                                                                | 0~+5            | Вт              |
| Температурний коефіцієнт по струму ( $\alpha_{Isc}$ )                                                                                                                            | +0,045          | %/°C            |
| Температурний коефіцієнт по напрузі ( $\beta_{Voc}$ )                                                                                                                            | -0,275          | %/°C            |
| Температурний коефіцієнт по потужності ( $\gamma_{Pmp}$ )                                                                                                                        | -0,350          | %/°C            |
| <b>Електричні параметри при NOCT (нормальна робоча температура):</b><br>Інсоляція 800Вт/м <sup>2</sup> , температура навколишнього середовищі 20°C, швидкість вітру 1м/с, AM1,5G |                 |                 |
| Максимальна потужність ( $P_{max}$ )                                                                                                                                             | 416             | Вт              |
| Напруга розімкнутого кола ( $V_{oc}$ )                                                                                                                                           | 46,68           | В               |
| Напруга точки максимальної потужності ( $V_{mp}$ )                                                                                                                               | 39,43           | В               |
| Струм короткого замикання ( $I_{sc}$ )                                                                                                                                           | 11,17           | А               |
| Струм точки максимальної потужності ( $I_{mp}$ )                                                                                                                                 | 10,55           | А               |
| <b>Умови експлуатації</b>                                                                                                                                                        |                 |                 |
| Максимальна напруга системи                                                                                                                                                      | 1000/1500 DC    | В               |
| Робоча температура                                                                                                                                                               | -40~+85         | °C              |
| Максимальний струм запобіжника                                                                                                                                                   | 25              | А               |
| Макс. стат. навантаження, фронт.                                                                                                                                                 | 5400            | Па              |
| Макс. стат. навантаження, тильн.                                                                                                                                                 | 2400            | Па              |
| NOCT (нормальна робоча темп.)                                                                                                                                                    | 45±2            | °C              |
| Клас застосування                                                                                                                                                                | Class II        |                 |
| Пожежостійкість                                                                                                                                                                  | UL Type         |                 |

Для приватного будинку із споживанням електроенергії 12,337 кВт·год необхідно сформувати фотоелектричну систему, здатну забезпечити значну частину цього навантаження за рахунок сонячної генерації протягом усього року.

Геометричні параметри покрівлі накладають суттєві обмеження на можливість розміщення фотомодулів. За розмірами обраного модуля JA Solar JAM72S30-550/MR (2279×1134 мм) та довжиною 9,6 м, один ряд панелей, розміщених вертикально, теоретично може вмістити:

$$N_{pv} = \frac{L_{\text{даху}}}{b_{pv}}, \quad (2.1)$$

де  $L_{\text{даху}}$  – довжина даху,  $L_{\text{даху}} = 9,6$  м.

$b_{pv}$  – ширина фотомодуля,  $b_{pv} = 1,134$  м.

$$N_{pv} = \frac{9,6}{1,134} = 8,47 \gg 8 \text{ модулів.}$$

Об'єктивно оцінити конфігурацію з восьми фотомодулів можна, якщо спрогнозувати приблизну річну генерацію. Зіставлення місячного виробітку у порівнянні з фактичним споживанням електроенергії приватним будинком наведено в таблиці 2.3. На підставі даних таблиці для наочності побудовано порівняльний графік (рис. 2.3).

Таблиця 2.3 – Зіставлення місячного виробітку у порівнянні з фактичним споживанням електроенергії приватним будинком

| Місяць   | Wiβ=37°, кВт·год/м² | Споживання, кВт·год | 8 модулів |
|----------|---------------------|---------------------|-----------|
| Січень   | 26,62               | 350                 | 109,17    |
| Лютий    | 33,82               | 298                 | 138,68    |
| Березень | 76,42               | 335                 | 313,38    |
| Квітень  | 103,23              | 311                 | 423,34    |
| Травень  | 170,37              | 301                 | 698,67    |
| Червень  | 175,10              | 342                 | 718,05    |
| Липень   | 188,37              | 349                 | 772,47    |
| Серпень  | 175,52              | 344                 | 719,78    |
| Вересень | 128,78              | 293                 | 528,11    |
| Жовтень  | 54,22               | 319                 | 222,34    |
| Листопад | 21,16               | 332                 | 86,79     |
| Грудень  | 12,34               | 348                 | 50,62     |
| Σ        | 1165,97             | 3922,00             | 4781,40   |

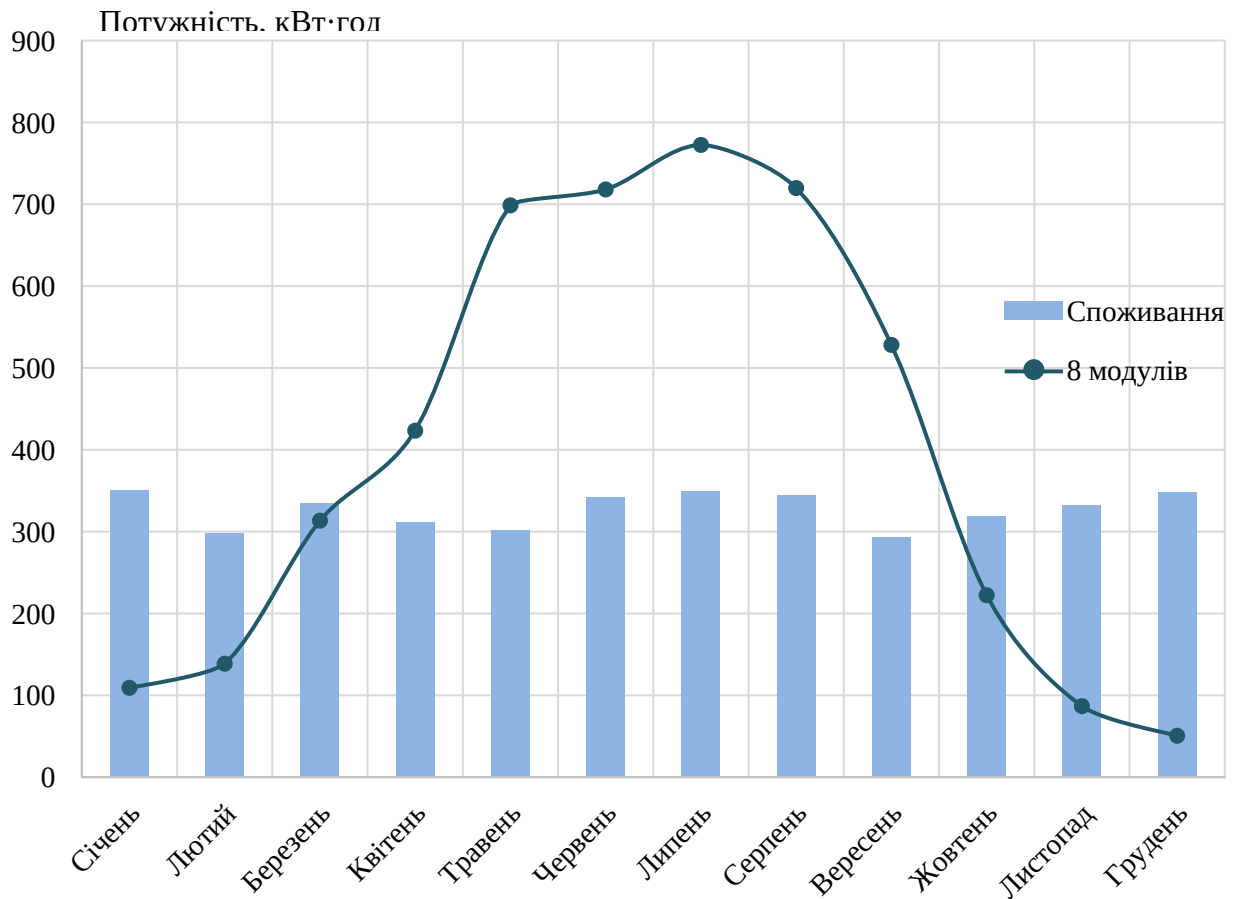


Рисунок 2.3 – Місячна генерація восьми фотомодулів відносно потреб будинку

Як можна побачити, обрана конфігурація забезпечує стабільне покриття енергетичних потреб протягом більшої частини року, а в періоди зниженої генерації дефіцит ефективно компенсується за рахунок накопичувачів та зовнішньої мережі.

Номінальна встановлена потужність фотоелектричної системи за стандартних умов (STC) становить:

$$P_{DC} = N_{pv} \times P_{STC}. \quad (2.2)$$

Попередньо приймемо, що 8 панелей встановлюються послідовно. Отже, номінальна встановлена потужність фотоелектричної станції становить:

$$P_{DC} = 8 \times 550 = 4400 \text{ Вт} = 4,4 \text{ кВт}.$$

Для перевірки коректності компонування необхідно розрахувати фактичні габарити, які 8 фотомодулів займуть на даху. Довжина фотомасиву визначається за геометричними розмірами панелі та їх кількості в одному стрінгу з

урахуванням технологічних відстаней між панелями для їх кріплення до металоконструкцій.

Приймається відстань (зазор) між панелями  $\Delta_{pv} = 0,012$  м (ширина середнього п-образного кріплення).

Масив з 8 модулів компонується в один ряд (стрінг), загальна довжина масиву визначається за співвідношенням:

$$L_{\text{масиву}} = N_s \times b_{pv} + (N_s - 1) \times \Delta_{pv}, \quad (2.3)$$

де  $N_s$  – кількість модулів у стрінгу,  $N_s = 8$  модулів;

$b_{pv}$  – ширина фотомодуля, м. Для обраного вертикального компонування використовується коротка сторона фотомодуля,  $b_{pv} = 1,134$  м;

$\Delta_{pv}$  – технологічний відступ між модулями,  $\Delta_{pv} = 0,012$  м.

Отже, загальна довжина масиву дорівнює:

$$L_{\text{масиву}} = 8 \times 1,134 + (8 - 1) \times 0,012 = 9,156 \text{ м.}$$

Довжина ряду 9,156 м добре вписується у довжину даху будинку 9,6 м, залишаючи технологічні відступи по 0,222 м з кожного краю.

Висота (ширина) фотомасиву на схилі даху визначається довгою стороною модуля, оскільки масив складається з одного ряду ( $n_r = 1$ ):

$$B_{\text{масиву}} = l_{pv}, \quad (2.4)$$

де  $l_{pv}$  – довжина (висота) модуля,  $l_{pv} = 2,279$  м.

$$B_{\text{масиву}} = 2,279 = 2,279 \text{ м.}$$

Загальна площа, яку займе фотомасив на покрівлі даху:

$$S_{\text{масиву}} = L_{\text{масиву}} \times B_{\text{масиву}}. \quad (2.5)$$

Підставивши розраховані раніше значення отримаємо площу:

$$S_{\text{масиву}} = 9,156 \times 2,279 = 20,867 \text{ м}^2.$$

## 2.2 Вибір гібридного інвертора

З урахуванням технічних вимог та необхідності забезпечити стабільну роботи в автономному, мережевому і змішаному режимах, було обрано гібридний інвертор Deye SUN-8K-SG05LP1-EU-AM2-P.

Технічні дані інвертора отримані з офіційного сайту виробника [16]. Для подальших розрахунків енергетичних параметрів гібридної системи використовуються технічні характеристики, наведені у таблиці 2.4, а також зображення інвертора, представлене на рисунку 2.4.

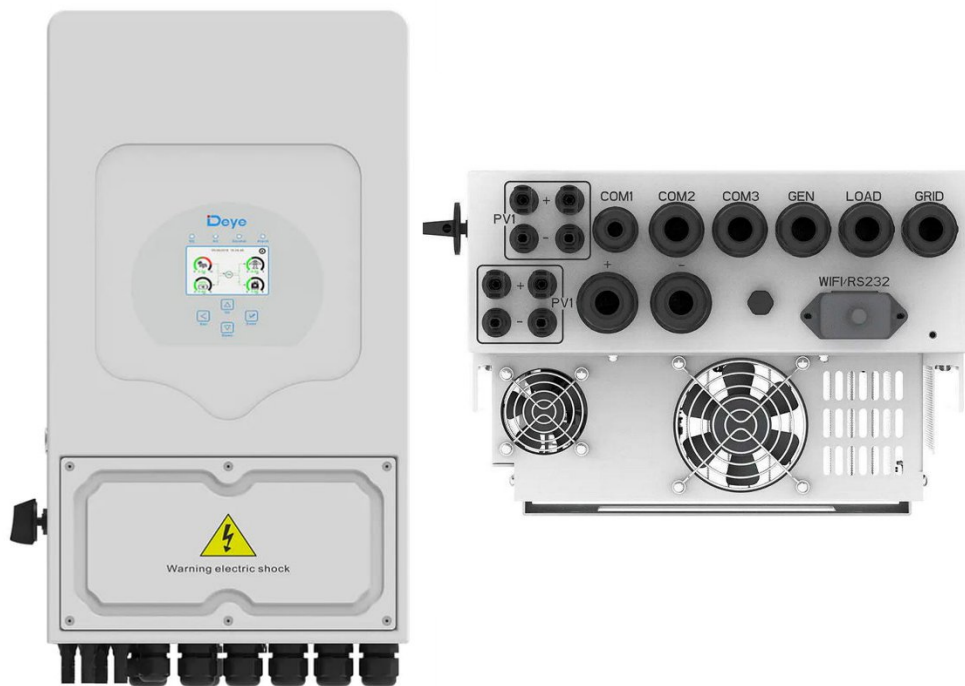


Рисунок 2.4 – Зовнішній вигляд гібридного інвертора Deye SUN-8K-SG05LP1-EU-AM2-P

Інвертор Deye вважається популярним вибором у інженерних проєктах. В приладі поєднано високу енергоефективність, широкий діапазон входних напруг та можливість одночасної роботи з мережею, фотомодулями й акумуляторними батареями. Робота станції координується автоматично. При відключенні зовнішньої мережі відбувається швидке перемикання між джерелами живлення

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики гібридного інвертора Deye SUN-8K-SG05LP1-EU-AM2-P

| Характеристика                            | Значення                                                                                                                                                                                                                                                 |
|-------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Вхідні дані акумулятора                   |                                                                                                                                                                                                                                                          |
| Тип акумулятора                           | Свинцево-кислотний, літій-іонний                                                                                                                                                                                                                         |
| Діапазон напруги акумулятора, В           | 40-60                                                                                                                                                                                                                                                    |
| Максимальний струм заряду, А              | 190                                                                                                                                                                                                                                                      |
| Максимальний струм розряду, А             | 190                                                                                                                                                                                                                                                      |
| Крива заряду                              | 3 ступені / вирівнювання                                                                                                                                                                                                                                 |
| Зовнішній датчик температури              | Так                                                                                                                                                                                                                                                      |
| Стратегія заряду для Li-ion               | Самоадаптація до BMS                                                                                                                                                                                                                                     |
| Вхідні дані PV-масиву                     |                                                                                                                                                                                                                                                          |
| Максимальна вхідна потужність DC, Вт      | 10400                                                                                                                                                                                                                                                    |
| Вхідна напруга PV, В                      | 370 (100-500)                                                                                                                                                                                                                                            |
| Діапазон напруги MPPT, В                  | 124-425                                                                                                                                                                                                                                                  |
| Пускова напруга, В                        | 150                                                                                                                                                                                                                                                      |
| Вхідний струм PV, А                       | 22 + 22                                                                                                                                                                                                                                                  |
| Кількість MPPT трекерів                   | 2                                                                                                                                                                                                                                                        |
| Кількість рядів на MPPT                   | 2 + 2                                                                                                                                                                                                                                                    |
| Вихідні дані змінного струму              |                                                                                                                                                                                                                                                          |
| Номінальна вихідна потужність AC, Вт      | 8000                                                                                                                                                                                                                                                     |
| Максимальна вихідна потужність AC, Вт     | 8800                                                                                                                                                                                                                                                     |
| Пікова потужність (off-grid)              | 2 × номінальної, 10 с                                                                                                                                                                                                                                    |
| Номінальний вихідний струм AC, А          | 35                                                                                                                                                                                                                                                       |
| Максимальний вихідний струм AC, А         | 38,5                                                                                                                                                                                                                                                     |
| Макс. безперервний пропускний струм AC, А | 50                                                                                                                                                                                                                                                       |
| Вихідна частота та напруга                | 50/60 Гц; 230 В (однофазний)                                                                                                                                                                                                                             |
| Тип мережі                                | Однофазний                                                                                                                                                                                                                                               |
| Коефіцієнт гармонійних спотворень струму  | THD < 3% (ліній навантаження < 1,5%)                                                                                                                                                                                                                     |
| Ефективність                              |                                                                                                                                                                                                                                                          |
| Максимальна ефективність                  | 97%                                                                                                                                                                                                                                                      |
| Захист                                    |                                                                                                                                                                                                                                                          |
| Вбудований захист                         | Блискавкозахист PV входу, антиостровний захист, захист від зворотної полярності PV, виявлення опору ізоляції, блок контролю залишкового струму, захист від перевищення струму на виході, захист від короткого замикання, захист від перенапруг на виході |
| Захист від перенапруг                     | DC тип II / AC тип II                                                                                                                                                                                                                                    |
| Загальні дані                             |                                                                                                                                                                                                                                                          |
| Діапазон робочих температур, °C           | -25~60 (>45°C – зниження потужності)                                                                                                                                                                                                                     |
| Рівень шуму, дБ                           | < 30                                                                                                                                                                                                                                                     |
| Зв'язок з BMS                             | RS485, CAN                                                                                                                                                                                                                                               |
| Вага, кг                                  | 32                                                                                                                                                                                                                                                       |
| Розміри, мм                               | 420 (Ш) × 670 (В) × 233 (Г)                                                                                                                                                                                                                              |
| Ступінь захисту                           | IP65                                                                                                                                                                                                                                                     |

Розрахунок реальної вихідної потужності гібридної сонячної електростанції проводитимуться на основі технічних характеристик фотомодуля JA Solar JAM72S30-550/MR (табл. 2.2) і гібридного інвертора з ККД  $\eta_{inv} = 0,97$ .

Вихідну потужність гібридної сонячної електростанції можна визначити за формулою:

$$P_{AC} = \frac{P_{DC}}{\eta_{inv}} \cdot \eta_{DC} \cdot \frac{P_{PTC}}{P_{STC}}, \quad (2.6)$$

де  $P_{DC}$  – потужність сонячної електростанції, прийняту та розраховану за формулою (2.2)  $P_{DC} = 4,4$  кВт;

$\eta_{inv}$  – ККД обраного інвертора,  $\eta_{inv} = 0,97$ ;

$\eta_{DC}$  – ККД мережі, що враховує втрати в кабельних лініях і з'єднаннях.

У побутових систем із помірною довжиною кабелів приймається  $\eta_{DC} = 0,9$ ;

$P_{PTS}$  – потужність фотомодуля за нормальних умов експлуатації (Nominal Operating Cell Temperature);

$P_{STC}$  – потужність фотомодуля за результатами стандартного тесту (Standard Test Conditions).

Потужність фотомодуля за нормальних умов експлуатації визначається за формулою:

$$P_{PTC} = P_{STC} \cdot [1 - C_T \cdot (T_{PTC} - 25)], \quad (2.7)$$

де  $P_{STC}$  – номінальна потужність фотомодуля,  $P_{STC} = 550$  Вт;

$C_T$  – температурний коефіцієнт, що вказує на зменшення максимальної потужності фотомодуля під час зміни температури його поверхні. Для JA Solar JAM72S30-550/MR з паспортних даних (табл. 2.2)  $C_T = 0,350$  %/°C. Для подальшого застосування значення поділено на 100 ( $C_T = 0,0035$  1/°C);

$T_{PTS}$  – очікувана температура поверхні модуля за нормальних умов, яку можна знайти за співвідношенням:

$$T_{PTC} = 20 + 1,389 \cdot (NOCT - 20) \cdot (0,9 - \eta_{pv}), \quad (2.8)$$

де  $NOCT$  – температура поверхні фотомодуля за нормальних умов експлуатації. З технічних характеристик (табл. 2.2)  $NOCT = 45 \pm 2$  °C, береться  $NOCT = 45$  °C.

Умови визначення  $NOCT$  – інсоляція  $800 \text{ Вт/м}^2$ , температура навколишнього середовища  $20^\circ\text{C}$ , швидкість вітру  $1 \text{ м/с}$ , АМ  $1,5 \text{ G}$ ;

$\eta_{pv}$  – ККД обраного фотомодуля,  $\eta_{pv} = 0,21$ .

Знаючи необхідні дані, визначимо за формулою (2.8) робочу температуру поверхні фотомодуля:

$$T_{PTC} = 20 + 1,389 \times (45 - 20) \times (0,9 - 0,21) = 43,96^\circ\text{C}.$$

Далі, визначаємо потужність фотомодуля за нормальних умов експлуатації за формулою (2.7):

$$P_{PTC} = 550 \times [1 - 0,0035 \times (43,96 - 25)] = 513,502 \text{ Вт}.$$

Остаточню визначимо вихідну потужність сонячної електростанції за формулою (2.6):

$$P_{AC} = \frac{4,4}{0,97} \times 0,9 \times \frac{513,502}{550} = 3,811 \text{ кВт}.$$

Розрахуємо кількість необхідних інверторів для станції:

$$N_{inv} = \frac{P_{AC}}{P_{inv} \times \eta_{inv}}, \quad (2.9)$$

де  $P_{AC}$  – встановлена вихідна потужність СЕС,  $P_{AC} = 3,811 \text{ кВт}$ ;

$P_{inv}$  – номінальна потужність інвертора,  $P_{inv} = 8 \text{ кВт}$ ;

$\eta_{inv}$  – ККД інвертора,  $\eta_{inv} = 0,97$ .

$$N_{inv} = \frac{3,811}{8 \times 0,97} = 0,491 \approx 1 \text{ інвертор}.$$

Отже, для проєктованої системи потрібен 1 інвертор.

У процесі монтажу окремі фотомодулі з'єднуються послідовно у стрінги, завдяки чому зростає вихідна напруга постійного струму. Вона повинна відповідати максимально допустимим значенням системної напруги  $U_{DCmax}$ , зазначеним у технічній документації фотомодуля. Це саме обмеження визначає і верхню межу вхідної напруги інвертора, до якого підключаються стрінги.

Монтаж на даху будівлі змушує приділяти особливу увагу точному розрахунку кількості модулів у стрінгу та схеми підключення. Просторове

обмеження і теплові умови даху впливають на роботу обладнання. Геометрія масиву має забезпечувати раціональне використання простору. Правильна конфігурація зможе мінімізувати втрати енергії та гарантувати відповідність параметрам інвертора.

За низьких температур напруга холостого ходу фотомодулів зростає. Перевищення допустимої вхідної напруги загрожує поломкою інвертора. Тому розрахунок максимальної кількості послідовно з'єднаних модулів виконується для найнижчої очікуваної температури в регіоні експлуатації.

Гранична напруга на виході стрінгу виникає в режимі холостого ходу при відключенні системи від навантаження, особливо у зимовий період за ясного неба та низьких температур. Зростання вольтажу холостого ходу обумовлено фізичними властивостями напівпровідникових матеріалів при охолодженні.

Максимальна напруга одного модуля в режимі холостого ходу за низької температури:

$$V_{oc\max} = V_{oc} \times (1 + (T_r - 25) \times \beta_T), \quad (2.10)$$

де  $V_{oc}$  – напруга холостого ходу фотомодуля за умов NOCT,  $V_{oc} = 46,68$  В;

$\beta_T$  – температурний коефіцієнт напруги холостого ходу,  $\beta_T = -0,00275$  1/°C;

$T_r$  – мінімальна робоча температура фотомодуля в зимовий період,  $T_r = -40$  °C.

$$V_{oc\max} = 46,68 \times (1 + (-40 - 25) \times (-0,00275)) = 55,024 \text{ В.}$$

Кількість послідовно з'єднаних модулів у стрінгу обмежує найменший із двох параметрів: максимально допустима вхідна напруга інвертора або системна напруга фотомодуля. Безпечна робота системи можлива на нижчому з цих значень. Напруга інвертора має менше значення тому, саме вона стає обмежувачем максимальної кількості фотомодулів:

$$N_s \leq \frac{U_{DC\max}}{V_{oc\max}}, \quad (2.11)$$

де  $U_{DC\max}$  – максимальна вхідна напруга інвертора,  $U_{DC\max} = 500$  В.

$$N_s = 8 \leq \frac{500}{55,024} = 9,087 \gg 9 \text{ модулів.}$$

Отримане значення  $N_s$  округлюється до меншого цілого числа.

Далі фіналізується конфігурація фотоелектричного масиву. Параметри під'єднання повинні узгоджуватися із загальною кількістю модулів та можливістю обладнання. Важливу роль надається кількості МРРТ-трекерів інвертора. Deue на 8 кВт реалізує схему «2+2» (робота з чотирма стрінгами одночасно).

Загальна кількість стрінгів у проєкті:

$$N_{str} = \frac{N_{pv}}{N_s}. \quad (2.12)$$

$$N_{str} = \frac{8}{9} = 0,88 \gg 1 \text{ стрінг.}$$

Отже, сформований фотоелектричний масив складається з одного стрінгу із восьми послідовно з'єднаних модулів. Ланцюг підключається на один вхід МРРТ-трекера інвертора.

Після вибору схеми з'єднання сонячних фотомодулів необхідно підтвердити сумісність інвертора з параметрами фотомасиву. Перевірка потребує виконання наступних умов:

1. Максимальна вхідна напруга інвертора повинна бути більшою за напругу холостого ходу всього стрінгу:

$$U_{in\ max} > V_{oc\ max} \times N_s. \quad (2.13)$$

2. Інвертор повинен працювати в широкому діапазоні зміни вхідної напруги (за STC):

$$U_{MPPT\ min} \leq U_{mp} \times N_s \leq U_{MPPT\ max}. \quad (2.14)$$

3. Максимальний струм короткого замикання, який витримує вхід МРРТ-трекера повинен перевищувати сумарний струм короткого замикання від усіх паралельних стрінгів, що підключені до цього трекера (за STC):

$$I_{scin\ max} > N_{str} \times I_{sc}, \quad (2.15)$$

де  $N_{str}$  – кількість стрінгів.

4. Максимальний робочий струм МРРТ-трекера інвертора має перевищувати сумарний струм стрінгів, приєднаних до одного входу (за STC):

$$I_{MPPTin\max} > N_{str} \cdot I_{MPPT}, \quad (2.16)$$

де  $I_{MPPTin\max}$  – максимально допустимий струм МРРТ входу,  $I_{MPPTin\max} = 22$  А.

5. Інвертор повинен мати високий коефіцієнт корисної дії.

Перевірка за максимальною напругою за відношенням (2.13):

$$500 \text{ В} > 55,024 \cdot 8 = 440,192 \text{ В}.$$

Перевірка діапазону робочих напруг МРРТ за відношенням (2.14):

$$124 \text{ В} \in 41,96 \cdot 8 = 335,68 \text{ В} \in 425 \text{ В}.$$

Перевірка струму короткого замикання МРРТ-входу. Як правило, інвертори такого типу мають струм короткого замикання МРРТ входу близько 25 А. Приймаємо це значення та проводимо перевірку за виразом (2.15):

$$25 \text{ А} > 1 \cdot 4 = 14 \text{ А}.$$

Перевірка максимального робочого струму МРРТ-трекера за співвідношенням (2.16):

$$22 \text{ А} > 1 \cdot 3,11 = 13,11 \text{ А}.$$

ККД інвертора  $\eta_{inv} = 97\%$  відповідає сучасним вимогам.

Визначимо сумарну пікову потужність критично важливих споживачів, Перелік споживачів та їх потужність наведено у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Потужність споживачів

| № п/п | Найменування                 | Номінальна потужність, кВт | Потужність, кВА |
|-------|------------------------------|----------------------------|-----------------|
| 1     | Холодильник                  | 0,15                       | 0,19            |
| 2     | Освітлення (резервне)        | 0,20                       | 0,21            |
| 3     | Комп'ютер + Wi-Fi            | 0,40                       | 0,47            |
| 4     | Бойлер                       | 2,50                       | 2,50            |
| 5     | Ноутбук                      | 0,14                       | 0,165           |
| 6     | Зарядні пристрої             | 0,11                       | 0,16            |
| 7     | Зовнішнє освітлення          | 0,10                       | 0,11            |
| ...   | Резерв                       |                            | 10%             |
| ...   | Загальне навантаження на АКБ | 3,6 кВт                    | 4,186 кВА       |

За таблицею 2.5 перевіримо завантаження інвертора:

$$S_{inv} > S_{AC}, \quad (2.17)$$

де  $S_{inv}$  – номінальне навантаження інвертора;

$S_{AC}$  – загальне навантаження.

$$8000 \text{ ВА} > 4186 \text{ ВА}.$$

Це відповідає умові нормальної роботи інвертора.

Електрична схема з'єднання восьми модулів у стрінг із підключенням до MPPT-трекера інвертора представлена на рисунку 2.5.

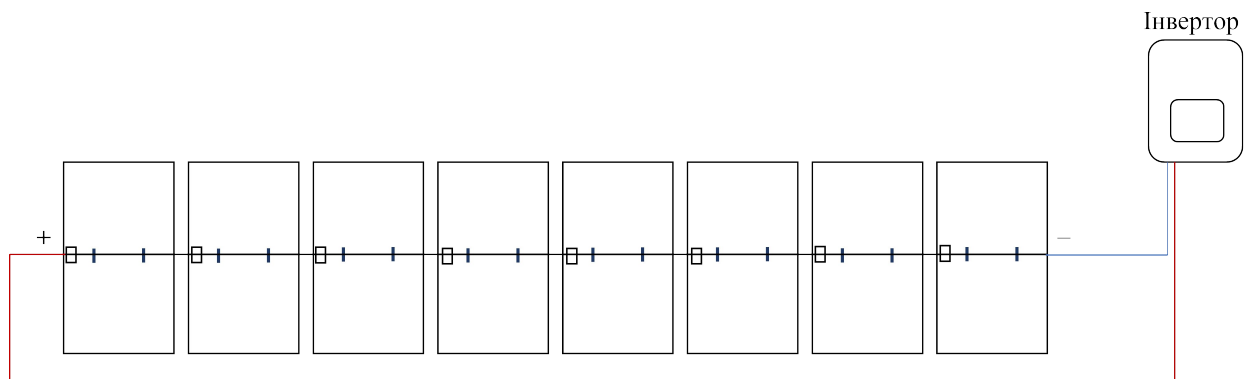


Рисунок 2.5 – Підключення ФЕМ у стрінг

### 2.3 Розрахунок ємності акумуляторної батареї

Акумуляторна батарея в гібридній системі виконує роль накопичення надлишкової електроенергії в періоди активної сонячної генерації та її віддачу споживачам у вечірній та нічний час або за несприятливих погодних умов. В умовах нестабільності централізованого електропостачання, що особливо актуально для України у зв'язку з важкою ситуацією в енергетиці та систематичними відключеннями електроенергії, АКБ стають невід'ємною частиною для нестабільної мережі.

Добовий цикл роботи гібридної системи з накопичувачем характеризується трьома основними режимами:

- у денний період (орієнтовно з 7:00 до 19:00) відбувається генерація електроенергії фотомасивом, яка спрямовується на покриття поточного навантаження, заряд акумуляторної батареї, а надлишки можуть передаватися у зовнішню мережу.

- у вечірній час (орієнтовно з 19:00 до 23:00), коли сонячна генерація припиняється, а споживання залишається високим, система переходить у режим розряду акумулятора на забезпечення навантаження.

- у нічний період (орієнтовно з 23:00 до 7:00) за необхідності може здійснюватися дозаряд батареї від мережі за вигіднішим нічним тарифом для підтримання необхідного рівня заряду.

На ринку представлені три основні технології, що розрізняються за хімічним складом та експлуатаційними характеристиками: свинцево-кислотні, літій-іонні та проточні. Кожна з них має свій допустимий діапазон розряду. Свинцево-кислотні акумулятори витримують максимальну глибину розряду 50%; при меншому розряді їх термін служби скорочується через сульфітацію пластин. Літій-іонні та літій-залізо-фосфатні АКБ можна розряджати до 80-90% без помітної втрати продуктивності. Проточні акумулятори витримують розряд практично до нуля, але через високу вартість та великі розміри їх не

використовують для приватних будинків. Саме тому важливо враховувати хімічний склад акумулятора при розрахунку необхідної ємності.

Надмірно велика ємність при невеликій потужності фотоелектростанції призводить до хронічного недозаряду. Для батарей це означає деградацію елементів та зменшення строку експлуатації. З іншого боку, недостатня ємність означає роботу на межі глибоко розряду, що руйнівнo для будь-якої хімії [17].

Для гібридних сонячних електростанцій найбільш придатними є літій-залізофосфатні ( $\text{LiFePO}_4$ ) акумулятори. Вони характеризуються високою циклічною стійкістю (понад 6000 циклів), підвищеною безпечністю, стабільною роботою у широкому температурному діапазоні.

Найбільш розповсюджені робочі напруги АКБ у фотоелектричних системах – 12, 24 і 48 В. Вибір напруги та кількість елементів залежить від параметрів інвертора. Системна напруга відповідно до параметру інвертора (табл. 2.4) становить 48 В (51,2 В номінальна для  $\text{LiFePO}_4$ ).

Максимальний безперервний струм, який акумуляторна батарея здатна віддавати для живлення критичного навантаження в автономному режимі:

$$I_{\max} = \frac{P_{DC}}{U_{\min(\text{АКБ})}}, \quad (2.18)$$

де  $P_{DC}$  – потужність, яку інвертор споживає від батареї, Вт;

$U_{\min(\text{АКБ})}$  – мінімальна робоча напруга АКБ, що приведена в таблиці 2.6.

Потужність, яку інвертор споживає від батареї:

$$P_{DC} = \frac{P_{AC}}{\eta_{inv}}, \quad (2.19)$$

де  $P_{AC}$  – загальна повна потужність критичних споживачів з резервом.

Проведемо розрахунки:

$$P_{DC} = \frac{4186}{0,97} = 4315,46 \text{ Вт};$$

$$I_{\max} = \frac{4315,46}{44,8} = 96,32 \text{ А}.$$

Для розрахунку мінімально необхідної ємності акумуляторної батареї необхідно визначити енергоспоживання у період автономної роботи. На основі даних таблиці 1.2 визначимо споживання по кожному часовому інтервалу:

- денний (7:00-19:00): 8606 Вт·год;
- вечірній (19:00-00:00): 2095 Вт·год;
- нічний (00:00-7:00): 1636 Вт·год.

Отже, мінімальна енергія, яку має накопичити АКБ для забезпечення 12 годин автономної роботи споживачів вночі – 3731 Вт·год. А у разі похмурої погоди денне споживання – 12337 Вт·год.

Наступним кроком є розрахунок «чистої» (або корисної) ємності АКБ, яка необхідна для зберігання цієї енергії:

$$C_{\text{чиста}} = \frac{E_{\text{АКБ}}}{U_{\text{АКБ}}}. \quad (2.20)$$

$$C_{\text{чиста}} = \frac{12337}{48} = 257 \text{ А} \cdot \text{год.}$$

Для розрахунку фактичної (номінальної) ємності батареї необхідно врахувати допустиму глибину розряду:

$$C = \frac{E_{\text{АКБ}}}{U_{\text{АКБ}} \cdot k_{\text{DoD}}}, \quad (2.21)$$

де  $k_{\text{DoD}}$  – коефіцієнт допустимого розряду. Для  $\text{LiFePO}_4$  зазвичай приймають  $k_{\text{DoD}} = 0,9$ .

$$C = \frac{12337}{48 \cdot 0,9} = 286 \text{ А} \cdot \text{год.}$$

Для реалізації було вирішено обрати популярну на ринку акумуляторну батарею DEYE RW-F16 48-314Ah 16,0 kWh. Її однієї вистачить, щоб виконати поставлені задачі. Зовнішній вигляд зображено на рисунку 2.6.



Рисунок 2.6 – Зовнішній вигляд літій-залізо-фосфатного акумулятора  
DEYE RW-F16 48-314Ah 16,0 kWh

Технічні характеристики наведені з паспортних даних і представлені в таблиці 2.6 [18].

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики DEYE RW-F16 48-314Ah 16,0 kWh

| Параметр                              | Значення                                         |
|---------------------------------------|--------------------------------------------------|
| Тип акумулятора                       | Літій-залізо-фосфатні LiFePO <sub>4</sub>        |
| Ємність (А·год)                       | 314                                              |
| Масштабованість                       | Макс. 32 шт. паралельно (макс. 512 кВт·год)      |
| Номінальна напруга, В                 | 51,2                                             |
| Робоча напруга, В                     | 44,8 ~ 57,6                                      |
| Номінальна енергія, кВт·год           | 16                                               |
| Корисна енергія (90%DOD), кВт·год     | 14,4                                             |
| Напруга заряду, В                     | 29,2                                             |
| Зарядка/розрядка макс. безперервна, А | 160 / 160                                        |
| Струм піковий, А                      | 300 / 300 (10 сек)                               |
| Рекомендована глибина розряду         | 90%                                              |
| Розмір (Ш×В×Г, мм )                   | 480×830×235 (без підвісного кронштейну та опори) |
| Приблизна вага, кг                    | 122                                              |
| Ступінь захисту корпусу IP            | IP20                                             |
| Робоча температура                    | Заряд: 0 ~ 55°C / Розряд: -20°C~ 55°C            |
| Рекомендована робоча температура      | 15°C ~ 35°C                                      |
| Температура зберігання                | 0°C ~ 35°C                                       |
| Відносна вологість                    | 95%                                              |
| Цикл експлуатації                     | ≥6000 ( 25°C±2°C, 0.5C / 0.5C, 90%DOD, 70%EOL )  |
| Встановлення                          | Настінний, підлоговий                            |
| Пропускна здатність                   | 52,5 МВт·год (25°C, 0,5C / 0,5C, 70%)            |

|              |               |
|--------------|---------------|
| Порт зв'язку | CAN2.0, RS485 |
|--------------|---------------|

Схему підключення однієї батареї до інвертора показано на рисунку 2.7. Зв'язок між інвертором та АКБ здійснюється по інтерфейсу RS485. Через цей канал BMS надсилає інформацію в режимі реального часу про стан заряду, напругу, струм та параметри несправностей. Інвертор зможе швидко регулювати режими заряджання та розряджання на основі поточного стану АКБ та запобігати небезпечним умовам експлуатації.

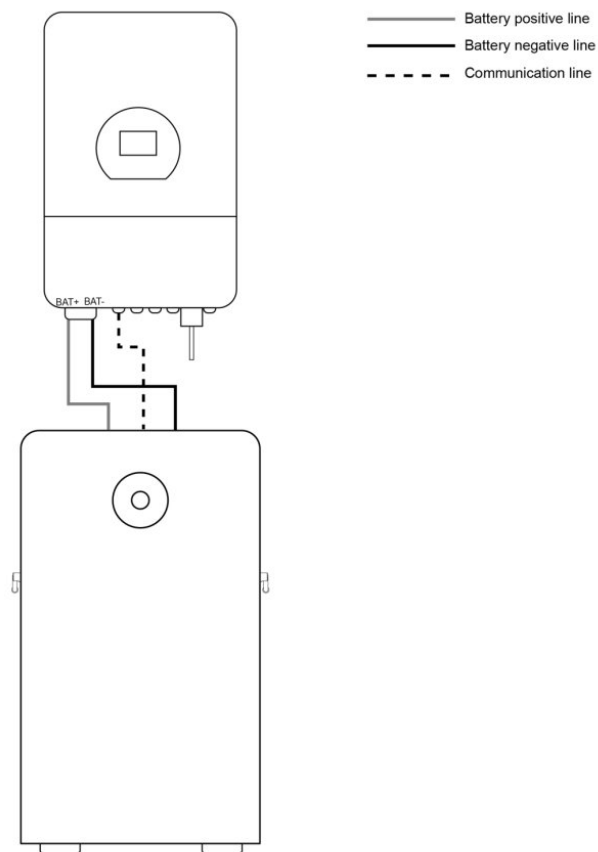


Рисунок 2.7 – Схема підключення батареї до інвертора [19]

## 2.4 Висновки з розділу 2

У другому розділі проведено вибір основного обладнання гібридної фотоелектростанції. З аналізу ринку фотовольтаїчних модулів стало зрозуміло, що серед представлених технологій виготовлення монокристалічна є найбільш доцільною для проєкту. Конфігурація фотомасиву складається з восьми послідовно з'єднаних модулів в один стрінг з підключенням до МРРТ-трекера. Підібрано гібридний інвертор зарекомендованої марки Deue, який працює в мережевому, автономному та змішаному режимах з автоматичним перемиканням між ними.

Ємність накопичувача розраховано на базі споживання протяжністю в один негенерацийний день. АКБ виконано на літій-залізо-фосфатній технології з високою циклічністю. Попередньо прийнято, що достатньо одного блоку для покриття потреб.

## РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНОК МОНТАЖНОГО КОМПЛЕКТУ

### 3.1 Вибір конструкцій для розміщення фотомодулів

Монтаж сонячних фотоелектричних модулів на дахах приватних будинків є одним із найпоширеніших рішень для фотоелектростанцій через те, що дозволяє ефективно використовувати наявну площу покрівлі без необхідності додаткового земельного відведення. Встановлювати модулі планується на прямокутній частині покрівлі, яка вмістить всі вісім модулів. Кут встановлення відповідає куту нахилу поверхні в  $37^\circ$ . Пряме розміщення на поверхні даху спрощує систему і позбавляє витрат на додаткові конструкції для підняття панелей до оптимального кута в  $40^\circ$ .

Універсальна система кріплення для похилих дахів (рис. 3.1) сумісна з дахами із металочерепиці [20].

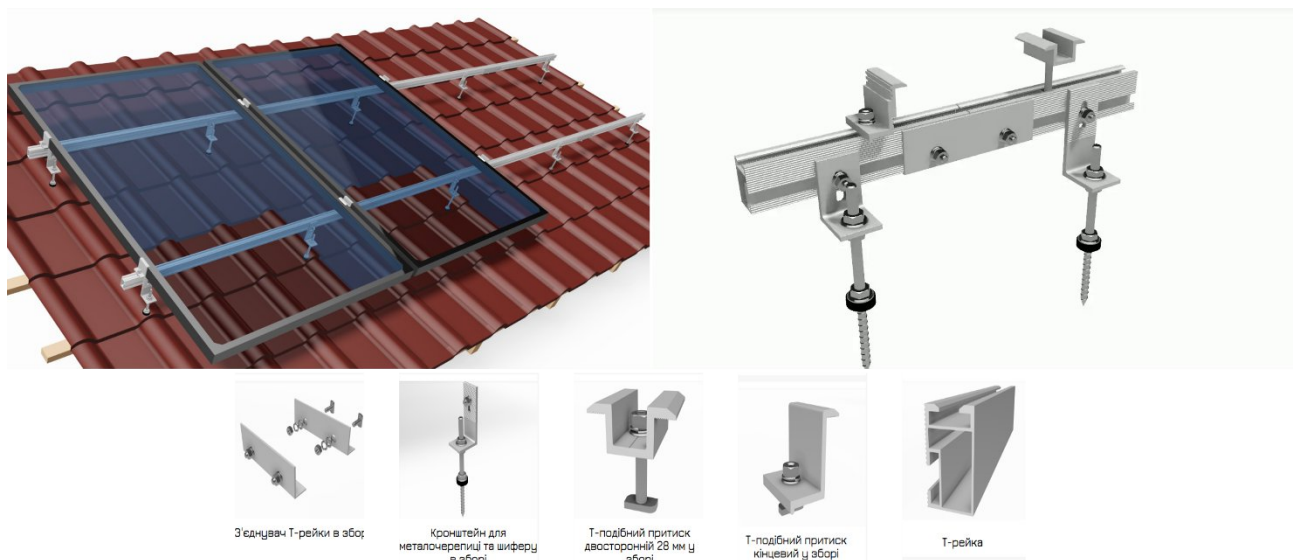


Рисунок 3.1 – Складові універсального комплексу для монтажу фотоелектростанції на похилі дахи

Складається універсальний комплект з напрямних профілів, кронштейнів, притискачів і комплексу монтажних елементів, виготовлених із алюмінію та гарячеоцинкованої сталі. Виготовлення компонентів з цих матеріалів забезпечує

високу корозійну стійкість, міцність і довговічність конструкції з терміном не менше 25 років. Захистити метал конструкції від впливу вологи, ультрафіолету й механічних навантажень дозволяє анодне покриття або гаряче цинкування за стандартом ISO 1461:2009 [21].

Монтаж конструкції виконується у кілька етапів. На першому етапі у несучі елементи даху встановлюються гвинти-шурупи з ущільнюючими прокладками, які забезпечують герметичність місць кріплення від проникненню опадів. До гвинтів за допомогою гайок кріпляться напрямні профілі. Таким чином, формується надійний каркас для фотомодулів. У разі зміщення профілів відносно несучих елементів застосовуються монтажні пластини. За допомогою них регулюють положення профілю в горизонтальній площині. Відстань між двома напрямними профілями для обслуговування панелей одного ряду має бути не більше 1050 мм, а між рядами – не менше 650 мм.

Фінальний вигляд змонтованого масиву на даху відображено за допомогою візуалізації на рисунку 3.2.

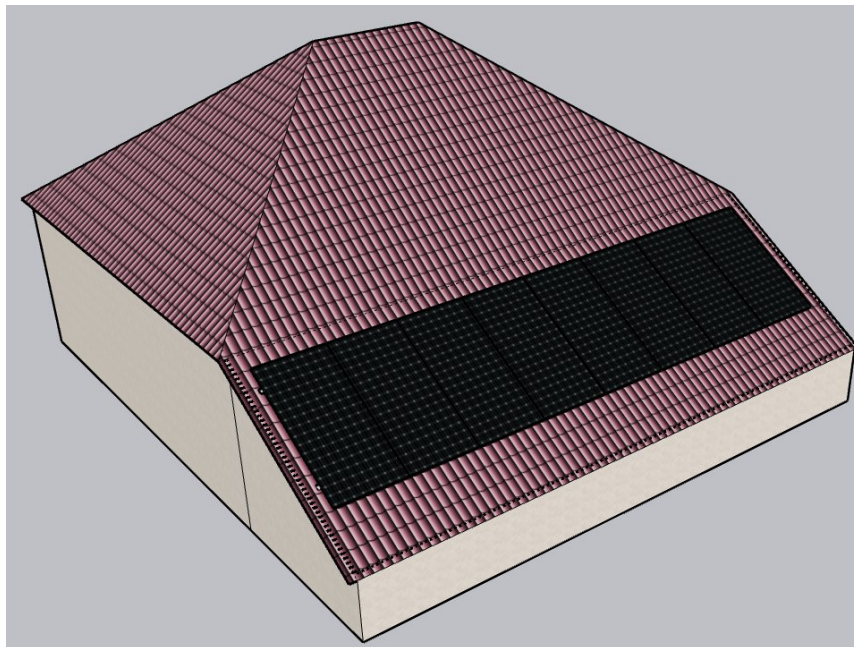


Рисунок 3.2 – Проектний вигляд фотоелектричної системи на покрівлі даху

### 3.2 Вибір кабелів та апаратів захисту фотоелектричної станції

Проектування кабельних ліній гібридної фотоелектричної системи має забезпечити надійну передачу електроенергії від фотомодулів до інвертора, від акумулятора до інвертора (мережа постійного струму) та від інвертора до споживачів і зовнішньої мережі (мережа змінного струму). Вибір перерізу провідників здійснюється з урахуванням допустимих тривалих струмів навантаження, втрат напруги та механічної міцності кабелю. Для приватних дахових фотоелектричних станцій довжина кабелів зазвичай невелика, і це значно спрощує розрахунки.

#### 3.2.1 Вибір кабелю мережі постійного струму (DC)

Для підключення фотоелектричного масиву до інвертора використовується спеціалізований сонячний кабель марки PV (Photovoltaic cable). Конструкція кабелю складається з мідної багатодротяної жили з подвійною ізоляцією на основі зшитого поліетилену, стійкого до ультрафіолетового випромінювання, озону, перепадів температур та механічних навантажень.

Фотомодулі розташовані на даху приватного будинку, інвертор встановлюється всередині будівлі в технічному приміщенні. Кабель прокладається по поверхні покрівлі від фотомасиву до краю даху, вертикально по зовнішній стіні будинку, через отвір у стіні до місця встановлення інвертора.

Для захисту кабелю від механічних пошкоджень прокладання здійснюється в гофрованій трубі, стійкій до ультрафіолетового випромінювання.

Розрахункова довжина кабельної лінії постійного струму становить:

$$l_{DC} = l_{\text{дах}} + l_{\text{стіна}} + l_{\text{внутр}}, \quad (3.1)$$

де  $l_{\text{дах}}$  – довжина кабелю, прокладеного по покрівлі від фотомасиву до краю даху, м;

$l_{\text{стіна}}$  – довжина кабелю, прокладеного по зовнішній стіні будинку, м;

$l_{\text{внутр}}$  – довжина кабелю, прокладеного всередині будинку до інвертора, м.

Як видно зі схеми (рис. 2.5), стрінг з 8 модулів має два виходи: позитивний («+») біля панелі №1 та негативний («-») біля панелі №8. Обидва кабелі мають дійти до інвертора в одній точці. Приймаємо, що точка спуску з даху знаходиться біля кінця стрінгу (біля панелі №8).

Кабель «-» (негативний) виходить з панелі №8 (біля точки спуску) та має таку загальну довжину:

$$l_{DC(-)} = 2 + 6 + 7 = 15 \text{ м},$$

де  $l_{\text{дах}}$  – довжина кабелю, прокладеного по покрівлі від фотомасиву до краю даху,  $l_{\text{дах}} = 2$  м (на підключення та виведення до спуску);

$l_{\text{стіна}}$  – довжина кабелю, прокладеного по зовнішній стіні будинку,  $l_{\text{стіна}} = 6$  м;

$l_{\text{внутр}}$  – довжина кабелю, прокладеного всередині будинку до інвертора,  $l_{\text{внутр}} = 7$  м.

Кабель «+» (позитивний) виходить з панелі №1 (на протилежному кінці) та має таку загальну довжину:

$$l_{DC(+)} = 10 + 6 + 7 = 23 \text{ м},$$

де  $l_{\text{дах}}$  – довжина кабелю, прокладеного по покрівлі від фотомасиву до краю даху,  $l_{\text{дах}} = 10$  м (потрібно пройти всю довжину фотомасиву до точки спуску);

$l_{\text{стіна}}$  – довжина кабелю, прокладеного по зовнішній стіні будинку,  $l_{\text{стіна}} = 6$  м;

$l_{\text{внутр}}$  – довжина кабелю, прокладеного всередині будинку до інвертора,  $l_{\text{внутр}} = 7$  м.

Розрахункова довжина кабельної лінії постійного струму становить:

$$l_{DCS} = l_{DCinv} \times N_{inv}, \quad (3.2)$$

де  $l_{DCinv}$  – сумарна довжина кабелів («+» та «-») для одного інвертора,  $l_{DCinv} = 38$  м;

$N_{inv}$  – кількість інверторів, що використовуються у проєкті.

$$l_{DCS} = 38 \times 1 = 38 \text{ м}.$$

Переріз провідників має забезпечувати безпечну роботу кабелю при максимальному робочому струмі фотоелектричного масиву. Проведемо перевірку кабелю H1Z2Z2-K  $1 \times 6 \text{ мм}^2$ . Згідно з галузевими стандартами (ПУЕ, ДСТУ EN 50618:2015), вибір перерізу для безпечної експлуатації проводиться на основі струму короткого замикання ( $I_{sc}$ ) з коефіцієнтом безпеки 1,25 [22,23]:

$$I_{DC\max} = I_{sc} \times 1,25, \quad (3.3)$$

де  $I_{sc}$  – струм короткого замикання одного фотомодуля за умов STC (табл. 2.2),  $I_{sc} = 14,00$  А.

Для послідовного з'єднання модулів струм залишається незмінним, тому максимальний розрахунковий струм мережі постійного струму становить:

$$I_{DC\max} = 14,00 \times 1,25 = 17,5 \text{ А.}$$

Згідно з ДСТУ EN 50618:2015 (додаток А), для двох PV кабелі перерізом  $1 \times 6 \text{ мм}^2$ , які прокладені разом (у гофрі на поверхні), допустимий тривалий струм становить 57 А.

Іншим критерієм вибору перерізу є розрахунок втрат напруги. На цій ділянці вони мають бути мінімальними (ідеально  $< 1\%$ ). Розраховуються втрати за формулою:

$$\Delta U_{DC} = \rho \times l_{DC} \times \frac{I_{mp}}{S_{DC}} \times [1 + \alpha \times (T - 20)], \quad (3.4)$$

де  $\rho$  – питомий опір міді,  $\rho = 0,0172 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ ;

$l_{DC}$  – довжина кабельної лінії постійного струму,  $l_{DC} = 38 \text{ м}$ ;

$I_{mp}$  – струм у точці максимальної потужності за STC умов (з табл. 2.2),  $I_{mp} = 13,11 \text{ А}$ ;

$S_{DC}$  – переріз провідника,  $\text{мм}^2$ ;

$\alpha$  – температурний коефіцієнт опору міді,  $\alpha = 0,0038 \text{ 1/}^\circ\text{C}$ ;

$T$  – очікувана температура провідника в робочому режимі,  $T = 45 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Для перерізу  $1 \times 6 \text{ мм}^2$ :

$$\Delta U_{DC(6)} = 0,0172 \times 38 \times \frac{13,11}{6} \times [1 + 0,0038 \times (45 - 20)] = 1,564 \text{ В.}$$

Відносні втрати напруги розраховуються за формулою:

$$\Delta U_{DC(6)} = \frac{\Delta U_{DC(6)}}{U_{стр}} \times 100\%, \quad (3.5)$$

де  $U_{стр}$  – робоча напруга стрінгу,  $U_{стр} = 335,68 \text{ В}$ .

$$dU_{DC(6)} = \frac{1,564}{335,68} \times 100\% = 0,47\%.$$

Наступним кроком визначимо номінальні втрати потужності на лінії постійного струму від фотомодулів до інвертора за формулою:

$$DP_{DC} = r \times \frac{l_{DC}}{S_{DC}} \times \left[ 1 + \alpha (T - 20) \right] \times I_{mp}^2, \quad (3.6)$$

де  $\rho$  – питомий опір міді,  $\rho = 0,0172 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ ;

$l_{DC}$  – довжина кабельної лінії постійного струму,  $l_{DC} = 38 \text{ м}$ ;

$S_{DC}$  – переріз обраного кабелю,  $S_{DC} = 6 \text{ мм}^2$ ;

$\alpha$  – температурний коефіцієнт опору міді,  $\alpha = 0,0038 \text{ 1/}^\circ\text{C}$ ;

$T$  – очікувана температура провідника в робочому режимі,  $T = 45 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

$I_{mp}$  – максимальний струм стрінгу у робочому режимі (при NOCT),  $I_{mp} = 10,55 \text{ А}$ .

$$DP_{DC} = 0,0172 \times \frac{38}{6} \times \left[ 1 + 0,0038 (45 - 20) \right] \times 10,55^2 = 13,277 \text{ Вт.}$$

Також розрахуємо потужність втрат в з'єднувальному колі фотомодулів:

$$DP_{pv} = r \times \frac{2 \times N_{pv} \times l_{pv}}{S_{pv}} \times \left[ 1 + \alpha (T - 20) \right] \times I_{mp}^2, \quad (3.7)$$

де  $N_{pv}$  – кількість фотомодулів,  $N_{pv} = 8$  модулів;

$l_{pv}$  – довжина дротів одного фотомодуля,  $l_{pv} = 1 \text{ м}$ ;

$S_{pv}$  – переріз дротів фотомодуля (з табл. 2.2),  $S_{pv} = 4 \text{ мм}^2$ .

$$DP_{pv} = 0,0172 \times \frac{2 \times 8 \times 1}{4} \times \left[ 1 + 0,0038 (45 - 20) \right] \times 10,55^2 = 8,385 \text{ Вт.}$$

Загальні втрати потужності в колі PV-генерації складаються з втрат у зовнішніх з'єднувальних кабелях та втрат у заводських кабелях внутрішньої комутації фотомодулів:

$$DP_{DC\text{â}} = DP_{DC} + DP_{pv}. \quad (3.8)$$

$$DP_{DC\text{â}} = 13,277 + 8,385 = 21,662 \text{ Вт.}$$

### 3.2.2 Вибір кабелю для підключення акумуляторної батареї

З'єднання акумуляторного блоку з гібридним інвертором є найбільш відповідальною ділянкою системи, яка працює при низькій напрузі. Тут важливо мінімізувати падіння напруги та забезпечити надійну роботу у тривалому режимі. Взимку, коли АКБ заряджається від мережі і живить будинок, кабель перебуває тривалий час під навантаженням. Тому вибір перерізу обирається саме з урахуванням тривалого режиму роботи.

Для підключення обираємо кабель марки ПВ-3 підвищеної гнучкості з мідними багатодротовими жилами та ПВХ-ізоляцією. Переріз проводу повинен витримувати максимальний безперервний струм, який інвертор споживатиме від батареї при повному навантаженні:

$$I_{\max} = 145,3 \text{ А.}$$

Переріз обирається з умови, що його допустимий тривалий струм ( $I_{\text{доп}}$ ) має бути більшим за максимальний робочий струм ( $I_{\max}$ ):

$$I_{\text{доп}} > I_{\max} . \quad (3.9)$$

Незважаючи на те, що розрахунковий струм навантаження дорівнює 145,3 А, переріз провідника має бути обраний з урахуванням максимального струму заряду/розряду інвертором – 190 А. За довідковими даними ПУЕ для одножильних мідних провідників, прокладених відкрито (додаток Б), обираємо кабель з перерізом 50 мм<sup>2</sup>, який витримує тривалий струм 215 А.

Розрахуємо втрати напруги для кабелю. Загальна довжина кабельної лінії (сумарна довжина «плюсового» та «мінусового» провідників) приймається рівною 2 м (по 1 м на кожен полюс, інвертор та акумулятори знаходяться поруч у технічному приміщенні):

$$\Delta U_{\text{АКБ}} = \rho \cdot l_{\text{АКБ}} \cdot \frac{I_{\max}}{S_{\text{АКБ}}} \cdot [1 + \alpha \cdot (T - 20)], \quad (3.10)$$

де  $\rho$  – питомий опір міді,  $\rho = 0,0172 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ ;

$l_{AKБ\Sigma}$  – довжина кабельної лінії між інвертором та АКБ,  $l_{AKБ\Sigma} = 2$  м;

$S_{AKБ}$  – переріз обраного кабелю,  $S_{AKБ} = 50$  мм<sup>2</sup>;

$I_{max}$  – розрахунковий струм,  $I_{max} = 145,3$  А.

$\alpha$  – температурний коефіцієнт опору міді,  $\alpha = 0,0038$  1/°C;

$T$  – очікувана температура провідника в робочому режимі,  $T = 45$  °C.

$$\Delta U_{AKБ} = 0,0172 \times \frac{145,3}{50} \times [1 + 0,0038 \times (45 - 20)] = 0,109 \text{ В.}$$

Відносні втрати напруги від номінальної напруги системи:

$$\Delta U_{AKБ} = \frac{\Delta U_{AKБ}}{U_{sys}} \times 100\%, \quad (3.11)$$

де  $U_{sys}$  – номінальна напруги системи,  $U_{sys} = 48$  В.

$$\Delta U_{AKБ} = \frac{0,109}{48} \times 100\% = 0,23\%.$$

На завершення розрахуємо втрати потужності в кабелі АКБ при максимальному струмі розряду:

$$\Delta P_{AKБ} = \Delta U_{AKБ} \times I_{max}. \quad (3.12)$$

$$\Delta P_{AKБ} = 0,109 \times 145,3 = 15,838 \text{ Вт.}$$

Для з'єднання акумуляторної батареї та інвертора остаточно приймаємо два одножильних кабелі марки ПВ-3 50 мм<sup>2</sup>. Перевага надається кабелю завдяки його конструктивним особливостям: струмопровідна жила, що складається з багатьох мідних дрітків, забезпечує легкість монтажу та підключення до клем без створення механічного навантаження. Ізоляційне покриття з ПВХ є стійким до широкого діапазону робочих температур (від -50 до +50 °C) та механічних впливів [24].

### 3.2.3 Вибір кабелю мережі змінного струму (АС)

Завершальним етапом розрахунку кабельних ліній системи є вибір провідника для мережі змінного струму, який з'єднує АС-вихід гібридного інвертора з головним розподільчим щитом будинку.

Розрахунок струму ведеться на основі номінальної вихідної потужності інвертора. Для мереж змінного струму необхідно враховувати коефіцієнт потужності, який характеризує зсув фаз між струмом та напругою та впливає на повну потужність.

Робочий струм інвертора визначається за формулою:

$$I_{AC} = \frac{P_{inv}}{U_{AC} \times \cos \varphi}, \quad (3.13)$$

де  $U_{AC}$  – номінальна напруга мережі змінного струму,  $U_{AC} = 230$  В;

$\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності інвертора. Для сучасних гібридних інверторів це значення є високим; приймаємо  $\cos \varphi = 0,98$ .

Підставивши значення, отримуємо:

$$I_{AC} = \frac{8000}{230 \times 0,98} = 35,49 \text{ А.}$$

Для стаціонарної прокладки всередині технічного приміщення (від інвертора до розподільчого щита) обираємо трижильний мідний кабель з ізоляцією, що не підтримує горіння, марки ВВГнг (жили фаза, нуль та земля).

Перевірка перерізу за нагрівом (допустимим тривалим струмом) є першочерговою. Допустимий тривалий струм має перевищувати максимальний робочий струм системи ( $I_{AC}$ ):

$$I_{\text{доп}} > I_{AC}. \quad (3.14)$$

За довідковими даними ПУЕ (додаток Б) для трижильного мідного кабелю, прокладеного у повітрі, розглядаємо найближчі стандартні перерізи:

- для перерізу  $S = 6 \text{ мм}^2$ :  $I_{\text{доп}} = 42 \text{ А}$ .

- для перерізу  $S = 10 \text{ мм}^2$ :  $I_{\text{доп}} = 55 \text{ А}$ .

Обрано кабель марки ВВГнг  $3 \times 10 \text{ мм}^2$ .

Наступним кроком є перевірка обраного перерізу за втратами напруги. Приймаємо довжину від інвертора до розподільчого щита  $L_{AC} = 3 \text{ м}$ .

При розрахунку втрат в мережі АС необхідно враховувати не лише активний,

але й індуктивний (реактивний) опір кабелю. Використовуємо паспортне значення активного  $R_0 = 1,84 \text{ Ом/км}$  та індуктивного  $x_0 = 0,073 \text{ Ом/км}$  [25].

Розрахуємо активний опір одного провідника довжиною 3 м, враховуючи нагрів до робочої температури:

$$R_L = \frac{R_0 \times L_{AC}}{1000} \times [1 + \alpha \times (T - 20)], \quad (3.15)$$

де  $R_0$  – паспортний активний опір для кабелю ВВГнг  $3 \times 10 \text{ мм}^2$ ,  $R_0 = 1,84 \text{ Ом/км}$ ;

$L_{AC}$  – довжина одного провідника,  $L_{AC} = 3 \text{ м}$ ;

$\alpha$  – температурний коефіцієнт опору міді,  $\alpha = 0,0038 \text{ 1/}^\circ\text{C}$ ;

$T$  – очікувана температура провідника в робочому режимі,  $T = 45 \text{ }^\circ\text{C}$ .

$$R_L = \frac{1,84 \times 3}{1000} \times [1 + 0,0038 \times (45 - 20)] = 0,00604 \text{ Ом.}$$

Також знайдемо реактивний опір за формулою:

$$X_L = \frac{x_0 \times L_{AC}}{1000}. \quad (3.16)$$

де  $x_0$  – індуктивний опір для кабелю ВВГнг  $3 \times 10 \text{ мм}^2$ ,  $x_0 = 0,073 \text{ Ом/км}$ .

$$X_L = \frac{0,073 \times 3}{1000} = 0,00022 \text{ Ом.}$$

Втрати напруги для однофазної лінії (яка має два робочі провідники  $L$  та  $N$ ) розраховуються за повною формулою:

$$\Delta U_{AC} = 2 \times I_{AC} \times (R_L \times \cos \varphi + X_L \times \sin \varphi), \quad (3.17)$$

де  $\sin \varphi$  – реактивна складова,  $\sin \varphi = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi} = \sqrt{1 - 0,98^2} = 0,199$ .

Підставимо значення і отримаємо:

$$\Delta U_{AC} = 2 \times 35,49 \times (0,00604 \times 0,98 + 0,00022 \times 0,199) = 0,423 \text{ В.}$$

Відносні втрати напруги знайдемо за відповідною формулою:

$$\Delta U_{AC} = \frac{\Delta U_{AC}}{U_{AC}}. \quad (3.18)$$

$$\Delta U_{AC} = \frac{0,703}{230} \times 100\% = 0,18\%.$$

На завершення розрахуємо втрати активної потужності, які будуть розсіюватися у вигляді тепла на кабелі при роботі під номінальним навантаженням. Втрати активної потужності на обох провідниках (фаза + нуль) визначаються за формулою:

$$DP_{AC} = I_{AC}^2 \times 2 \times R_L. \quad (3.19)$$

Після внесення необхідних значень у формулу маємо:

$$DP_{AC} = 35,49^2 \times 2 \times 0,00604 = 15,22 \text{ Вт.}$$

Після перевірки, для підключення АС-виходу інвертора до розподільчого щита, остаточно прийнято кабель марки ВВГнг 3×10 мм<sup>2</sup>.

Результати всіх розрахунків та перевірок для трьох основних кабельних ліній, виконаних у пунктах 3.2.1-3.2.3, згруповані та представлені у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Зведені результати вибору кабелів для гібридної ФЕС

| № | Ділянка                | L, м | U, В   | P, кВт | I <sub>p</sub> , А | Марка    | S, мм <sup>2</sup> | I <sub>доп</sub> , А | ΔU, % |
|---|------------------------|------|--------|--------|--------------------|----------|--------------------|----------------------|-------|
| 1 | DC (Панелі → інвертор) | 38   | 335,68 | 4,4    | 13,11              | H1Z2Z2-K | 1 × 6              | 70                   | 0,47  |
| 2 | DC (АКБ → інвертор)    | 2    | 48     | 6,32   | 145,3              | ПВ-3     | 1 × 50             | 170                  | 0,23  |
| 3 | АС (Інвертор → РЩ)     | 3    | 230    | 8      | 35,49              | ВВГнг    | 3 × 10             | 55                   | 0,18  |

Вибір апаратів захисту для фотоелектричного масиву, акумуляторної батареї та кола змінного струму здійснюється з метою убезпечення кабельних ліній та високовартісного обладнання від пошкоджень, спричинених струмами перевантаження та короткого замикання. У гібридних системах застосовується низка спеціалізованих пристроїв: запобіжники постійного струму, автоматичні вимикачі, обмежувачі перенапруг та диференційні автомати. Запобіжники постійного струму забезпечують захист від струмів короткого замикання між сонячними панелями та інвертором. Автоматичні вимикачі надають функції оперативного комутування та захисту [26].

### 3.2.4 Захист кола постійного струму (DC) фотомасиву

Апарат захисту цієї ділянки встановлюється послідовно в ланцюг кабелю H1Z2Z2-K  $1 \times 6 \text{ мм}^2$  між стрінгом фотомодулів та відповідним DC-входом гібридного інвертора. Його розрахунок має на меті захист обладнання від зворотних струмів коротких замикань та імпульсних перенапруг від атмосферних явищ.

Першочерговою вимогою є вибір номінальної напруги апарату, яка має перевищувати максимальну напругу холостого ходу стрінгу, розраховану для найнижчих температур у п.2.2:

$$U_N > U_{oc\max} = 440,192 \text{ В}, \quad (3.20)$$

де  $U_N$  – номінальна напруга апарату, В;

$U_{oc\max}$  – максимальна напруга холостого ходу стрінгу, В.

Для забезпечення гарантованого спрацювання обираємо апарат захисту з найближчим вищим стандартним номіналом напруги:  $U_N \geq 500 \text{ В}$ .

Далі розрахуємо номінальний струм плавкого запобіжника, який має задовольняти двом основним. По-перше, номінальний струм повинен перевищувати розрахунковий струм безпеки, що гарантує відсутність помилкових спрацьовувань під час пікової інсоляції. Перевірка виконується за формулою:

$$I_N \geq I_{sc} \cdot 1,25, \quad (3.21)$$

де  $I_{sc}$  – струм короткого замикання фотомодуля (STC),  $I_{sc} = 14,00 \text{ А}$ .

$$I_N \geq 14,00 \cdot 1,25 = 17,5 \text{ А}.$$

По-друге, номінальний струм не повинен перевищувати максимально допустимий струм запобіжника, визначений виробником фотомодуля для запобігання пошкодженню панелей:

$$I_N \leq I_{fuse\max}, \quad (3.22)$$

де  $I_{fuse\max}$  – максимальний струм запобіжника (з табл. 2.2),  $I_{fuse\max} = 25 \text{ А}$ .

Таким чином, номінал апарату захисту має відповідати умові:

$$17,5 \text{ A} \leq I_N \leq 25 \text{ A}. \quad (3.23)$$

Через розташування на даху фотоелектричне поле піддається ризику виникнення атмосферних перенапруг. Для захисту чутливого DC-входу інвертора від пошкодження імпульсними струмами паралельно лінії (між «+»/«-» та контуром заземлення) встановлюється обмежувач перенапруг. Це має бути ПЗІП II Класу, розроблений спеціально для фотоелектричних систем. Максимальна робоча напруга має бути не меншою 500 В.

До переліку захисного обладнання ділянки додано двополюсний автоматичний вимикач. Він монтується послідовно з плавкою вставкою, таким чином забезпечуючи оперативне розмикання кола та захист від перевантаження.

### 3.2.5 Захист кола постійного струму (DC) акумуляторної батареї

Номінал робочого струму має бути більшим або рівним максимальному робочому струму, який інвертор споживає від батарей:

$$I_N \geq I_{\max}, \quad (3.24)$$

де  $I_{\max}$  – максимальний робочий струму, який інвертор споживає від батарей,  $I_{\max} = 145,3$ .

Номінал захисту має бути меншим або рівним допустимому тривалому струму для обраного кабелю:

$$I_N \leq I_{\text{доп}}, \quad (3.25)$$

де  $I_{\text{доп}}$  – допустимий тривалий струм для обраного кабелю 50 мм<sup>2</sup> при прокладці у повітрі,  $I_{\text{доп}} = 215 \text{ A}$ .

Розрахунковий діапазон для номіналу  $145,3 \text{ A} \leq I_N \leq 215 \text{ A}$ . Зі стандартного ряду номіналів для силових запобіжників або автоматів обираємо найближче значення, що відповідає умовам –  $I_N = 200 \text{ A}$ .

Також, обрані акумулятори оснащені вбудованою системою управління батареєю (BMS). Ця система захищає самі акумуляторні комірки від глибокого розряду, перезаряду та перегріву.

### 3.2.6 Захист кола змінного струму (АС)

При виборі номіналу захисних апаратів в колі змінного струму треба враховувати максимальний робочий струм інвертора. Для обраної моделі робочий струм має значення у 35,49 А, тому автомат повинен мати номінал, що дорівнює або перевищує це значення.

Вибір характеристики спрацювання (часо-струмової характеристики) є важливим. Для даної лінії обрано характеристику «С». Апарати з цією характеристикою забезпечують миттєве розчеплення при струмах в діапазоні 5-10 кратного перевищення номіналу.

Щоб захистити вхідне коло інвертора від нестабільності параметрів зовнішньої мережі встановлюється реле напруги. Пристрій здійснює автоматичне відключення і відновить живлення після стабілізації мережі.

Для захисту від небезпечних струмів витоку та запобіганню займанню внаслідок пошкодження ізоляції в системі передбачаємо встановлення диференційного вимикача.

Забезпечення оперативного керування режимами живлення здійснює перемикач навантаження.

Результати вибору основних апаратів захисту для забезпечення комплексної та багаторівневої безпеки гібридної СЕС зведені у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Комплект апаратів захисту для гібридної СЕС

| Ділянка     | Пристрій захисту                           | Модель                                    |
|-------------|--------------------------------------------|-------------------------------------------|
| DC (Панелі) | Плавка вставка                             | 25 А, E.NEXT                              |
|             | Пристрій захисту від імпульсних перенапруг | 500V DC ПЗІП TOMZN TZG40-PV 2р, 20kA~40kA |
|             | Автоматичний вимикач                       | E.NEXT stand.60, 2р, 25А, С, 6кА, DC      |
| DC (АКБ)    | Автоматичний вимикач                       | DC 1000V 2P 250/2300 35kA, 200            |
| АС (Мережа) | Автоматичний вимикач                       | E.NEXT серії E.PRO 2P 63 А, С, 6кА, АС    |
|             | Диференційний вимикач (ПЗВ)                | Ex9L-N 6kA 2P 63A 300mA тип АС, NOARK     |
|             | Реле напруги                               | ZUBR D63t однофазне на DIN-рейку 63А      |
|             | Перемикач навантаження                     | SSQ 163 (1-0-2) 1P 63А, ETI               |

### 3.2.7 Розрахунок заземлення

Небезпечна напруга на металевих частинах обладнання може з'явитися через пошкодження ізоляції або атмосферні розряди (блискавку). Заземлення запобігає ураженню електричним струмом людині при контакті з ними. У спроектованій гібридній станції до металевих частин відносяться алюмінієві рами фотомодулів, металеві напрямні профілі монтажу на даху, металеві корпуси гібридного інвертора та акумуляторів, а також розподільчі щити. Додаткову безпеку забезпечують ПЗІП, які для відводу імпульсних перенапруг необхідно під'єднати до загального контуру заземлення.

Згідно з нормативними вимогами ПУЕ, граничний опір заземлення складає [22, 27]:

$$R_{\text{заземл.}} \leq 4 \text{ Ом.} \quad (3.26)$$

Опір заземлення визначається типом ґрунту, в якому він розташований. Кожен вид ґрунту має питомий електричний опір. На величину опору ґрунту впливає його хімічний склад та вологість.

За даними екологічного паспорту Харківської області переважним типом ґрунту є чорнозем. Меншу площу займають сіро-лісові та темно-сірі опідзолені ґрунти [28]. Приймаємо, що у місці встановлення заземлення переважає чорнозем.

Узагальнені довідкові дані щодо питомих опорів різних ґрунтів наведено в таблиці 3.3 [29, ст. 72].

Таблиця 3.3 – Довідкові величини питомого опору основних типів ґрунтів

| № | Ґрунт        | Межі коливань $\rho$ , Ом·м | № | Ґрунт       | Межі коливань $\rho$ , Ом·м |
|---|--------------|-----------------------------|---|-------------|-----------------------------|
| 1 | Глина        | 8 – 70                      | 6 | Супісок     | 150 – 400                   |
| 2 | Чорнозем     | 9 – 53                      | 7 | Пісок       | 400 – 700                   |
| 3 | Торф         | 10 – 30                     | 8 | Кам'янистий | 500 – 800                   |
| 4 | Садова земля | 30 – 60                     | 9 | Скелястий   | $10^4 - 10^7$               |
| 5 | Суглинок     | 40 – 50                     |   |             |                             |

З огляду на наведені приблизні дані, для подальших розрахунків приймається значення питомого електричного опору чорнозему  $\rho = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ .

Фізичні властивості ґрунту зазнають сезонних коливань залежно від температури та вологості. В інженерних розрахунках за методикою [27] використовують розрахунковий питомий опір  $\rho_{\text{розр}}$ . Обчислюється опір через коефіцієнт сезонності  $\psi$ .

Розрахунковий питомий опір обчислюється за формулою:

$$r_{\text{розр}} = r \cdot \psi, \quad (3.27)$$

де  $\rho$  – питомий опір ґрунту (для чорнозему прийнято  $\rho = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ );

$\psi$  – коефіцієнт сезонності. Для II кліматичної зони при використанні вертикальних електродів довжиною 5 м,  $\psi = 1,3$  [27].

$$r_{\text{розр}} = 30 \cdot 1,3 = 39 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Щоб виконати спорудження конструкції заземлення, скористаємось стандартним модульним штирьованим комплектом, який складається з чотирьох оцинкованих сталевих стрижнів. Кожен стрижень має довжину 1,5 м (загальна довжина заземлювача – 6 м). Діаметр обраних стрижнів  $d = 0,016 \text{ м}$ . Також до комплекту входить чотири сполучні різьбові оцинковані муфти, один оцинкований наконечник для різьбового стрижня, один різьбовий болт для забивання заземлення, один з'єднувач стрижня заземлення зі смугою або катанкою та струмопровідна антикорозійна паста для змащування різьбових з'єднань [30].

Модель геометричного розміщення складників заземлювального пристрою та їхні параметри відображено на схемі (рис. 3.3).

Опір розтіканню струму поодинокого вертикального заземлювача обчислюється за такою формулою:

$$R_{\text{в.заземл.}} = \frac{r_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot d} \cdot \ln \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot l + l_0}{4 \cdot l - l_0} \quad (3.28)$$

де  $\rho_{\text{розр}}$  – розрахунковий питомий опір ґрунту,  $\rho_{\text{розр}} = 39 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ;

$l$  – загальна довжина зібраного електрода,  $l = 6 \text{ м}$ ;

$d$  – діаметр стрижня,  $d = 0,016$  м;

$t$  – відстань від поверхні землі до геометричної середини заземлювача, м.

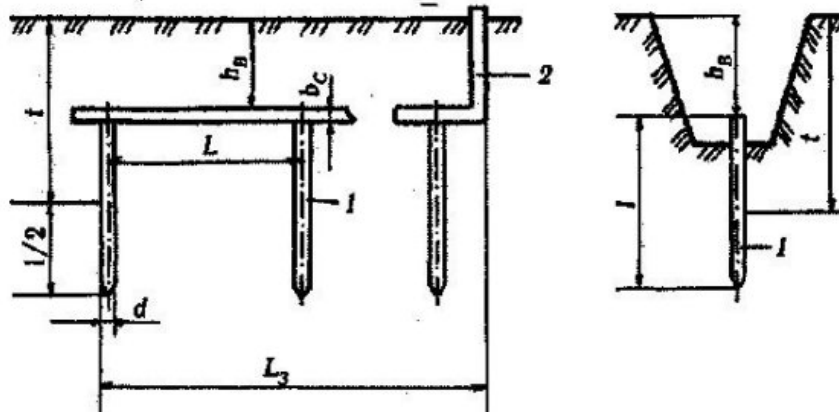


Рисунок 3.3 – Модель розташування заземлювальних елементів та їхніх розрахункових розмірів: 1 – вертикальний заземлювач; 2 – з'єднувальна стрічка

Параметр  $t$  розраховують за окремим виразом:

$$t = h_g + \frac{l}{2}, \quad (3.29)$$

де  $h_g$  – технологічна глибина закладання верхнього краю електрода у монтажну траншею. Уникнення сезонного промерзання ґрунту та випадкових механічних пошкоджень забезпечується нормативним закладанням на рівні 0,8 м.

Відстань до середини електрода становитиме:

$$t = 0,8 + \frac{6}{2} = 3,8 \text{ м.}$$

На основі визначених параметрів обчислюємо опір контуру:

$$R_{\text{в.заземл.}} = \frac{39}{2 \times 6} \times \ln \frac{2 \times 6}{0,016} + \frac{1}{2} \times \ln \frac{4 \times 3,8 + 6}{4 \times 3,8 - 6} = 7,28 \text{ Ом.}$$

Експлуатація фотоенергетичної станції та робота ПЗІП відповідають вимогам безпеки за умови влаштування двох комплектів заземлювачів із сумарним опором 3,64 Ом при нормі до 4 Ом відповідно до (3.26).

Конструктивне виконання заземлення показано на рисунку 3.4.

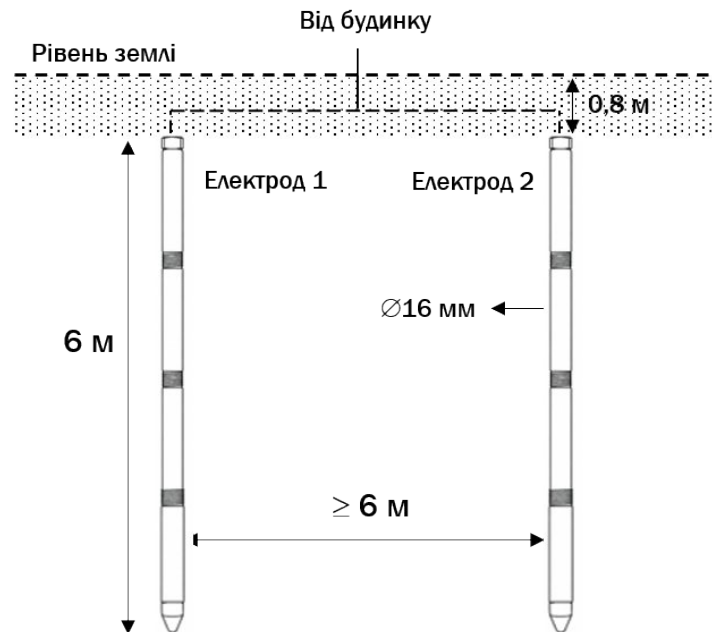


Рисунок 3.4 – Схема влаштування заземлення гібридної ФЕС

Комутація системи заземлення виконується мідними провідниками. Об'єднання рам фотомодулів виконується кабелем Н1Z2Z2-К перерізу  $6 \text{ мм}^2$  (25 м). Корпус гібридного інвертора та АКБ під'єднуються до головної заземлювальної шини провідником ПВ-3  $10 \text{ мм}^2$  (3 м). Вивід від вертикального електрода до ГЗШ реалізується кабелем ПВ-3  $10 \text{ мм}^2$  (7 м).

### 3.3 Вибір двотарифного лічильника системи обліку

У цьому проєкті гібридної фотоелектростанції запроваджено використання нічного тарифу. За його допомогою відбувається заряд акумуляторів від зовнішньої мережі, через нестачу інсоляції в похмуру або зимну погоду. За чинним тарифом в Україні, вартість електроенергії для побутових споживачів складає 4,32 грн/кВт·год, а за нічним тарифом – 2,16 грн/кВт·год [31].

Щоб зменшити фінансові витрати на заряджання акумуляторів у нічний час, треба замінити звичайний лічильник на двотарифний прилад обліку. На ринку України популярним рішенням є лічильник NIK 2000. Зовнішній вигляд лічильника наведено на рисунку 3.5.



Рисунок 3.5 – Зовнішній вигляд двотарифного електролічильника NIK 2000 [32]

Обраний пристрій ідеально підходить для однофазної мережі 230 В і витримує навантаження до 80 А. Забезпечує точний облік енергії в чотирьох часових поясах (клас точності 1.0). Має автоматичне сезонне налаштування часу. Безпеку експлуатації забезпечують комплекс захисту з інтегрованими датчиками магнітного впливу, реверсу струму, а також оптичним портом для програмування й моніторингу даних [32].

### 3.4 Висновки з розділу 3

У третьому розділі було підібрано універсальний монтажний комплект з алюмінієвого матеріалу для похилого даху з металочерепиці. Складається комплект з напрямних профілів, кронштейнів, притискачів та з'єднувальних елементів.

Розраховано перерізи кабелів постійного та змінного струмів з перевіркою за допустимим навантаженням і втратами напруги.

Виконано вибір апаратів захисту для ділянок постійного та змінного струмів. У колі фотомасиву передбачено плавкі вставки, автоматичні вимикачі та пристрій захисту від імпульсних перенапруг, у колі акумулятора встановлено автоматичний вимикач. Захист ділянки змінного струму представлений автоматами, диференційним вимикачем, реле напруги та трипозиційним перемикачем.

Викладено методику розрахунку заземлення з урахуванням типу ґрунту на ділянці та нормативних вимог до опору заземлення.

Роздільний облік споживання в денні та нічні години веде підібраний двотарифний лічильник.

## РОЗДІЛ 4. ЕКСПЛУАТАЦІЙНІ РЕЖИМИ ФОТОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

### 4.1 Розрахунок ККД станції

Ефективність перетворення сонячного випромінювання на корисну електричну енергію оцінюється через загальний коефіцієнт корисної дії. Він враховує сумарні втрати в усіх вузлах системи.

Загальний ККД гібридної фотоелектричної станції може бути визначений за співвідношенням:

$$\eta_{\text{ФЕС}} = \eta_{\text{inv}} \cdot \eta_{w1} \cdot \eta_{w2}, \quad (4.1)$$

де  $\eta_{\text{inv}}$  – ККД обраного інвертора (таблиця 2.4),  $\eta_{\text{inv}} = 0,97$ ;

$\eta_{w1}$  – ККД мережі змінного струму;

$\eta_{w2}$  – ККД мережі постійного струму.

ККД мережі змінного струму 0,23 кВ розраховується за співвідношенням потужності на виході мережі АС (після втрат) до потужності на вході мережі АС (на виході з інвертора):

$$\eta_{w1} = \frac{(P_{DC} - \Delta P_{w2}) \cdot \eta_{\text{inv}} - \Delta P_{w1}}{(P_{DC} - \Delta P_{w2}) \cdot \eta_{\text{inv}}}, \quad (4.2)$$

де  $\Delta P_{w1}$  – загальна потужність втрат в мережі змінного струму;

$\Delta P_{w2}$  – потужність втрат в мережі постійного струму;

$P_{DC}$  – модульна потужність сонячної електростанції за умов NOCT:

$$P_{DC} = N_{pv} \cdot P_{pvNOCT}, \quad (4.3)$$

де  $N_{pv}$  – кількість фотомодулів,  $N_{pv} = 8$  модулів;

$P_{pvNOCT}$  – потужність одного фотомодуля за NOCT (з табл. 2.2),  $P_{pvNOCT} = 416$  Вт.

$$P_{DC} = 8 \cdot 416 = 3328 \text{ Вт.}$$

Загальні втрати  $\Delta P_{w1}$  в мережі змінного струму складаються з втрат у кабелі АС та втрат на апаратах захисту АС:

$$\Delta P_{w1} = \Delta P_{\text{КЛ}(AC)} + \Delta P_{\text{АЗ}(AC)}, \quad (4.4)$$

де  $\Delta P_{\text{КЛ}(AC)}$  – втрати в кабелі ВВГнг  $3 \times 10$  мм<sup>2</sup>,  $\Delta P_{\text{КЛ}(AC)} = 15,22$  (формула 3.19);

$\Delta P_{A3(AC)}$  – втрати на апаратів захисту лінії змінного струму. Приймаємо номінальні втрати  $\Delta P_{A3(AC)} = 5$  Вт.

$$DP_{w1} = 15,22 + 5 = 20,22 \text{ Вт.}$$

ККД мережі постійного струму враховує втрати на кабельних лініях від фотомодулів та на апаратах захисту DC. Розрахунок ведеться на основі параметрів NOCT, що відображає типові умови експлуатації:

$$h_{w2} = \frac{P_{DC} - DP_{w2}}{P_{DC}}, \quad (4.5)$$

де  $\Delta P_{w2}$  – потужність втрат в мережі постійного струму:

$$DP_{w2} = DP_{DCS} + DP_{A3(DC)}, \quad (4.6)$$

де  $\Delta P_{DCS}$  – сумарні втрати в кабелях DC (формула 3.8),  $\Delta P_{DCS} = 21,662$  Вт;

$\Delta P_{A3(DC)}$  – втрати потужності на апаратах захисту DC. Приймаємо  $\Delta P_{A3(DC)} = 4$  Вт.

$$DP_{w2} = 21,662 + 4 = 25,662 \text{ Вт.}$$

Підставимо значення у формулу (4.5):

$$h_{w2} = \frac{3328 - 25,662}{3328} = 0,992.$$

Підставимо відомі значення у формулу (2.49) та визначимо ККД мережі змінного струму:

$$h_{w1} = \frac{(3328 - 25,662) \times 0,97 - 20,22}{(3328 - 25,662) \times 0,97} = 0,993.$$

Визначимо загальний ККД фотоелектричної станції за формулою (4.1), перемноживши ККД всіх основних ланок системи:

$$h_{\Phi EC} = 0,97 \times 0,992 \times 0,993 = 0,95.$$

Розрахунковий загальний ККД проєктованої гібридної сонячної електростанції становить 95%. Врахування запилення фотомодулів додає до 6% втрат на рік [33], а енергетичні втрати в циклах розряду/заряду АКБ знижують показник до  $\sim 86\%$ .

## 4.2 Енергетичний баланс

Для того, щоб зрозуміти, чи зможе фотоелектрична станція забезпечити потреби будинку, було проведено розрахунки та побудовано енергетичний баланс. По суті, енергетичний баланс – це зіставлення обсягу виробництва електроенергії фотомодулями щомісяця, з врахування визначеного ККД системи, та обсягу спожитої електроенергії за той самий період. Формується баланс для різних рівнів навантаження, щоб побачити, у які місяці станція виробляє надлишок енергії, а в які спостерігається дефіцит, де раціонально відмовитися від частини енергоємних споживачів або підключатися до енергомережі.

Візуальне представлення енергетичного балансу відображено на рисунку 4.1.

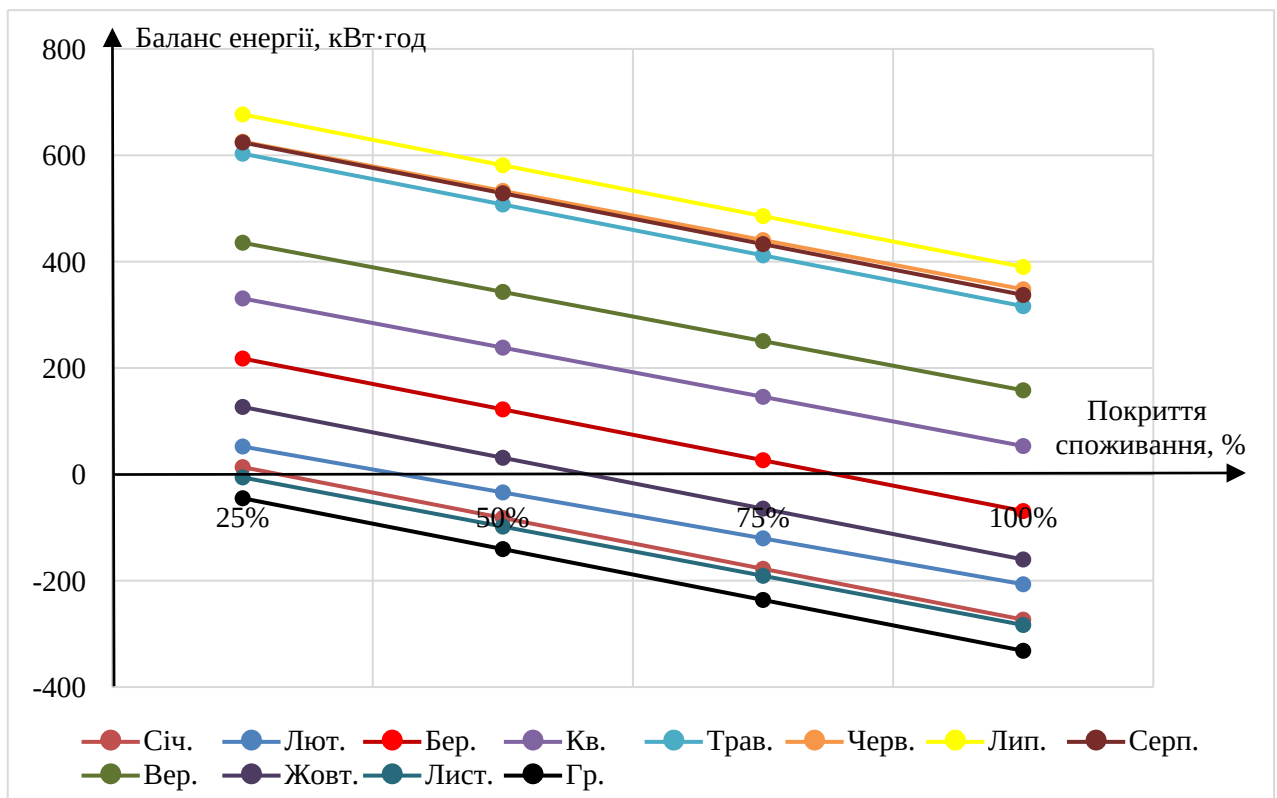


Рисунок 4.1 – Енергетичний баланс гібридної фотоелектричної станції за рік

З аналізу балансу потужності видно, що роботу гібридної фотоелектричної станції умовно можна поділити на три періоди:

1. профіцитний період (з квітня по вересень);
2. балансовий період (січень, лютий, березень, жовтень);
3. повністю дефіцитний період (листопад, грудень).

З жовтня і до березня вироблення енергії станцією для покриття потреб не вистачає. Тому для місяців з дефіцитом пропонується два підходи. Перший підхід полягає у зменшенні споживання до рівня навантаження, який здатна покрити станція. Аналіз того, як саме зменшувати навантаження проводиться за таблицею 1.2. Другий підхід застосовується, коли навіть при зниженні навантаження до 25% лишається дефіцит електроенергії. У ці місяці буде використовуватись нічний тариф для заряджання акумуляторних батарей від мережі, які вдень будуть жити будинок.

Для березня рекомендовано знизити навантаження до 75%. Тоді станція зможе повністю забезпечити потреби без закупівлі енергії. У період з жовтня по лютий дефіцит залежить від обраного рівня навантаження. Жовтень має надлишок при 50% навантаженні, у січні і лютому він досягається при 25% рівні навантаження. У листопаді та грудні генерації фотомодулів не вистачить, щоб покрити споживання навіть при такому мінімальному рівні. Щоб уникнути відчутного зниження якості життя, для усіх цих місяців обрано економію з рівнем навантаження 75%.

Конкретними кроками для зниження витрат у такому випадку буде оптимізація зовнішнього та внутрішнього освітлення приміщення, роботу зарядних пристроїв, зменшення температури нагріву води в бойлері, обмеження використання мікрохвильової печі та кавомашини, використання праски та пральної машини 2 рази на тиждень. Також варто стежити, щоб зайві прилади не залишались підключеними до мережі.

За підрахунками у цей період знадобиться закупити з мережі за нічним тарифом орієнтовно 790 кВт·год на рік (жовтень – 65 кВт·год, листопад – 191 кВт·год, грудень – 236 кВт·год, січень – 178 кВт·год, лютий – 120 кВт·год).

Натомість, у період з квітня по вересень фотоелектрична система виробляє значно більше електроенергії, ніж потрібно для покриття потреб будинку. Цю надлишкову енергію необхідно максимально ефективно використати домогосподарством, бо невикористання означає прямі економічні втрати.

У межах виконання поставленого завдання електромобіль було розглянуто як перспективне доповнення до вже наявного автомобіля з бензиновим двигуном. Він стає другим транспортним засобом та значним побутовим споживачем власної виробленої електроенергії. Розглянемо поширений варіант електроавтомобіля моделі Nissan Leaf 40 kWh (2021 р. випуску). Нижче наведено його технічні характеристики [34]:

- номінальна ємність акумулятора – 40 кВт·год;
- корисна ємність – 39,0 кВт·год;
- ефективність – 166 Вт·год/км;
- тип порту – тип 2;
- потужність заряду – 3,6 кВт змінного струму;

Реальне споживання енергії:

- в місті (холодна погода) – 166 Вт·год/км;
- на шосе (холодна погода) – 236 Вт·год/км;
- комбінований (холодна погода) – 195 Вт·год/км;
- в місті (м'яка погода) – 110 Вт·год/км;
- на шосе (м'яка погода) – 181 Вт·год/км;
- комбінований (м'яка погода) – 141 Вт·год/км;

Реальний діапазон відстаней:

- в місті (холодна погода) – 235 км;
- на шосе (холодна погода) – 165 км;
- комбінований (холодна погода) – 200 км;
- в місті (м'яка погода) – 355 км;
- на шосе (м'яка погода) – 215 км;
- комбінований (м'яка погода) – 275 км.

Примітка. Показник реального споживання енергії в кількох ситуаціях. Холодна погода: «найгірший сценарій» за температури  $-10^{\circ}\text{C}$  та використання опалення. М'яка погода: «найкращий сценарій» за температури  $23^{\circ}\text{C}$  та без використання кондиціонера. Для показників «Шосе» передбачається постійна швидкість  $110\text{ км/год}$ . Споживання енергії та фактичний запас ходу залежатиме від швидкості, стилю водіння, клімату та умов маршруту.

Для отримання більш достовірних результатів моделювання враховано, що стан здоров'я акумулятора (SOH – State of Health) становить  $80\%$ . Обчислимо ємність з урахуванням деградації:

$$C_{\text{реальний}} = C_{\text{ном.корис.}} \times \text{SOH}, \quad (4.7)$$

де  $C_{\text{ном.корис.}}$  – номінальна корисна ємність нового акумулятора Nissan Leaf  $40\text{ kWh}$ ,  $C_{\text{ном.корис.}} = 39\text{ кВт}\cdot\text{год}$ .

SOH – стан здоров'я акумулятора машини, приймемо в межах  $80\%$ .

$$C_{\text{реальний}} = 39 \times 0,8 = 31,2\text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

Щоб розрахувати денне споживання енергії, необхідно знати середній пробіг автомобілю за день та питомі втрати енергії. Вибір добової дистанції приймемо за дослідженнями німецького Федерального міністерства цифрових справ і транспорту (дослідження «Mobilität in Deutschland»). Згідно них, середньостатистичний добовий пробіг приватного легкового автомобіля у великих містах складає  $39\text{ км}$ . Дослідження проводились за маршрутом «дім-робота-дім», а також додатковими поїздками (магазин, школа, дитячі садки тощо) [35, с. 34]. Для великого міста Харкова такий показник є типовим, тож візьмемо його за основу.

Розрахункова формула денного споживання машиною для подолання прийнятої дистанції  $39\text{ км}$ :

$$W_{\text{доб}} = L \times E_{\text{реал.спожив.}}, \quad (4.8)$$

$E_{\text{реал.спожив.}}$  – реальне споживання енергії на  $1\text{ км}$ . Для розрахунку прийнято комбінований режим експлуатації у м'яку погоду,  $E_{\text{реал.спожив.}} = 0,141\text{ кВт}\cdot\text{год/км}$ .

$$W_{\text{доб}} = 39 \times 0,141 = 5,5 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Запропонована модель дводенного розрядження автомобілю: виконується щоденний маршрут «дім-робота-дім» (39 км). Автомобіль витратить 5,5 кВт·год. Після повернення додому автомобіль не підключається до заряджання. На другу добу, після повторної поїздки за аналогічним маршрутом (39 км), акумулятор машини витратить 11 кВт·год енергії (приблизно 35% заряду). Вночі здійснюється заряджання від АКБ через однофазну зарядну станцію потужністю 3,6 кВт.

Кількість енергії, яка потрібна на зарядку, враховуючи втрати:

$$W_{\text{цикл}} = \frac{W_{\text{доб}} \times 2}{\eta_{\text{зар.пристр.}}} \quad (4.9)$$

де  $\eta_{\text{зар.пристр.}}$  – втрати на зарядку, приймаємо  $\eta_{\text{зар.пристр.}} = 0,85$ .

$$W_{\text{цикл}} = \frac{5,5 \times 2}{0,85} = 13 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

На один цикл зарядки знадобиться 13 кВт·год енергії. Точний розрахунок таких циклів на місяць (від 15 циклів в пікові літні місяці до повної відмови) наведено у таблиці 4.1).

Для ведення догляду на присадибній ділянці організуємо подачу технічної води насосом. Він забезпечить приватний будинок необхідною водою для поливу та господарських потреб. Окрім цього, пропонується встановити автоматизовану систему крапельного поливу для зволоження землі у спеку. Ще одним споживачем технічної води буде мийка високого тиску Kärcher. За допомогою нього можна кожні вихідні мити два автомобілі і відмовитися на літній період від комерційних автомийок.

Додатковим навантаженням на електромережу у літній період буде кондиціонер потужністю 900 Вт (спліт-система 9000 BTU). Взимку будинок опалюється газом, тому у холодний сезон його не вмикають.

У таблиці 4.1 показано помісячний розподіл усіх додаткових навантажень для місяців з надлишком генерації. Можна побачити, що після вирахування залишковий надлишок за кожен місяць є незначним.

Таблиця 4.1 – Запропонований помісячний розподіл енергоспоживання додатковими навантаженнями в профіцитні місяці

| Прилади                         | Потужність, Вт | Місяці                  |                           |                         |                             |                             |                         |
|---------------------------------|----------------|-------------------------|---------------------------|-------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-------------------------|
|                                 |                | Квітень<br>(30 днів)    | Травень<br>(31 день)      | Червень<br>(30 днів)    | Липень<br>(31 день)         | Серпень<br>(31 день)        | Вересень<br>(30 днів)   |
| Надлишок від генерації, кВт·год |                | 53                      | 316                       | 348                     | 390                         | 337                         | 157                     |
| Заряджання Nissan Leaf          | 3600           | -                       | 195<br>15 циклів          | 195<br>15 циклів        | 195<br>15 циклів            | 195<br>15 циклів            | 117<br>9 циклів         |
| Насос                           | 750            | 45<br>30 діб,<br>2 год  | 46,5<br>31 доба,<br>2 год | 45<br>30 діб,<br>2 год  | 58,2<br>31 доба,<br>2,5 год | 46,5<br>31 доба,<br>2 год   | 23<br>15 діб,<br>2 год  |
| Система поливу                  | 100            | -                       | 6,2<br>31 доба,<br>2 год  | 12<br>30 діб,<br>4 год  | 12,4<br>31 доба,<br>4 год   | 12,4<br>31 доба,<br>4 год   | 3<br>10 діб,<br>1,5 год |
| Кондиціонер                     | 900            | -                       | 55,8<br>31 доба,<br>2 год | 81<br>30 діб,<br>3 год  | 111,6<br>31 доба,<br>4 год  | 69,7<br>31 доба,<br>2,5 год | -                       |
| Karcher                         | 2000           | 8<br>4 сеанси,<br>1 год | 8<br>4 сеанси,<br>1 год   | 8<br>4 сеанси,<br>1 год | 8<br>4 сеанси,<br>1 год     | 8<br>4 сеанси,<br>1 год     | 8<br>4 сеанси,<br>1 год |
| Загальне споживання, кВт·год    |                | 53                      | 311,5                     | 341                     | 385,2                       | 331,6                       | 151                     |
| Залишок, кВт·год                |                | 0                       | 4,5                       | 7                       | 4,8                         | 5,4                         | 6                       |

Для місяців з обмеженим потенціалом сонячної генерації (жовтень-квітень) домашнє заряджання автомобіля не використовується. Замість цього Nissan Leaf буде заряджатися на комерційних зарядних станціях біля роботи. У цей період будинок повертається до базового сценарію з добовим споживанням 12,337 кВт·год (таблиця 1.2).

### 4.3 Уточнення технічних рішень обладнання при додаткових навантаженнях

Попередній розрахунок ємності у п. 2.3 врахував лише базове споживання. Запропоноване у п. 2.5 технічне рішення використання надлишкової генерації фотоелектростанції передбачає заряджання електроавтомобіля Nissan Leaf. Зміна навантаження змушує переглянути характеристики ємності АКБ.

Згідно з формулою (4.9), на один цикл заряджання автомобіля витрачається 13 кВт·год. Процес заряджання здійснюється вночі від акумуляторних батарей через зарядну станцію потужністю 3,6 кВт. Отже, у надлишковий по генерації сезон енергія, необхідна для заряджання електроавтомобіля, додається до базового навантаження будівлі. Загальна кількість енергії, яку необхідно накопичити в АКБ на випадок малої генерації у похмурий день, становить:

$$E_{\text{АКБ,лімо}} = E_{\text{буд}} + E_{\text{цикл}}, \quad (4.10)$$

де  $E_{\text{буд}}$  – базова енергія споживання будівлі за добу, кВт·год;

$E_{\text{цикл}}$  – енергія, необхідна для одного циклу заряду електроавтомобіля, кВт·год.

$$E_{\text{АКБ,лімо}} = 12,337 + 13 = 25,337, \text{ кВт·год.}$$

Перерахуємо необхідну ємність АКБ для покриття цієї потреби з урахуванням допустимої глибини розряду  $k_{\text{DoD}} = 0,9$ :

$$C_{\text{АКБ,лімо}} = \frac{E_{\text{АКБ,лімо}}}{U_{\text{АКБ}} \cdot k_{\text{DoD}}}, \quad (4.11)$$

$$C_{\text{АКБ,лімо}} = \frac{25337}{48 \cdot 0,9} = 586,5 \text{ А·год.}$$

Обраної ємності в п. 2.3 батареї DEYE RW-F16 48-314Ah недостатньо. Прийнято рішення встановити дві батареї, з'єднаних паралельно. Виробник допускає паралельне підключення до 32 модулів (табл. 2.6). Сумарні характеристики акумуляторного блоку з двох паралельно з'єднаних батарей наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Зведені характеристики акумуляторного блоку (2 × DEYE RW-F16)

| Параметр                              | Значення                                    |
|---------------------------------------|---------------------------------------------|
| Кількість батарей                     | 2 шт. (паралельно)                          |
| Загальна ємність, А·год               | 628                                         |
| Масштабованість                       | Макс. 32 шт. паралельно (макс. 512 кВт·год) |
| Загальна номінальна енергія, кВт·год  | 32                                          |
| Корисна енергія, (90% DoD), кВт·год   | 28,8                                        |
| Номінальна напруга                    | 51,2                                        |
| Зарядка/розрядка макс. безперервна, А | 320/320                                     |
| Струм піковий, А                      | 600/600 (10 сек)                            |

Перевіримо, чи достатньо корисної ємності двох АКБ для найвимогливішого сценарію:

$$C_{2 \times АКБ} > C_{АКБ, \text{ліміт}} \quad (4.12)$$

де  $C_{2 \times АКБ}$  – загальна номінальна ємність двох паралельно з'єднаних АКБ, А·год.

$$628 \text{ А} \cdot \text{год} > 586,5 \text{ А} \cdot \text{год}.$$

Маємо запас за ємністю на випадок можливих відхилень у споживанні електроенергії будинком або для забезпечення гарантованого енергорезерву.

Введення додаткового навантаження у профіцитний сезон також потребує перевірки за потужністю обраного інвертора у п. 2.2. Нижче наведено перелік одночасно працюючих навантажень у найбільш завантажений момент доби літнього періоду (табл. 4.3).

Таблиця 4.3 – Потужність одночасно працюючих навантажень у профіцитний сезон

| № п/п | Найменування          | Номінальна потужність, кВт | Потужність, кВА |
|-------|-----------------------|----------------------------|-----------------|
| 1     | Холодильник           | 0,15                       | 0,19            |
| 2     | Освітлення (резервне) | 0,20                       | 0,21            |
| 3     | Комп'ютер + Wi-Fi     | 0,40                       | 0,47            |
| 4     | Бойлер                | 2,50                       | 2,50            |
| 5     | Ноутбук               | 0,14                       | 0,165           |
| 6     | Зарядні пристрої      | 0,11                       | 0,16            |
| 7     | Насос технічної води  | 0,75                       | 0,83            |

Продовження таблиці 4.3

|     |                              |          |          |
|-----|------------------------------|----------|----------|
| 8   | Кондиціонер                  | 0,9      | 1,0      |
| 9   | Система поливу               | 0,2      | 0,22     |
| ... | Резерв                       |          | 10%      |
| ... | Загальне навантаження на АКБ | 5,35 кВт | 6,32 кВА |

Перевірку завантаження інвертора робимо за умовою (2.16):

$$8000 \text{ ВА} > 6320 \text{ ВА}.$$

При одночасній роботі всіх споживачів літнього сезону струм розряду від АКБ до інвертора перевіряється за формулою:

$$I_{\text{розр}} = \frac{\frac{S_{AC}}{h_{inv}}}{U_{\min(\text{АКБ})}}. \quad (4.13)$$

Розрахункове значення струму дорівнює:

$$I_{\text{розр}} = \frac{\frac{6320}{0,97}}{44,8} = 145,3 \text{ А}.$$

За таблицею 2.8 технічних характеристик двох паралельно з'єднаних батарей, максимально допустимий тривалий струм розряду дорівнює 320 А. Порівняємо з отриманим значенням:

$$I_{\text{розр}} < I_{\text{дон}}. \quad (4.14)$$

$$145,3 \text{ А} < 320 \text{ А}.$$

Підсумовуючи результати перевірки, потужності обраного раніше інвертора цілком достатньо для реалізації технічного рішення щодо споживання всього надлишку генерованої енергії у профіцитний сезон. Проте необхідно доукомплектувати систему ще однією акумуляторною батареєю DEYE RW-F16, збільшивши загальну ємність накопичувача до 32 кВт·год.

#### 4.4 Капітальні витрати

Кошторис капітальних витрат на побудову та експлуатацію гібридної фотоелектричної станції складається з початкових вкладень на основне обладнання. Повний перелік витрат наведено в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Кошторис капітальних витрат на гібридну фотоелектричну станцію

| Найменування                                                                             | Кількість | Ціна за од., грн | Сума, грн |
|------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|------------------|-----------|
| 1. Основне обладнання                                                                    |           |                  |           |
| Фотомодуль монокристалічний JA Solar JAM72S30-550/MR                                     | 8         | 4875             | 39000     |
| Гібридний інвертор Deye SUN-8K-SG05LP1-EU-AM2-P                                          | 1         | 47809            | 47809     |
| Акумуляторна батарея DEYE RW-F16 48-314Ah 16,0 kWh                                       | 2         | 87000            | 174000    |
| 2. Монтажний комплект                                                                    |           |                  |           |
| Профіль Т-рейка монтажна алюмінієва 3,6 м                                                | 6         | 838              | 5028      |
| З'єднувач профілю                                                                        | 4         | 70               | 280       |
| Кронштейн кріплення до металочерепиці в зборі (Гвинт-шуруп M10×200, нерж., шайба, гайка) | 20        | 140              | 2800      |
| Притиск двосторонній (міжпанельний) у зборі (болт M8×40, гайка, притиск)                 | 14        | 36               | 504       |
| Притиск кінцевий (крайній), 35 мм у зборі (притиск, болт M8×35, гайка)                   | 4         | 37               | 148       |
| 3. Апарати захисту та комунікації                                                        |           |                  |           |
| Кабель H1Z2Z2-K 1×6 мм <sup>2</sup> чорний/червоний                                      | 38 м      | 63,80/м          | 2424,4    |
| Кабель H1Z2Z2-K 1×6 мм <sup>2</sup> жовто-зелений                                        | 25 м      | 55/м             | 1375      |
| Кабелі 2 х ПВ-3, 50 мм <sup>2</sup> , чорний/червоний                                    | 2 м       | 360/м            | 818       |
| Кабель ПВ-3 1×10 мм <sup>2</sup> жовто-зелений                                           | 10 м      | 88,50/м          | 885       |
| Кабель ВВГнг 3х10 мм <sup>2</sup>                                                        | 3 м       | 279,62/м         | 838,86    |
| Труба гофрована ПВХ 25 мм, стійка до УФ                                                  | 40 м      | 29,5/м           | 1180      |
| Автоматичний вимикач E.NEXT серії E.PRO 2P 63 A, C, 6кА, AC                              | 4         | 224,69           | 898,76    |
| Перемикач навантаження SSQ 163 (1-0-2) 1P 63A, ETI                                       | 1         | 953,90           | 953,9     |
| Автоматичний вимикач DC 1000V 2P 250/2300 35kA, 200 A                                    | 1         | 1750             | 1750      |
| Корпус ударостійкий з ABS-пластику 210×280×130мм IP65, E.NEXT                            | 1         | 799,57           | 799,57    |
| Тримач плавкого запобіжника 10×38 мм на DIN-рейку з індикацією 2P 32 A, E.NEXT           | 4         | 152,03           | 608,12    |

Продовження таблиці 4.4

|                                                   |   |      |      |
|---------------------------------------------------|---|------|------|
| Реле напруги ZUBR D63t однофазне на DIN-рейку 63A | 1 | 1817 | 1817 |
|---------------------------------------------------|---|------|------|

|                                                                                                                                                     |   |         |           |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---|---------|-----------|
| Пристрій захисту від імпульсних перенапруг 500V DC ПЗІП TOMZN TZG40-PV 2р, 20КА~40КА                                                                | 4 | 658     | 2632      |
| Плавка вставка запобіжника, 10×38 мм 25 А, E.NEXT                                                                                                   | 8 | 11,93   | 95,44     |
| Автоматичний вимикач DC E.NEXT stand.60, 2р, 25А, С, 6кА                                                                                            | 4 | 300     | 1200      |
| Щиток модульний для інвертора PNS 2x18Т настінний IP40 2×18 модулів,                                                                                | 1 | 1545,87 | 1545,87   |
| Диференційний вимикач (ПЗВ) Ex9L-N 6kA 2P 63A 300mA тип AC, NOARK                                                                                   | 1 | 1441,42 | 1441,42   |
| Комплект глибинного заземлення (оцинкована сталь, 6 м, діаметр 16 мм, 4 стрижні, муфти, насадки, болт, антикорозійна струмопровідна паста, стрічка) | 2 | 2688    | 5376      |
| Однофазний двотарифний електролічильник NIK 2100 (5-80 А, день-ніч)                                                                                 | 1 | 1495    | 1495      |
| Загальні витрати:                                                                                                                                   |   |         | 297703,34 |

Загальна сума інвестицій складає 297703,34 грн. Найдорожчими є літій-залізо-фосфатні акумуляторні батареї (близько 59% від загальної вартості побудови станції).

Додатково до капітальних витрат на обладнання враховуються витрати на компенсацію дефіциту генерації в осінньо-зимовий період. Система здійснює заряджання акумуляторних блоків за нічним тарифом. Згідно таблиці 4.5, річний обсяг закупівлі електроенергії обійдеться на суму 1706,40 грн.

Таблиця 4.5 – Кошторис річних витрат на закупівлю електроенергії з мережі у дефіцитний період

| Місяць        | Дефіцит енергії, кВт·год | Нічний тариф, грн/кВт·год | Витрати, грн |
|---------------|--------------------------|---------------------------|--------------|
| Жовтень       | 65                       | 2,16                      | 384,48       |
| Листопад      | 191                      |                           | 259,2        |
| Грудень       | 236                      |                           | 140,4        |
| Січень        | 178                      |                           | 412,56       |
| Лютий         | 120                      |                           | 509,76       |
| Разом за рік: | 790                      |                           | 1706,4       |

Річний виробіток фотоелектричної станції очікується у 4781 кВт·год. Генерована енергія вся спрямовується на живлення як базових потреб будинку,

так і додаткових навантажень. Запропоноване технічне використання надлишкової енергії описано у п. 4.2.

Термін окупності такої станції обрахуємо за формулою:

$$T_{\text{окупн}} = \frac{K}{D_{\text{ген}} - D_{\text{зима}}}, \quad (4.15)$$

де  $K$  – капітальні витрати,  $K = 297703,34$  грн;

$D_{\text{ген}}$  – річний дохід (заощадження) від генерації, грн.

$D_{\text{зима}}$  – річні додаткові витрати взимку,  $D_{\text{зима}} = 1706,4$  грн.

За чинним тарифом електроенергії у 4,32 грн/кВт·год, розрахуємо пряму фінансову економію від власної генерації за формулою:

$$D_{\text{ген}} = W_{\text{ген}} \times 4,32, \quad (4.16)$$

де  $W_{\text{ген}}$  – річний обсяг генерації електроенергії проєктованої фотоелектростанції,  $W_{\text{ген}} = 4781$  кВт·год.

Результат розрахунків:

$$D_{\text{ген}} = 4781 \times 4,32 = 20653,92 \text{ грн.}$$

Підставляємо значення у формулу окупності (4.15):

$$T_{\text{окупн}} = \frac{297703,34}{20653,92 - 1706,4} = 15,7 \text{ років.}$$

Період окупності проєктованої станції визначено показником 15,7 років. Як раз така подібна тривалість окупності притаманна гібридним системам із великою резервною ємністю. Але цінність рішення встановлення гібриду у фактичній незалежності від мережі протягом більшої частини року. Власник отримує захист від постійного подорожчання електрики та гарантовану роботу приладів навіть у період відключення.

Динаміку повернення капіталовкладення по роках відображено на рисунку 4.2. Модель дозволяє простежити щорічне наближення проєкту до точки повної окупності.

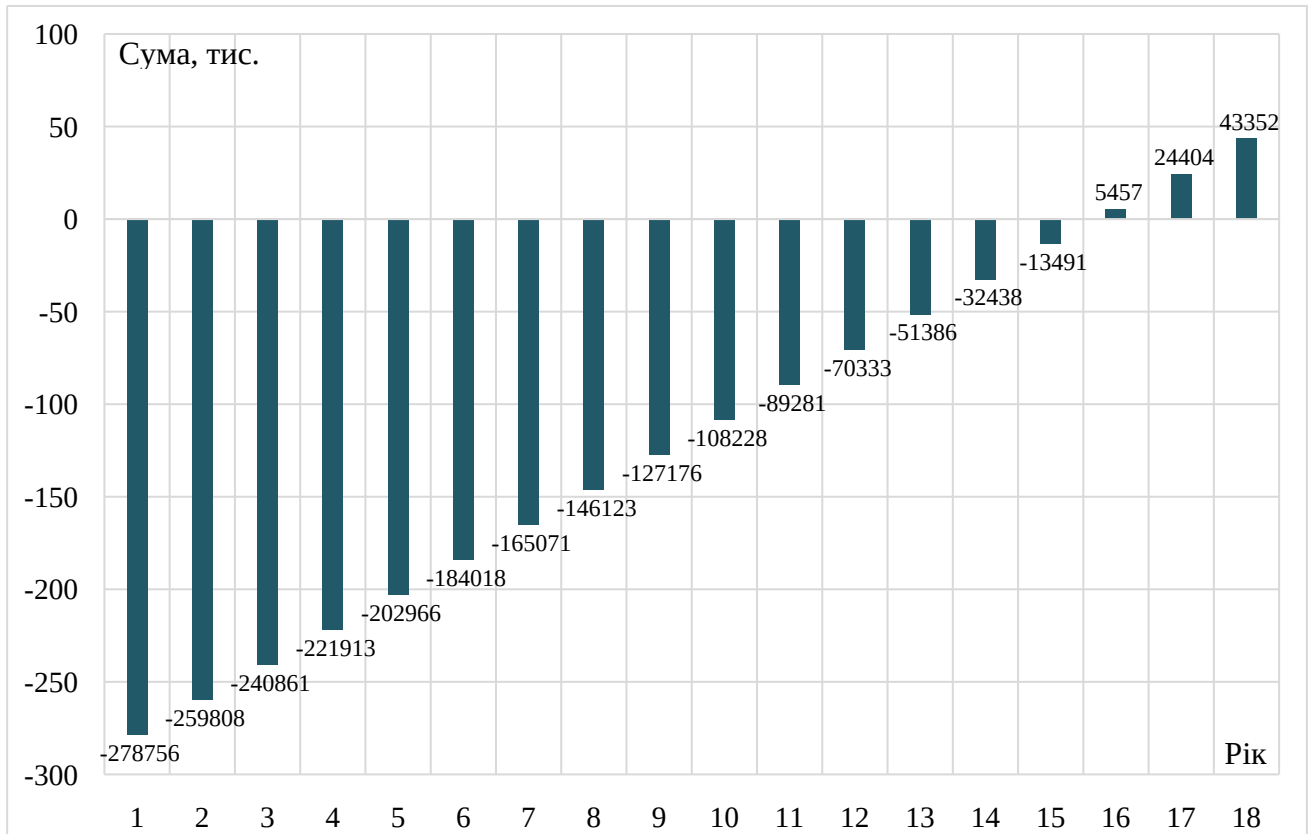


Рисунок 4.2 – Графік окупності гібридної фотоелектростанції

Відмітка у 15,7 років фіксує момент повного повернення вкладених грошей у станцію. У цей же період настає час обслуговування системи, що може включати заміну акумуляторних батарей та іншого обладнання. Попри тривалий термін окупності, станція повністю виконує свою основну мету. Фінансова вигода у проєктах подібного типу є додатковим бонусом до стабільності електропостачання.

## 4.5 Порівняння варіантів джерел енергії

Як показав аналіз енергетичного балансу у п. 4.2, у період з жовтня по лютий однострінгова гібридна фотоелектростанція відчуває дефіцит енергії обсягом 790 кВт·год. Для його компенсації доводиться закуповувати електроенергію з мережі за нічним тарифом і витратити 1706,4 грн щорічно (табл. 4.5). Це найпростіше рішення, але воно залишає залежність від зовнішнього живлення.

На практиці під час проектування варто розглядати альтернативні варіанти перекриття дефіцитних місяців. У межах цього проекту проаналізовано наступні варіанти:

1. Збільшення потужності фотоелектричного масиву.
2. Використання генератора.
3. Покриття дефіциту за загальним тарифом.

### 4.5.1. Збільшення потужності фотоелектричного масиву

Суть варіанту полягає у розширенні фотоелектричного масиву до двох стрінгів. Обраний інвертор Deye SUN-8K-SG05LP1-EU-AM2-P має два MPPT-трекери з можливістю паралельного підключення стрінгів на кожен вхід.

Південний схил даху вже повністю зайнятий, тому новий масив розміщується на наземних конструкціях. Обладнання повністю дублює перший стрінг. Сюди входять вісім панелей JA Solar JAM72S30-550/MR, кабель H1Z2Z2-K 1×6 мм<sup>2</sup>, наземний монтажний комплект, труба гофрована.

Річну генерацію другого стрінгу приймемо аналогічно першому і при куті 37° та ідентичних умовах інсоляції загальна генерація станції складе близько 9562 кВт·год на рік. Але для оцінки економічної ефективності варіанту береться до уваги лише та частина генерації, яка спрямовується на покриття дефіциту. Фактично оцінюється вироблення у п'яти дефіцитних місяцях, а надлишки енергії в інші місяці до уваги не беруться.

Розрахунок місячного покриття дефіциту другим стрінгом наведено в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 – Покриття дефіциту електроенергії другим стрінгом

| Місяць   | Дефіцит, кВт·год | $W_{\text{ген}}$ , кВт·год | Навантаження, кВт·год |        |         |         |
|----------|------------------|----------------------------|-----------------------|--------|---------|---------|
|          |                  |                            | 25%                   | 50%    | 75%     | 100%    |
| Січень   | 178              | 109,16                     | 64,66                 | 20,16  | -24,34  | -68,84  |
| Лютий    | 120              | 138,69                     | 108,69                | 78,69  | 48,69   | 18,69   |
| Жовтень  | 65               | 222,35                     | 206,10                | 189,85 | 173,60  | 157,35  |
| Листопад | 191              | 86,77                      | 39,02                 | -8,73  | -56,48  | -104,23 |
| Грудень  | 236              | 50,60                      | -8,40                 | -67,40 | -126,40 | -185,40 |

Як бачимо, після встановлення додаткового стрінгу закупівля електроенергії з мережі стає непотрібною. Весь дефіцит можна покрити, коригуючи навантаження.

Орієнтовний кошторис модернізації станції виглядає так:

- 8 фотомодулів: 39000 грн;
- комплект наземного кріплення: 12720 грн;
- PV-кабель та труба гофрована: 10000 грн.

Розширення системи приблизно обійдеться у 61720 грн.

Термін окупності виключно додаткового обладнання становить:

$$T_{\text{дод.окупн}} = \frac{K_{\text{дод}}}{D_{\text{зима}}}, \quad (4.17)$$

де  $K_{\text{дод.окупн}}$  – додаткові капітальні витрати на модернізацію,  $K_{\text{дод.окупн}} = 61720$  грн;

$D_{\text{зима}}$  – річні витрати взимку,  $D_{\text{зима}} = 1706,4$  грн.

$$T_{\text{дод.окупн}} = \frac{61720}{1706,4} \gg 36,2 \text{ років.}$$

За нинішнього нічного тарифу, встановлення другого стрінгу не виправдовує себе економічно. Розраховані 36,2 років окупності виходять за межу не тільки ресурсу акумуляторних батарей, але й за 25-річний термін служби фотомодулів.

Нічний тариф на електроенергію нерозривно пов'язаний з денним і дорівнює рівно половині від його вартості. Якщо ціна електроенергії (денного та

пов'язаного з ним нічного тарифу) зросте у 2,5 рази, то термін окупності основного обладнання скоротиться з 15,7 років до 6,28 років. Відповідно, окупність додаткового стрінгу в такому разі зменшиться з 36,2 років до 14,48 років.

Відтак, поки вартість електроенергії не підніметься у 2,5 рази від поточного, встановлення другого стрінгу передчасне. Так проєкт не встигне окупитися протягом життєвого циклу обладнання.

#### 4.5.2. Використання генератора

Другим альтернативним джерелом для покриття дефіциту електроенергії розглядається бензиновий генератор. Щоб оцінити раціональність варіанту з генератором було обрано бензиновий генератор Grad потужністю 7 кВт. Технічні характеристики від виробника наведено в таблиці 4.7 [36, 37].

Таблиця 4.7 – Технічні характеристики бензинового генератора Grad 7 кВт

| Параметр                                 | Значення                               |
|------------------------------------------|----------------------------------------|
| Номінальна вхідна потужність, кВт        | 7                                      |
| Максимальна вихідна потужність, кВт      | 7,5                                    |
| Напруга змінного струму, В / Частота, Гц | 230/50                                 |
| Напруга постійного струму, В             | 12/8,3                                 |
| Потужність двигуна, кВт                  | 11                                     |
| Потужність двигуна, к.с.                 | 15                                     |
| Робочий об'єм двигуна, куб. см           | 389                                    |
| Паливо                                   | Бензин, AI -92/ AI -95                 |
| Об'єм паливного баку, л                  | 25                                     |
| Витрати пального, кг/кВт·год             | 0,313                                  |
| Об'єм масляного картера, л               | 1,1                                    |
| Час безперервної роботи, год             | 8                                      |
| Система запуску                          | Ручна, можливість установки автоматики |
| Рівень шуму, дБ                          | 74                                     |
| Розміри, мм                              | 710×540×570                            |
| Вага, кг                                 | 87                                     |

Через АС-вхід інвертора генератор забезпечує заряд акумуляторних батарей. Оптимальним режимом експлуатації машини є робота на рівні 5,25 кВт

(75% від номіналу). Необхідний обсяг бензину, щоб покрити річний дефіцит у 790 кВт·год, визначається за такою залежністю:

$$V_{\text{бензину}} = \frac{W_{\text{деф}} \times q}{\rho_{\text{бензину}}}, \quad (4.18)$$

де  $q$  – питома витрата палива генератором,  $q = 0,313$  кг/кВт·год;

$\rho_{\text{бензину}}$  – густина бензину, кг/л.

Згідно таблиці 4.7, генератор розрахований на роботу з бензином марок АІ-92 або АІ-95. Для розрахунку обрано бензин АІ-92. Його густина варіюється в межах від 0,73 до 0,75 кг/л [38]. Надалі приймемо середнє значення – 0,74 кг/л.

Підставимо значення у формулу (4.18):

$$V_{\text{бензину}} = \frac{790 \times 0,313}{0,74} \approx 334 \text{ л.}$$

Час роботи генератора для виробітку необхідного обсягу електроенергії в рік:

$$t_{\text{роб.ген}} = \frac{W_{\text{деф}}}{P_{\text{ген}}}, \quad (4.19)$$

де  $P_{\text{ген}}$  – фактична робоча потужність генератора,  $P_{\text{ген}} = 5,25$  кВт;

$$t_{\text{роб.ген}} = \frac{790}{5,25} \approx 150,5 \text{ год/рік.}$$

Отже, річний час роботи генератора складе близько 150,5 год. Відповідно, річні витрати на пальне визначаються за формулою:

$$C_{\text{пальн}} = V_{\text{бенз}} \times C_{\text{літр}}, \quad (4.20)$$

де  $C_{\text{літр}}$  – ціна на бензин АІ-92 по Харківській області на момент розрахунку [39],  $C_{\text{літр}} = 67,13$  грн/л.

$$C_{\text{пальн}} = 334 \times 67,13 \approx 22421,42 \text{ грн/рік.}$$

Собівартість згенерованої енергії генератором коштує близько 28,5 грн за 1 кВт·год. Така ціна більш ніж у 13 разів перевищує витрати на закупівлю аналогічного обсягу електроенергії з мережі за нічним тарифом. Якщо врахувати ринкову вартість самого генератора (в середньому 47 тис. грн), а також витрати

на регулярне технічне обслуговування та заміну мастила, даний варіант виявляється повністю некупним.

Бензиновий генератор є надійним технічним резервом на випадок повного блекауту. Але у порівнянні з модернізацією фотоелектричної станції, або закупівлі дефіциту з мережі, він поступається за економічною доцільністю.

#### 4.5.3. Покриття дефіциту за загальним тарифом.

Третім можливим варіантом покриття дефіциту є закупівля електроенергії з централізованої мережі за денним тарифом без використання двозонного обліку. На практиці таке може відбутися через бюрократичні або технічні перешкоди. У такому разі весь обсяг відсутньої енергії доведеться оплачувати за стандартною ціною 4,32 грн/кВт·год.

У цьому випадку річні витрати на закупівлю електроенергії з мережі зростають удвічі порівняно з нічним тарифом – до 3412,8 грн.

Якщо прийняти капітальні витрати незмінними, перерахунок терміну окупності за адаптованою формулою (4.15) дасть такий результат:

$$T_{\text{окупн}} = \frac{297703,34}{20653,92 - 3412,8} = 17,3 \text{ років.}$$

Відсутність нічного тарифу розтягує термін окупності до 17,3 років. Але навіть так це краще, ніж використовувати генератор, витрати якого ніколи не окупляться.

#### 4.6 Висновки з розділу 4

У четвертому розділі представлено розрахунок ККД станції. Втрати враховували струмопровідні ділянки постійного та змінного струмів, втрат в інверторі, процеси заряду та розряду акумуляторів та забруднення поверхні фотомодулів.

Складено енергетичний баланс системи. На основі нього було розроблено технічне рішення використання всієї надлишкової генерації профіцитних місяців. Рішення полягає у підключенні в цей період додаткового навантаження, таких як заряд електроавтомобіля, кондиціонування приміщення, насос технічної води, система автоматичного поливу і мийка високого тиску. Результатом буде повне використання генерації станції, без залучення «зеленого тарифу». Дефіцит електроенергії компенсується закупівлею з мережі за нічним тарифом.

Виконано перевірку обладнання при включенні додаткового навантаження. За результатами необхідно розширити систему резервування енергії одним додатковим літій-залізо-фосфатним акумуляторним блоком.

Підбито капітальні витрати, яка складаються з вартості придбання і монтажу обладнання фотоелектростанції та щорічної закупівлі електроенергії з мережі. Найбільша частка витрат (близько 59%) припадає на придбання двох акумуляторних блоків. Резервування залишається ключовою витратою у гібридних фотоелектричних станціях.

Останнім підпунктом розділу проаналізовано три альтернативні шляхи закупівлі електроенергії для покриття дефіциту: збільшення потужності фотоелектричного масиву, використання бензинового генератора та покриття дефіциту за денним тарифом. З висновків з'ясувалося, що найпростішим у реалізації виявився варіант закупівлі за денним тарифом, перспективним у недалекому майбутньому залишається розширення фотомасиву з мінімальними капітальними вкладеннями, разом з тим бензиновий генератор не має окупності.

## РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ

### 5.1 Нормативно-правова база в галузі охорони праці

Наразі гостро стоїть питання безпеки персоналу на робочих місцях. При виконанні трудової діяльності існують ризики травмування різної тяжкості чи розвитку хвороб. Проти подібних загроз у кожній галузі діють захисні норми. Основна мета охорони праці спрямована на збереження життя, здоров'я, а також працездатності працівника. В Україні створена розгалужена система законодавчих та нормативних документів, яка вимагає відповідальності обох сторін трудових відносин.

Фундаментом розробки нормативно-правових актів сфери охорони праці виступає Конституція України. Норми статті 43 закріплюють «право кожного на безпечні та здорові умови праці». Додатково стаття регламентує використання праці жінок та неповнолітніх [40].

Нормативно-правова база деталізує закріплені конституційні положення. Наприклад, закон [41] наводить конкретні права та обов'язки працівників та роботодавця. Окремо прописано механізми державного контролю. Питання загальних трудових відносин регулює документ [42]. Окремі його розділи встановлюють тривалість робочого часу, періоди відпочинку, грошові компенсації, соціальні гарантії персоналу.

Спеціалізовані нормативні акти у сфері альтернативної енергії забезпечують правові основи роботи спроектованих об'єктів [43]. В окремих урядових постановах прописані стандарти низьковольтного обладнання та ЗІЗ [44, 45]. Базовим технічним документом у сфері електроенергетики залишається Правила улаштування електроустановок. Норми документу висувають чіткі вимоги до монтажу та конструктивного виконання електроустановок [22]. Правила подальшої безпечної щоденної експлуатації установок закріплені у [46].

Належне функціонування заходів охорони праці обов'язково передбачає

своєчасний медичний супровід працівників. Порядок проведення оглядів персоналу прописаний у чинному наказі МОЗ [47].

Практичний інструмент безпечного виконання конкретних видів робіт ґрунтується на нормативно-правових актах з охорони праці (НПАОП). Проєктування, будівництво та запуск фотоелектричної станції проводять відповідно до вимог безпеки наступних документів, наведених в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Нормативно-правові акти з охорони праці при реалізації проєкту ФЕС

| НПАОП                   | Призначення                                      |
|-------------------------|--------------------------------------------------|
| НПАОП 0.00-4.12-05 [48] | навчання персоналу з питань охорони праці        |
| НПАОП 0.00-7.15-18 [49] | безпечна робота персоналу з екранними пристроями |
| НПАОП 0.00-1.15-07 [50] | безпека виконання робіт на висоті                |
| НПАОП 0.00-1.71-13 [51] | робота з технічними інструментами та пристроями  |
| НПАОП 45.2-7.02-12 [52] | охорона праці в будівництві                      |

Здійснений огляд дозволяє підкреслити розвинену систему законодавства з питань трудової безпеки працюючих. Зберегти життя персоналу допомагає виконання затверджених правил на всіх етапах від проєктування до запуску фотоелектростанції. Наступні підрозділи роботи описують комплекси заходів охорони праці з виявлення та нейтралізації небезпечних чинників робочих процесів.

## 5.2 Аналіз умов праці, виявлення небезпечних і шкідливих факторів (НШВФ)

В процесі розроблення гібридної фотоелектричної станції працівники стикаються з комплексом різнопланових інженерних процесів. Спочатку на стадії проєктування фахівці виконують тривалі розрахункові завдання за комп'ютерною технікою. Подальші монтажні роботи передбачають виконання завдань на висоті, контакт з електрообладнанням під напругою та значне фізичне навантаження. Відповідно до класифікації, представленої у [53], небезпечні і шкідливі фактори поділяють на фізичні, хімічні, психофізіологічні та біологічні. Останній вид загроз під час виконання запланованих робіт повністю виключений.

Виявлені НШВФ у ході виконання проєкту наведені у таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Небезпечні і шкідливі виробничі фактори у ході проєктування та монтажу фотоелектричної станції

| Потенційна небезпека                        | Джерело виникнення                                                    | Можливі наслідки                                                               |
|---------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|
| <b>1. Фізичні НШВФ</b>                      |                                                                       |                                                                                |
| 1.1 Робота на висоті                        | Встановлення фотомодулів на покрівлі                                  | Отримання важких травм внаслідок падіння                                       |
| 1.2 Ураження електричним струмом            | Підключення кіл постійного та змінного струмів                        | Ураження струмом, тяжкі електротравми                                          |
| 1.3 Спека та ультрафіолетове випромінювання | Робота під сонячним випромінюванням довгий час                        | Тепловий удар, втрата свідомості, опіки шкіри, погіршення зору                 |
| 1.4. Термоопіки                             | Дотик до нагрітої металочерепиці, фотомодулів, конструкцій            | Різного ступеня опіки шкіри                                                    |
| 1.5 Грозові розряди                         | Виникнення імпульсних перенапруг під час грозової активності у негоду | Ураження струмом, пошкодження силового обладнання                              |
| 1.6 Переміщення важких вантажів             | Переміщення масивних АКБ, конструкцій, фотомодулів                    | Травми кінцівок, забиття, розтягнення, розвиток хвороб опорно-рухового апарату |

Продовження таблиці 5.2

| <b>2. Хімічні НШВФ</b>             |                                                                               |                                                        |
|------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|
| 2.1 Агресивні монтажні речовини    | Герметизація конструктивних елементів, паста для змащування різьби електродів | Подразнення шкіри, слизових, алергічна реакція         |
| <b>3. Психофізіологічні НШВФ</b>   |                                                                               |                                                        |
| 3.1 Фізичне перенавантаження       | Ручний підйом фотомодулів, підготовка траншей для заземлення                  | Травми спини та суглобів                               |
| 3.2 Зорове та нервово навантаження | Довгий час інженер розробляє проєкт перед екраном пристрою                    | Погіршується зір, можливе психоемоційне перевантаження |
| 3.3 Незручне положення тіла        | Робота у важкодоступних місцях                                                | М'язова перевтома                                      |

### 5.3 Організаційні заходи з охорони праці

Роботи на висоті й з електробезпеки відносять до робіт з підвищеною небезпекою. До їх виконання допускаються особи, які пройшли спеціалізоване навчання з охорони праці та досягли мінімального визначеного законодавством віку [50].

Перед допуском працівників до робіт з монтажу, вони проходять інструктажі з охорони праці. Існують п'ять видів інструктажів [54]:

- вступний інструктаж отримує кожен співробітник незалежно від посади і попереднього стажу;
- первинний інструктаж ознайомлює працівника з умовами праці та правилами безпечного виконання робіт на його робочому місці;
- повторний інструктаж поновлює знання первинного інструктажу з охорони праці. Робота працівників на висоті визначена працею з підвищеним рівнем небезпеки, тому планові повторні інструктажі проходять раз на 3 місяці згідно [48];
- позаплановий інструктаж необхідно проводити у разі травматизму, оновлення нормативної документації, модернізацією обладнання або при перерві у виконанні робіт підвищеної небезпеки працівника більш ніж на 30 календарних днів [48].
- цільовий інструктаж заслуховують перед разовим виконання робіт підвищеної небезпеки.

Персонал без проходження інструктажу не допускається до виконання робіт.

Ще одним обов'язковим організаційним заходом перед допуском до робіт є проходження медичного огляду. Виявлені медичні протипоказання виключають допуск працівника до виконання роботи.

Весь персонал отримує засоби індивідуального захисту перед початком роботи. Склад компонентів ЗІЗ залежить від конкретного виду запланованих робіт та можливих НШВФ.

## 5.4 Технічні заходи з усунення дії небезпечних і шкідливих факторів

З огляду на виявлені в таблиці 5.2 НШФВ був розроблений чіткий перелік заходів для усунення ймовірних загроз.

### 1. Фізичні НШФВ:

1.1. Робота на висоті: існує заборона праці на висоті при швидкості вітру від 10 метрів на секунду, під час ожеледиці, грози або сильного туману, у нічний час з недостатньою освітленістю місця робіт, за температури повітря вище +30 °С та нижче -20 °С [50]. Перед тим як почати монтаж фотомодулів кожен працівник отримує повний комплект ЗІЗ (рис. 5.1). Робоче екіпірування передбачає: каску, страхувальний пояс, окуляри, рукавички, спецодяг та спеціальне взуття.



Рисунок 5.1 – Комплект ЗІЗ монтажника фотомодулів на покрівлі [55]

1.2. Ураження електричним струмом: знизити ризики травмування допомагає використання діелектричних рукавичок, діелектричних ботів або калош (рис. 5.2а). Працювати з силовим обладнання потрібно інструментами з ізольованими рукоятками довжиною не менше 10 см (рис. 5.2б) [56].



Рисунок 5.2 – Засоби захисту від дії електричного струму: а) – діелектричні рукавички, боти та колоші, б) – монтерський інструмент з ізольованими рукоятками

1.3. Спекта та ультрафіолетове випромінювання: як було виявлено, проведення робіт у спеку та високої активності сонячної радіації супроводжуються шкідливими наслідками. Носіння окулярів з фільтрацією ультрафіолету та нанесення сонцезахисних кремів гарантує безпеку епідермісу та зору монтажників. Важливо також забезпечити постійний доступ до питної води. Працівники мають підтримувати водний баланс та робити перерви у затінку. Дотримуватися заборони у п. 1.1.

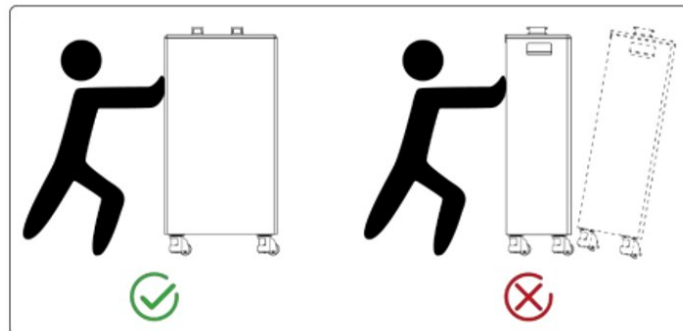
1.4. Термоопіки: від контакту з нагрітою металочерепицею та поверхнею фотомодулів необхідно застосовувати захисні рукавиці та спецодяг (рис. 5.1).

1.5. Грозові розряди: впроваджено захист для протидії імпульсним перенапругам та блискавці підключенням ПЗІП та контуру заземлення у межах пунктів 3.1 та 3.2. Дотримуватися заборони у п. 1.1.

1.7. Переміщення важких вантажів: впроваджено механічний метод підйому фотомодулів на дах відповідно до рисунку 5.3а. Він повністю виключає ручне перенесення масивних модулів та додатково знижує ризик їх пошкодження. Акумуляторні батареї масою 122 кг кожна (табл. 2.6) переміщують на вмонтованих колесах у вертикальному положенні без нахилу корпусу (рис. 5.3б).



а)



б)

Рисунок 5.3 – Переміщення важких вантажів: а) – механізований підйом панелей модульним ліфтом на дах [57], б) – правила транспортування АКБ [19]

## 2. Хімічні НШФВ:

2.1. Силіконовий герметик та антикорозійна паста для різьбових з'єднань заземлення як агресивні монтажні речовини: до стандартного комплекту ЗІЗ (рис. 5.1) додаються рукавички з латексним покриттям та респіратор.

## 3. Психофізіологічні НШФВ:

3.1. Фізичне перенавантаження: протягом робочого дня передбачено регулярні перерви на відпочинок і відновлення сил.

3.2. Зорове та нервово навантаження: щоденне очищення від забруднень монітору. Освітлення повинно мати достатній контраст з навколишнім середовищем [49]. Протягом робочого дня передбачено регулярні перерви.

3.3. Незручне положення тіла: створити обмеження за часом знаходження працівників в незручному положенні, після чого обов'язково передбачено перерву на відновлення.

## 5.5 Розрахунок та технічна оцінка ефективності занулення

Занулення передбачає створення навмисного електричного з'єднання відкритих металевих неструмоведучих частин апаратури з нульовим захисним провідником. Якщо відбувається пробій на корпусі, то занулення миттєво перетворює аварійну ситуацію у стан однофазного короткого замикання. Тоді великий струм провокує негайне знеструмлення обладнання автоматичним вимикачем [54].

Обчислення захисної здатності автоматичного вимикача при зануленні виконано за методикою [56]. Головна умова спрацювання захисної апаратури:

$$I_{к.з.} \geq 1,25 I_{авт}^H, \quad (5.1)$$

де  $I_{авт}^H$  – номінальний струм автоматичного вимикача,  $I_{авт}^H = 63$  А (табл. 3.2).

Струм к.з. обчислюється за виразом:

$$I_{к.з.} = \frac{U_{\phi}}{Z_{заг}}, \quad (5.2)$$

де  $Z_{заг}$  – повний опір петлі фаза-нуль.

Складається значення з опору обмоток живлючого трансформатора  $Z_{nl}$  та опору провідників лінії  $Z_{кл}$  (фазного та нульового). Значення  $Z_{nl}$  приймаємо стандартно 0,312 Ом [56].

Активний опір провідників у колі фаза-РЕ:

$$Z_{кл} = r \cdot L \cdot \frac{1}{S_{\phi}} + \frac{1}{S_{PE}} \quad (5.3)$$

де  $\rho$  – питомий опір міді,  $\rho = 0,0172$  Ом·мм<sup>2</sup>/м;

$L$  – довжина кабелю ВВГнг 3×10 мм<sup>2</sup>,  $L = 3$  м;

Переріз РЕ кабелю ВВГнг такий самий як і переріз фазного. Тому  $S_{\phi} = S_{PE} = 10$  мм<sup>2</sup>.

$$Z_{кл} = 0,0172 \cdot 3 \cdot \frac{1}{10} + \frac{1}{10} = 0,0103 \text{ Ом.}$$

Визначаємо  $Z_{заг}$ :

$$Z_{заг} = Z_{пл} + Z_{кл}. \quad (5.4)$$

$$Z_{заг} = 0,312 + 0,0103 = 0,3223 \text{ Ом.}$$

Підставимо знайдені значення до формули (5.2):

$$I_{к.з.} = \frac{230}{0,3223} = 713,6 \text{ А.}$$

Перевіряємо головну умову (5.1):

$$713,6 \text{ А} \geq 1,25 \times 63 = 78,75 \text{ А}.$$

Як видно, підібраний автоматичний вимикач в п. 3.2 гарантовано та миттєво знеструмить аварійну ділянку. Головна умова занулення повністю виконана.

### 5.6 Безпека персоналу під час повітряної тривоги

Війна додала до традиційних ризиків нещасних випадків небезпеку від воєнних дій. Статистика травматизму на робочому місці в умовах бойових дій показує невтішні показники. Щороку внаслідок війни на виробництві гине декілька сотень людей (рис. 5.4) [58].

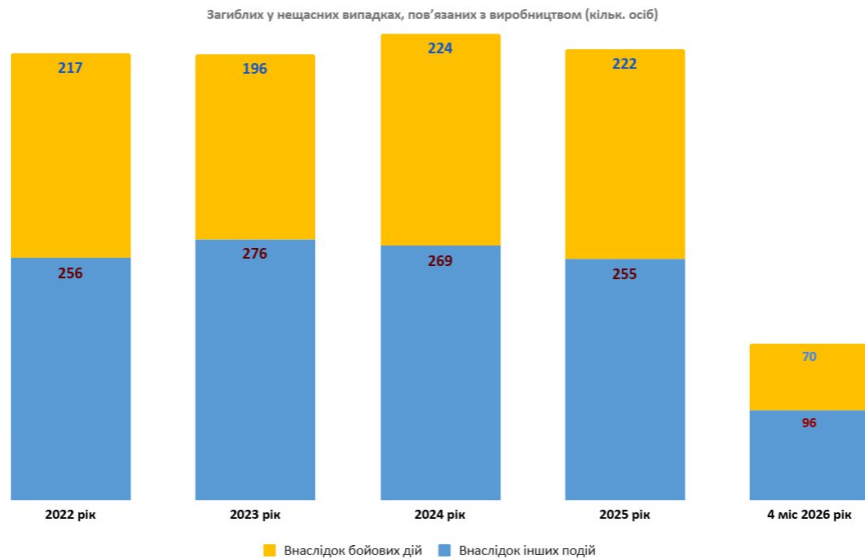


Рисунок 5.5 – Статистика загиблих внаслідок нещасних випадків на виробництві в т.ч. бойових дій

Після отримання сигналу повітряної тривоги зупиняються всі роботи на об'єкті. Працівники повинні негайно прямувати до найближчого укриття. На самій ділянці розташований обладнаний погріб (рис. 5.5). Додатково в пішій доступності знаходяться ще три захисні укриття [59].

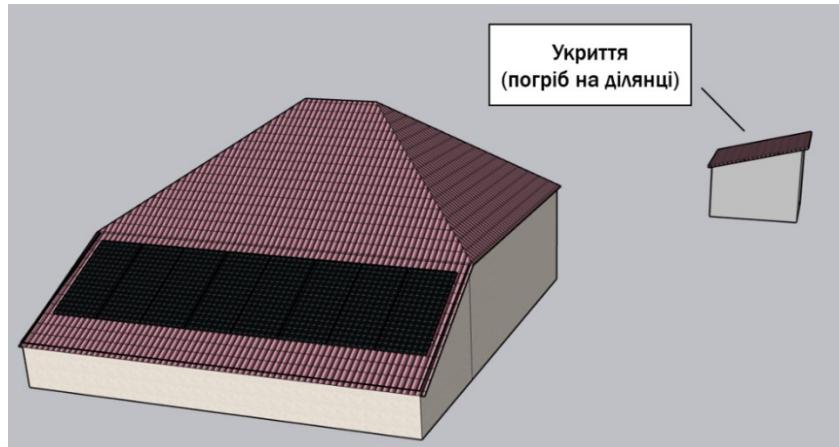


Рисунок 5.5 – Розташування укриття на ділянці об'єкта

## 5.7 Норми надання домедичної допомоги при нещасних випадках

Нещасні випадки у ході роботи найчастіше трапляються там, де лікарська допомога не може надатися одразу. Тому від швидкості та правильності надання домедичної допомоги залежить життя і здоров'я потерпілого. Рятувальні заходи складаються з двох послідовних кроків: визначення стану травмованого менше ніж за півхвилини та швидкого надання допомоги. У стані клінічної смерті для порятунку залишається до 5 хвилин [54]. Шанси на успіх зростають при обізнаності персоналу з технікою штучного дихання та непрямого масажу серця. Також важливу роль у порятунку відіграє психологічна зібраність у критичний момент.

Задля своєчасного надання домедичної допомоги має бути укомплектована аптечка першої допомоги з урахуванням визначених шкідливих факторів. Додатково рекомендовано мати апарат штучного дихання зі спеціальним набором для розширення ротової порожнини [54].

Вище наведений аналіз ризиків дозволив виділити три ймовірні нещасні випадки. Найбільшу загрозу персоналу несе ураження електричним струмом. Ступінь тяжкості травми залежить від наявних порізів, забруднення шкіри, її стан вологості. Окрім цього психофізичний стан робітника, температура та вологість оточуючого середовища також змінюють загальний опір людського організму [54, 60]. Чим більше негативних факторів діє на організм, тим важчим буде наслідок ураження струму.

Стан травмованого після контакту зі струмом може мати три випадки [62]:

- у разі збереження свідомості потерпілому надають повний спокій з постійним спостереженням протягом кількох годин;
- у непритомному стані із збереженим диханням людину кладуть горизонтально, звільняють від обтискних частин робочого спецодягу, дають нашатирний спирт;

- у разі відсутності або нестабільному диханні розпочинається виконання штучного дихання та непрямого масажу серця (рис. 5.6).

Штучне дихання та непрямий масаж серця виконують до передачі потерпілого бригаді медичної служби.

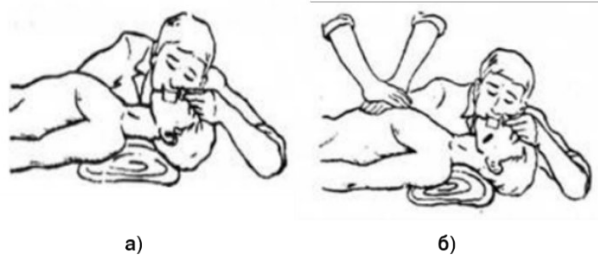


Рисунок 5.6 – Реанімаційні заходи: а) – штучне дихання методом «рот до рота» б) – одночасне проведення масажу серця і штучного дихання [60]

Два інші потенційні нещасні випадки – це падіння з висоти та отримання термічних опіків. Блок-схему з алгоритмами надання домедичної допомоги для всіх трьох випадків створено на основі [63] та представлено на рисунку 5.7.



Рисунок 5.7 – Блок-схема з алгоритмом надання домедичної допомоги

## 5.8 Пожежна безпека приміщення з обладнанням гібридної ФЕС

Відведена зона розташування інвертора та акумуляторних батарей потенційно несе ризики виникнення пожежі. Під час роботи обладнання нагрівається і виділяє теплову енергію. Окрім цього, до пожежонебезпечних факторів додаються ймовірне займання ізоляції кабелів при короткому замиканні.

Запобігти накопиченню тепла у вказаній зоні допомагає облаштована вентиляція. Все електрообладнання підключено через захисні апарати згідно розділу 3. Інвертор було вмонтовано на бетонну стіну та витримано повітряні проміжки між АКБ для вільної циркуляції повітря. Здійснені вимоги до відстаней наведено на рисунку 5.8.

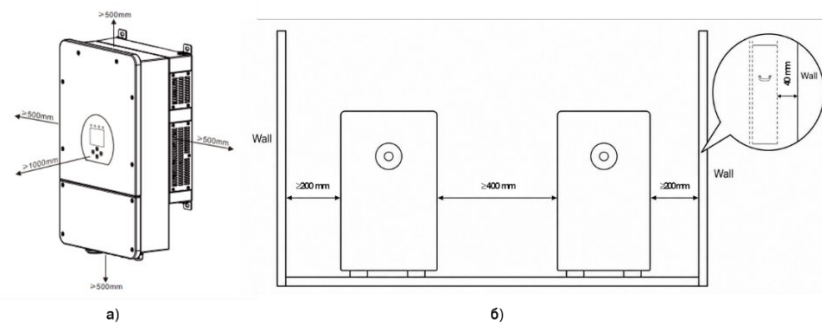


Рисунок 5.8 – Мінімальні відстані при монтажі обладнання:

а) – інвертора [64], б) – акумуляторних батарей [19]

В межах доступності передбачено первинний засіб ліквідації вогню – вуглекислотний вогнегасник марки ВВК-2. З його допомогою можна безпечно гасити полум'я у місцях розташування обладнання під напругою [65]. Розміщення вогнегасника у зоні показано на рисунку 5.9.

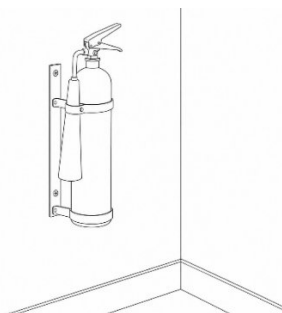


Рисунок 5.9 – Розміщення вогнегасника у зоні знаходження обладнання ФЕС

## 5.9 Висновки з розділу 5

У п'ятому розділі повністю розроблені й виконані завдання охорони праці під час встановлення ФЕС. Першочергово проаналізовано важливість та чинну нормативну базу України у сфері захисту здоров'я та життя працівників.

Було виділено ймовірні НШФВ від стадії проєктування закінчуючи монтуванням станції та перелічено організаційно-технічні заходи їх усунення. Удар електричним струмом, падіння з висоти та отримання термоопіку вважаються найбільш ймовірними нещасними випадками при реалізації проєкту. За нормативними документами розроблено блок-схему з алгоритмами правильного надання домедичної допомоги потерпілому. Окремим безпековим заходом під час повітряної тривоги визначено підземне укриття на самому об'єкті та додаткові сховища в межах пішої доступності.

Також значну увагу приділено пожежній безпеці у зоні розташування обладнання станції. Безпосередньо у межах досяжності руки передбачений вогнегасник ВВК-2.

## ВИСНОВОК

За результатами виконаного проєкту вдалося розробити технічні рішення гібридної фотоелектростанції з розташуванням модулів на південному схилі даху приватного будинку в місті Харкові.

Компонентний набір повністю містить типовий перелік елементів класичної гібридної системи. Інженерна реалізація запропонованого технічного рішення спричинила застосування двох літій-залізо-фосфатних блоків резервування енергії.

Головна цінність проєкту зосереджена у запропонованому технічному рішенні на основі складеного енергетичного балансу. Результати повністю дозволили регулювати дефіцит та профіцит генерації станції. У профіцитні місяці надлишок виробленої електроенергії закриває навантаження додатково введених сезонних споживачів. Одночасно підвищується рівень комфорту та не залучається зелений тариф. Сезонна нестача кіловат-годин вирішується енергопостачанням з централізованої мережі за нічним тарифом.

Реалізація інженерних рішень на етапі монтажу станції ґрунтується на принципах збереження життя та здоров'я працівників. Вирішенню завдання безпеки від ризику виникнення нещасних випадків під час робіт підвищеного ризику та пожежного фактору приділено значну увагу протягом усього процесу проєктування.

У кінцевому підсумку спроектована фотоелектростанція потенційно може масштабуватися до чотирьох стрінгів, що у перспективі повністю покриє потреби будинку в електроенергії навіть у зимовий період.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. У 2025 році в Україні встановили майже вдвічі більше сонячних електростанцій, ніж роком раніше. Асоціація сонячної енергетики України. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://aseu.org.ua/y-2025-roci-v-ukraini-vstanovili-maihe-vdv/>.
2. Про внесення змін до постанови Кабінету Міністрів України від 5 червня 2019 р. № 483 : Постанова Каб. Міністрів України від 30.05.2023 р. № 544. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/544-2023-p#Text>.
3. Про внесення змін до постанови Кабінету Міністрів України від 5 червня 2019 р. № 483 : Постанова Каб. Міністрів України від 31.05.2024 р. № 632. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/632-2024-p#Text>.
4. Global Solar Atlas. Ukraine. World Bank Group. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://globalsolaratlas.info/download/ukraine>.
5. Гаєвський О. Ю. Фотоенергетика. Частина I. Сонячна радіація і фотоелектричні модулі : підручник. Київ : КПІ імені Ігоря Сікорського, 2023. 150 с.
6. Klimenta D., Lekić J., Arsić S., Tasić D., Krstić N., Radosavljević D. A novel procedure for quick design of off-grid PV water pumping systems for irrigation. Elektronika ir elektrotehnika. 2021. Vol. 27, No. 2. P. 64–77. DOI: <https://doi.org/10.5755/j02.eie.28503>.
7. Методичні рекомендації до виконання курсового проєкту з навчальної дисципліни «Сонячна теплоенергетика» за темою «Проектування установки з використанням сонячної теплової енергії» (для студентів усіх форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітньої програми «Нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії») / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова ; уклад. : О. В. Сенецький, Я. Б. Форкун. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2021. 39 с.

8. Сонячна енергія та інсоляція : монографія / В. П. Гальчак та ін. Львів : Магнолія 2006, 2024. 242 с.

9. Solar radiation on a tilted surface. PV Education. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/solar-radiation-on-a-tilted-surface>.

10. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). [Електронний ресурс]. – Режим доступу : [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/).

11. Малярєнко В. А., Колотило І. Д., Нечмоглод І. Є. Нерівномірність графіка навантаження енергосистеми і способи його вирівнювання. Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит. 2011. № 5. С. 19-22.

12. Сегеда М. С., Олійник М. Й., Дудурич О. Б. Нетрадиційні та відновлювальні джерела електроенергії : навч. посібник. Львів : Вид-во Львів. політехніки, 2019. 204 с.

13. Фотоенергетика : навч. посібник / Ю. П. Колонтаєвський, Д. В. Тугай, С. В. Котелевець ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2019. 160 с.

14. Monocrystalline vs polycrystalline solar panels. Solar Quotes. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://www.solarquotes.com.au/panels/photovoltaic/monocrystalline-vs-polycrystalline/>.

15. JA Solar JAM72S30-525/550 MR. Sun Energy. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://sun-energy.com.ua/image/pdf/JAM72S30-MR-525-550-UA.pdf>.

16. Гібридний інвертор Deye SUN-8K-SG05LP1-EU-AM2-P : datasheet. Deye Inverter. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://nl.deyeinverter.com/deyeinverter/2021/07/12/%E3%80%90b%E3%80%91hybridinvertersun-8k-sg01lp1-eu-4.pdf>.

17. Акумулятори для сонячних батарей – для чого потрібні і як вибрати. Частина 1. Microinverter. [Електронний ресурс]. – Режим доступу :

<https://microinverter.com.ua/newsuk/akumulyatori-dlya-sonyachnih-batarej-dlya-chogo-potribni-i-yak-vibratichastina-1/>.

18. Deye Battery LV RW-F16 : datasheet. Sun Energy. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : [https://sun-energy.com.ua/image/pdf/Deye Battery LV RW-F16-Datasheet-UA\\_.pdf](https://sun-energy.com.ua/image/pdf/Deye_Battery_LV_RW-F16-Datasheet-UA_.pdf).

19. Deye RW-F16 : User manual. Nastech Solar. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://nastechsolar.com.tr/content/STORAGE/DEYE/RW-F16/RW-F16%20User%20Manual.pdf>.

20. Дахові системи кріплення сонячних панелей. Дахові технології. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://efcon.com.ua/systems/metal-tile-slate/>.

21. Кріплення для сонячних батарей на скатний дах. KREPMETAL. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://krepmetal.ua/uk/systemy-kriplen/kriplennya-dlya-sonyachnyh-batarej-naskatnyj-dah/>.

22. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). Київ : Мінпаливенерго України, 2017. 617 с.

23. ДСТУ EN 50618:2015. Кабелі силові для фотоелектричних систем. Чинний від 2016-01-01. Вид. офіц. Київ : УкрНДНЦ, 2016.

24. Кабелі типу ПВЗ, ПВЗнг, ПВЗнгд. ЗЗКМ. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://www.zzcm.com.ua/wp-content/uploads/2023/09/zzkm-pv3-pv3ng-pv3ngd.pdf>.

25. Кабель ВВГнг-3×10 мм<sup>2</sup>. Mezon Cable. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://mezoncable.com.ua/catalog/provid-ta-kabel/wwg/kabel-vvg-ng-3-10-detail>.

26. Захист сонячних панелей – DC запобіжники і автоматика для СЕС. Solar Invest Group. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://www.sig.energy/zahystsonyachnyh-panelej-dc-zapobizhnyky-i-avtomatyka-dlya-ses>.

27. Охорона праці : метод. вказівки до виконання розділу дипломного проєкту для здобувачів рівня вищої освіти «Бакалавр» зі спеціальності 133 «Галузеве машинобудування» за ОПП «Галузеве машинобудування» / Таврій. держ. агротехнол. ун-т ім. Дмитра Моторного, каф. ОПХВ ім. проф. Ф. Ю. Ялпачика. Мелітополь : ТДАТУ, 2021. 43 с.

28. Екологічний паспорт Харківської області за 2023 рік / Харків. обл. держ. адмін. Харків, 2023. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : [https://kharkivoda.gov.ua/content/documents/1282/128134/Attaches/ekologichniy\\_pasport\\_harkivskoyi\\_oblasti\\_2023\\_rik.pdf](https://kharkivoda.gov.ua/content/documents/1282/128134/Attaches/ekologichniy_pasport_harkivskoyi_oblasti_2023_rik.pdf).

29 Електробезпека : підручник / С. В. Панченко та ін. Харків : УкрДУЗТ, 2018. 295 с.

30. Комплект заземлення оцинкований різьбовий D16 мм L6 м. Service Market. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://www.service-market.com.ua/ua/products/komplekt-zazemleniya-otsinkovannyi-rezbovoy-d-16mm-l-6m-56579>.

31. Тарифи та ціни. Міністерство енергетики України. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://www.mev.gov.ua/storinka/taryfy-ta-tsiny>.

32. Однофазний двотарифний електролічильник. Electro-M. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://electro-m.com.ua/ua/p2778129482-odnofaznyj-dvuharifnyj-elektroschetchik.html>.

33. Втрати ефективності сонячних панелей: ключові фактори, що на це впливають, та модель розрахунку. Solarpanels. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://solarpanels.zp.ua/statii/vtrati-efektyvnosti-sonyachnyh-panelej-klyuchovi-factory-shcho-na-tse-plynut-ta-model-rozrahunku>.

34. Nissan LEAF 40 kWh. EV Database. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://ev-database.org/car/1106/Nissan-LEAF-40-kWh>.

35. Mobilität in Deutschland 2023 : Ergebnisbericht / Bundesministerium für Digitales und Verkehr. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : [https://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2023\\_Ergebnisbericht.pdf](https://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2023_Ergebnisbericht.pdf).

36. Генератор Grad 7 кВт : керівництво користувача. Brain. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : [https://brain.com.ua/static/prod\\_files/9/U0978509/4660/user\\_manual\\_henerator\\_Grad\\_7\\_0\\_7\\_kW\\_elektrozapusk\\_5710985\\_.pdf](https://brain.com.ua/static/prod_files/9/U0978509/4660/user_manual_henerator_Grad_7_0_7_kW_elektrozapusk_5710985_.pdf).

37. Генератор Grad 7.0/7 кВт : технічні характеристики. Storgom. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://storgom.ua/ua/product/grad-997548.html>.

38. Щільність бензину. Gepard. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://gepard.org.ua/ua/shchilnist-benzinu-ua/>.

39. Ціни на паливо в регіонах України. Мінфін. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://index.minfin.com.ua/ua/markets/fuel/reg/>.

40. Конституція України від 28.06.1996 р. № 254к/96-ВР. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/254к/96-вр>.

41. Про охорону праці : Закон України від 14.10.1992 р. № 2694-XII. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2694-12>.

42. Кодекс законів про працю України від 10.12.1971 р. № 322-VIII. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/322-08>.

43. Про альтернативні джерела енергії : Закон України від 20.02.2003 р. № 555-IV. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15>.

44. Про затвердження Технічного регламенту низьковольтного електричного обладнання : Постанова Каб. Міністрів України від 16.12.2015 р. № 1067. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1067-2015-п#Text>.

45. Про затвердження Технічного регламенту засобів індивідуального захисту : Постанова Каб. Міністрів України від 21.08.2019 р. № . [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/771-2019-п>.

46. Про затвердження Правил безпечної експлуатації електроустановок (НПАОП 40.1-1.01-97) : Наказ Держ. комітету України по нагляду за охороною праці від 06.10.1997 р. № 257. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0011-98#Text>.

47. Про організацію та проведення обов'язкових медичних оглядів працівників певних категорій : Наказ МОЗ України від 08.09.2025 р. № 1393. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1551-25#Text>.

48. Про затвердження Типового положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці та Переліку робіт з підвищеною небезпекою (НПАОП 0.00-4.12-05) : Наказ Держ. комітету України з нагляду за охороною праці від 26.01.2005 р. № 15. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0231-05#Text>.

49. Про затвердження Вимог щодо безпеки та захисту здоров'я працівників під час роботи з екранними пристроями (НПАОП 0.00-7.15-18 ) : Наказ М-ва соціальної політики України від 14.02.2018 р. № 207. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0508-18#Text>.

50. Про затвердження Правил охорони праці під час виконання робіт на висоті (НПАОП 0.00-1.15-07) : Наказ Держ. комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду від 27.03.2007 р. № 62. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0573-07#Text>.

51. Про затвердження Правил охорони праці під час роботи з інструментом та пристроями (НПАОП 0.00-1.71-13) : Наказ М-ва енергетики та вугільної промисловості України від 19.12.2013 р. № 966. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0327-14#Text>.

52. Про затвердження державних будівельних норм ДБН А.3.2-2-2009 «Система стандартів безпеки праці. Охорона праці і промислова безпека у будівництві. Основні положення» (НПАОП 45.2-7.02-12) : Наказ М-ва

регіонального розвитку та будівництва України від 27.01.2009 р. № 45. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : [https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id\\_doc=25399](https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=25399).

53. Арламов О. Ю. Безпека життєдіяльності та цивільний захист : конспект лекцій. Київ, 2018. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://opcb.kpi.ua/wp-content/uploads/2014/09/BZDCZkonspekt.pdf>.

54. Серіков Я. О., Халмурадов Б. Д., Сігнаєвський О. М., Серікова К. С. Основи охорони праці : підручник. 2-ге вид. Київ : SBA Print, 2026. 250 с.

55. Роботи на висоті: вимоги до засобів захисту та пристосувань. Довідник спеціаліста з охорони праці. 2023. № 5. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://esop.expertus.com.ua/10006559>.

56. Курс охорони праці для студентів інженерно-економічного напрямку підготовки : навч. посіб. / К. Н. Ткачук та ін. ; за ред. К. Н. Ткачука, О. Л. Гуменюк. Чернігів : ЧДТУ, 2013. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://cpo.stu.cn.ua/Oksana/posibnik/>.

57. SolarLift. GEDA. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://www.geda.de/en/product/solarlift/>.

58. Стан виробничого травматизму. Державна служба України з питань праці. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://dsp.gov.ua/stan-vyrobnychoho-travmatyzmu/>.

59. Карта укриттів для населення. Геопортал Харкова. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://smart.khmr.gov.ua/opendataportal>.

60. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / за ред. В. Г. Цапка. 3-тє вид., стер. Київ : Знання, 2004. 397 с.

61. Про затвердження порядків надання домедичної допомоги особам при невідкладних станах : Наказ МОЗ України від 09.03.2022 р. № 441. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://moz.gov.ua/uk/decrees/nakaz-moz-ukraini-vid-09032022--441-pro-zatverdzhennja-porjadkiv-nadannja-domedichnoi-dopomogi-osobam-pri-nevidkladnih-stanah>.

62. Березюк О. В., Лемешев М. С. Основи охорони праці та безпека життєдіяльності для студентів спеціальності 172 – Телекомунікації та радіотехніка. Частина 2. Безпека життєдіяльності : практикум. Вінниця : ВНТУ, 2021. 85 с.

63. Про затвердження порядків надання домедичної допомоги особам при невідкладних станах : Наказ МОЗ України від 09.03.2022 р. № 441. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://moz.gov.ua/uk/decrees/nakaz-moz-ukraini-vid-09032022--441-pro-zatverdzhennja-porjadkiv-nadannja-domedichnoi-dopomogi-osobam-pri-nevidkladnih-standah>.

64. Deye SUN-8K-SG01LP1-EU : посібник користувача. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : [https://48cc0259-f3b7-487a-ab38-8e40f68b810e.filesusr.com/ugd/5c5e97\\_801f25b1dc124e3aa9b415088310bce9.pdf](https://48cc0259-f3b7-487a-ab38-8e40f68b810e.filesusr.com/ugd/5c5e97_801f25b1dc124e3aa9b415088310bce9.pdf).

65. Заїкіна Д. П., Глива В. А. Основи охорони праці та безпека життєдіяльності : посіб. Warsaw : RS Global, 2019. 44 с.

## ДОДАТОК А

### Допустимі струмові навантаження кабелів фотоелектричних систем (витяг з ДСТУ EN 50618:2015)

Таблиця А.1 – Струмopовідна здатність PV кабелів (згідно з ДСТУ EN 50618:2015)

| Nominal cross sectional area<br><br>mm <sup>2</sup>                                                                                          | Current carrying capacity according to method of installation |                                    |                                                   |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|------------------------------------|---------------------------------------------------|
|                                                                                                                                              | Single cable free in air<br><br>A                             | Single cable on a surface<br><br>A | Two loaded cables touching, on a surface<br><br>A |
| 1,5                                                                                                                                          | 30                                                            | 29                                 | 24                                                |
| 2,5                                                                                                                                          | 41                                                            | 39                                 | 33                                                |
| 4                                                                                                                                            | 55                                                            | 52                                 | 44                                                |
| 6                                                                                                                                            | 70                                                            | 67                                 | 57                                                |
| 10                                                                                                                                           | 98                                                            | 93                                 | 79                                                |
| 16                                                                                                                                           | 132                                                           | 125                                | 107                                               |
| 25                                                                                                                                           | 176                                                           | 167                                | 142                                               |
| 35                                                                                                                                           | 218                                                           | 207                                | 176                                               |
| 50                                                                                                                                           | 276                                                           | 262                                | 221                                               |
| 70                                                                                                                                           | 347                                                           | 330                                | 278                                               |
| 95                                                                                                                                           | 416                                                           | 395                                | 333                                               |
| 120                                                                                                                                          | 488                                                           | 464                                | 390                                               |
| 150                                                                                                                                          | 566                                                           | 538                                | 453                                               |
| 185                                                                                                                                          | 644                                                           | 612                                | 515                                               |
| 240                                                                                                                                          | 775                                                           | 736                                | 620                                               |
| Ambient temperature: 60 °C (see Table A.4 for other ambient temperatures)<br>max. conductor temperature: 120 °C.                             |                                                               |                                    |                                                   |
| NOTE The expected period of use at a max. conductor temperature of 120 °C and at a max. ambient temperature of 90 °C is limited to 20 000 h. |                                                               |                                    |                                                   |

## ДОДАТОК Б

### Допустимі тривалі струми для проводів та кабелів (витяг з ПУЕ)

Таблиця Б.1 – Допустимий тривалий струм для проводів з мідними жилами з гумовою ізоляцією в металевих захисних оболонках і кабелів з мідними жилами з гумовою ізоляцією у свинцевій, полівінілхлоридній, найритовій або гумовій оболонках, броньованих і неброньованих

| Переріз струмо-<br>відної<br>жили, мм <sup>2</sup>                                          | Струм, А, для проводів і кабелів |            |         |            |         |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------|------------|---------|------------|---------|
|                                                                                             | одножильних                      | двожильних |         | трижильних |         |
|                                                                                             | у разі прокладання               |            |         |            |         |
|                                                                                             | у повітрі                        | у повітрі  | у землі | у повітрі  | у землі |
| 1,5                                                                                         | 23                               | 19         | 33      | 19         | 27      |
| 2,5                                                                                         | 30                               | 27         | 44      | 25         | 38      |
| 4                                                                                           | 41                               | 38         | 55      | 35         | 49      |
| 6                                                                                           | 50                               | 50         | 70      | 42         | 60      |
| 10                                                                                          | 80                               | 70         | 105     | 55         | 90      |
| 16                                                                                          | 100                              | 90         | 135     | 75         | 115     |
| 25                                                                                          | 140                              | 115        | 175     | 95         | 150     |
| 35                                                                                          | 170                              | 140        | 210     | 120        | 180     |
| 50                                                                                          | 215                              | 175        | 265     | 145        | 225     |
| 70                                                                                          | 270                              | 215        | 320     | 180        | 275     |
| 95                                                                                          | 325                              | 260        | 385     | 220        | 330     |
| 120                                                                                         | 385                              | 300        | 445     | 260        | 385     |
| 150                                                                                         | 440                              | 350        | 505     | 305        | 435     |
| 185                                                                                         | 510                              | 405        | 570     | 350        | 500     |
| 240                                                                                         | 605                              | —          | —       | —          | —       |
| Примітка. Струми наведено для проводів і кабелів як з <i>PEN-(N-)</i> жилою, так і без неї. |                                  |            |         |            |         |

# ГРАФІЧНИЙ МАТЕРІАЛ



МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

Кафедра альтернативної електроенергетики та електротехніки

Графічні матеріали  
до дипломного проєкту (роботи)  
бакалавра

## Розробка фотоелектричної станції для приватного будинку у м. Харкові

Виконав: студент 4 курсу,  
групи НВДЕ-2022-1  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
(Нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії)

М. Ю. Гужва

Керівник О. О. Шкурпела

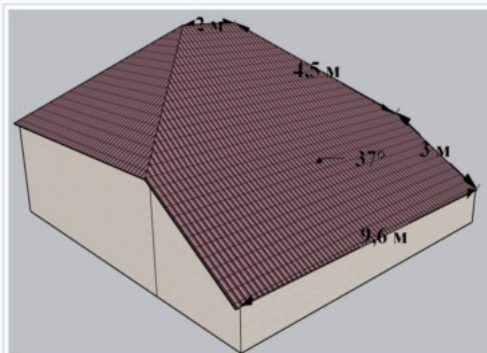
Рецензент Я. Б. Форкун

Харків – 2026

## ГЕЛІОЕНЕРГЕТИЧНІ РОЗРАХУНКИ

2

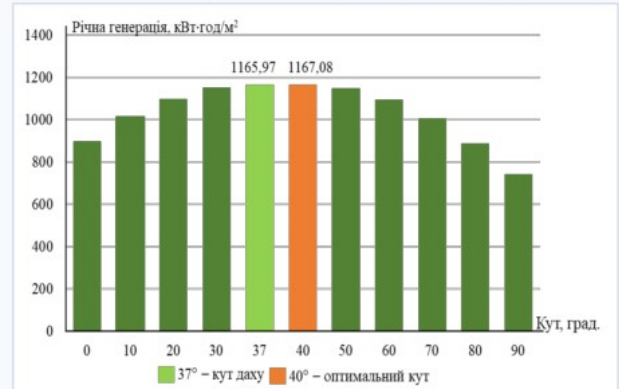
Рисунок 1 – Геометрія та розміри даху



### Характеристики об'єкту та розташування

|                        |                             |                                             |
|------------------------|-----------------------------|---------------------------------------------|
| Географічні координати | 49,94° пн.ш. / 36,40° сх.д. | м. Харків                                   |
| Матеріал покрівлі      | Металочерепиця              | Площа південного схилу: 42,8 м <sup>2</sup> |

Рисунок 2 – Залежність річної інсоляції від кута нахилу фотомодуля



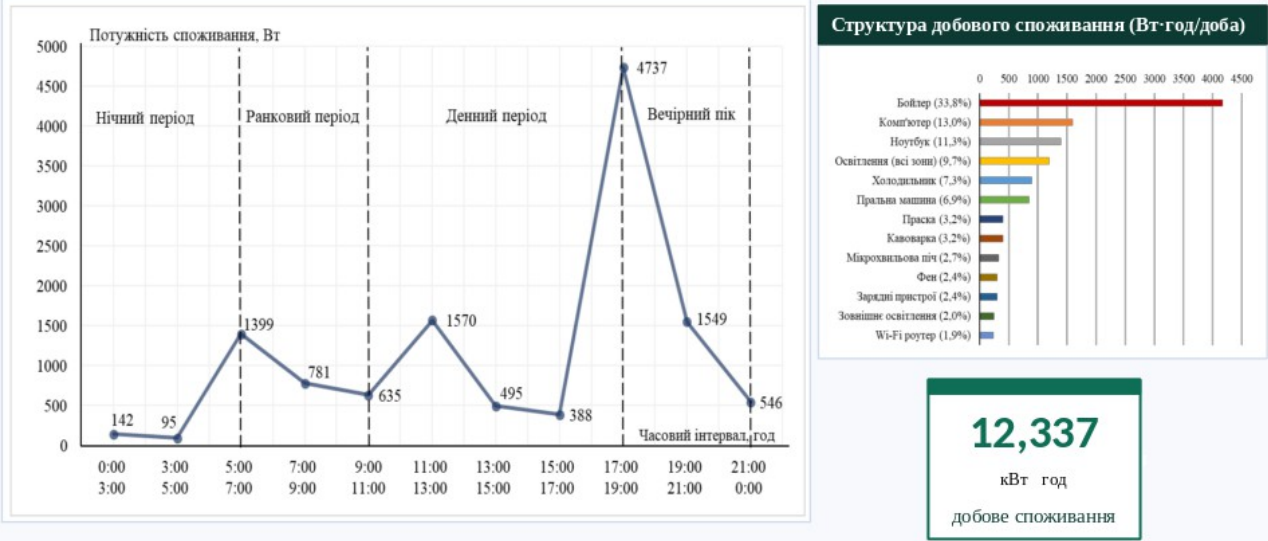
### Щомісячна інсоляція при куті встановлення модулів 37°

| Місяць                          | 01    | 02    | 03    | 04     | 05     | 06     | 07     | 08     | 09     | 10    | 11    | 12    | ΣW <sub>ф</sub> |
|---------------------------------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-----------------|
| n                               | 31    | 28    | 31    | 30     | 31     | 30     | 31     | 31     | 30     | 31    | 30    | 31    | 365             |
| W <sub>ф-міс</sub> , кВт·год/м² | 26,62 | 33,82 | 76,42 | 103,23 | 170,37 | 175,10 | 188,37 | 175,52 | 128,78 | 54,22 | 21,16 | 12,34 | 1165,97         |

ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ БУДИНКУ

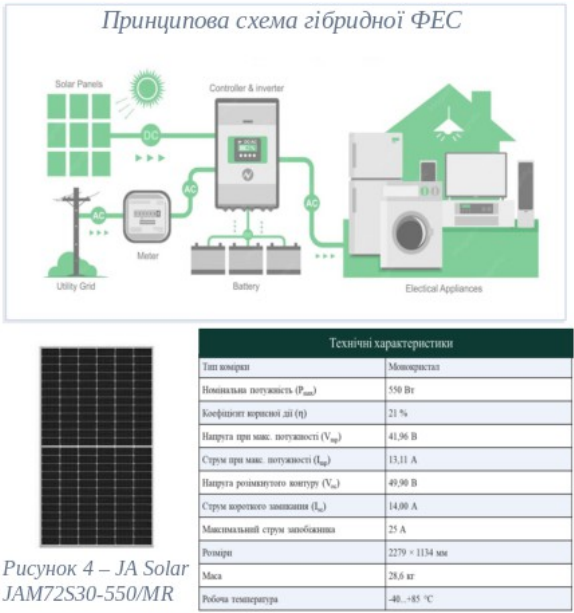
3

Рисунок 3 – Погодинний графік споживання електроенергії приватним будинком протягом доби

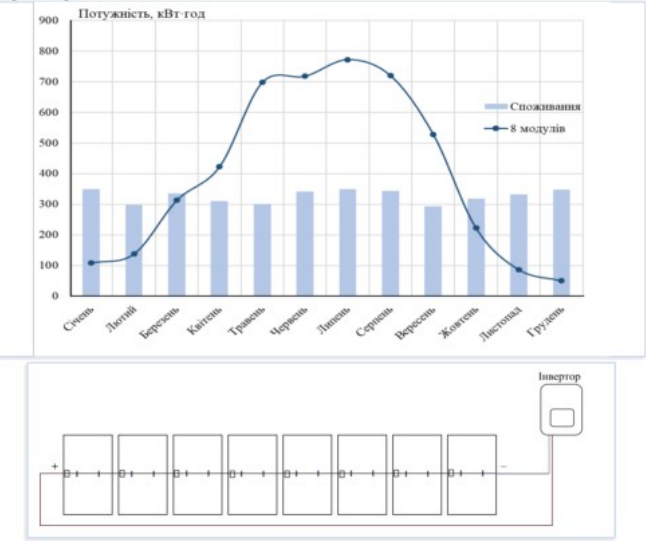


ФОТЕЕЛЕКТРИЧНИЙ МАСИВ

4



Сезонна генерація ФЕС потужністю 4,4 кВт відносно потреб будинку



## ІНВЕРТОР ТА НАКОПИЧУВАВ ГІБРИДНОЇ ФЕС

5

## Гібридний інвертор Deye SUN-8K-SG05LP1-EU-AM2-P



## Технічні характеристики інвертора

|                                       |                             |
|---------------------------------------|-----------------------------|
| Номинальна вихідна потужність AC, Вт  | 8000                        |
| Максимальна вихідна потужність AC, Вт | 8800                        |
| Кількість MPPT трекерів               | 2 (схема 2+2)               |
| Діапазон вихідної MPPT, В             | 124-425                     |
| Вхідна напруга PV, В                  | 370 (100-500)               |
| Максимальна вхідна потужність DC, Вт  | 10400                       |
| Максимальна ефективність              | 97%                         |
| Тип мережі                            | Однофазний                  |
| Напруга АКБ, В                        | 48 В (LiFePO <sub>4</sub> ) |

Рис. 2.5

## Акумуляторна батарея DEYE RW-F16 48-314Ah 16,0 kWh (2 шт. паралельно)



## Технічні характеристики АКБ

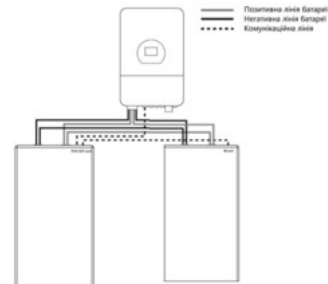
|                                       |                                            |
|---------------------------------------|--------------------------------------------|
| Тип акумулятора                       | Літій-залізо-фосфатний LiFePO <sub>4</sub> |
| Ємність (А год)                       | 314                                        |
| Номинальна напруга, В                 | 51,2                                       |
| Робоча напруга, В                     | 44,8 ~ 57,6                                |
| Номинальна енергія, кВт год           | 16                                         |
| Корисна енергія (90%DOD), кВт год     | 14,4                                       |
| Цикл експлуатації                     | ≥6000                                      |
| Зарядка розрядка макс. безперервна, А | 160 / 160                                  |
| Струм піковий, А                      | 300 / 300 (10 сек)                         |
| Порт зв'язу                           | CAN2.0, RS485                              |

## Обґрунтування вибору потужності інвертора

| № п/п | Найменування                 | Номинальна потужність, кВт | Потужність, кВА |
|-------|------------------------------|----------------------------|-----------------|
| 1     | Холодильник                  | 0,15                       | 0,19            |
| 2     | Освітлення (резервне)        | 0,20                       | 0,21            |
| 3     | Комп'ютер + Wi-Fi            | 0,40                       | 0,47            |
| 4     | Бойлер                       | 2,50                       | 2,50            |
| 5     | Ноутбук                      | 0,14                       | 0,165           |
| 6     | Зарядні пристрої             | 0,11                       | 0,16            |
| 7     | Насос технічної води         | 0,75                       | 0,83            |
| 8     | Кондиціонер                  | 0,9                        | 1,0             |
| 9     | Система повітря              | 0,2                        | 0,22            |
| ...   | Резерв                       | 10%                        |                 |
| ...   | Загальне навантаження на АКБ | 5,35 кВт                   | 6,32 кВА        |

$$S_{inv} > S_{AC} = 8000 \text{ ВА} > 6320 \text{ ВА}.$$

Рис. 2.7 - Паралельне підключення 2х DEYE RW-F16 до інвертора



## МОНТАЖ, ЗАХИСТ ТА ЗАЗЕМЛЕННЯ ГІБРИДНОЇ ФЕС

6

Рисунок 3.1 – Монтажний комплект для похилих дахів

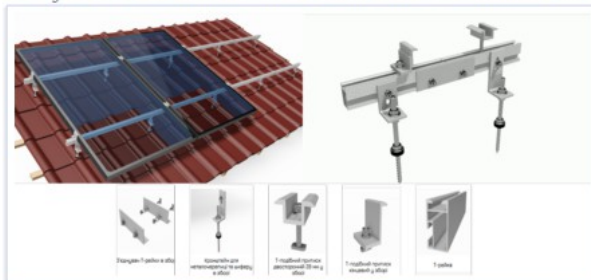
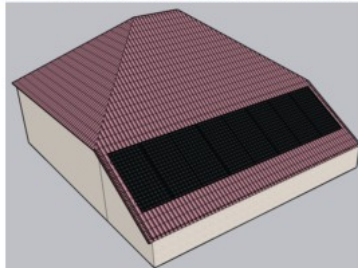


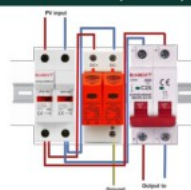
Рис. 3.2 – Проектний вигляд ФЕС на покрівлі



| Кабелі |                        |      |          |                    |
|--------|------------------------|------|----------|--------------------|
| №      | Діагональ              | L, м | Марка    | S, мм <sup>2</sup> |
| 1      | DC (Панелі → інвертор) | 38   | НІЗ222-К | 1 × 6              |
| 2      | DC (АКБ → інвертор)    | 2    | ПВ-3     | 1 × 50             |
| 3      | AC (Інвертор → РЩ)     | 3    | ВВГнг    | 3 × 10             |

| Апарати захисту |                                            |                                             |
|-----------------|--------------------------------------------|---------------------------------------------|
| Діагональ       | Пристрій захисту                           | Модель                                      |
| DC (Панелі)     | Панель вставка                             | 25 А, E.NEXT                                |
|                 | Пристрій захисту від імпульсних перенапруг | 500V DC ПЗПІІІ TOMZN TZG40-PV 2p, 20kA-40kA |
| DC (АКБ)        | Автоматичний вимикач                       | E.NEXT stand.60, 2p, 25A, C, 6kA, DC        |
|                 | Автоматичний вимикач                       | DC 1000V 2P 250/2300 35kA, 200              |
| AC (Мережа)     | Автоматичний вимикач                       | E.NEXT серії E.PRO 2P 63 А, C, 6kA, AC      |
|                 | Диференціальний вимикач (ПЗВ)              | EcoLN 6kA 2P 63A 300mA тип AC, NOARK        |
|                 | Реле напруги                               | ZUBR D63t однофазне на DIN-рейку 63A        |
|                 | Перемикач навантаження                     | SSQ 163 (1-0-2) 1P 63A, ETI                 |

## Захист DC (Панелі)



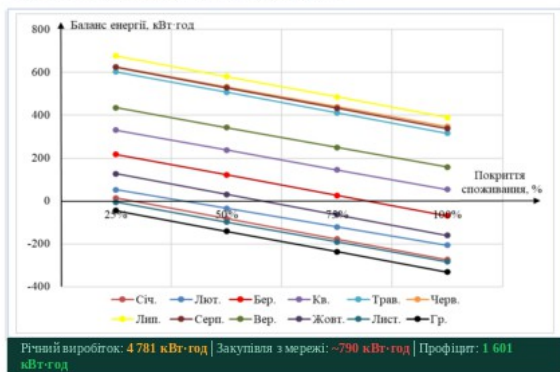
## Контур заземлення



## ЕНЕРГЕТИЧНИЙ БАЛАНС

7

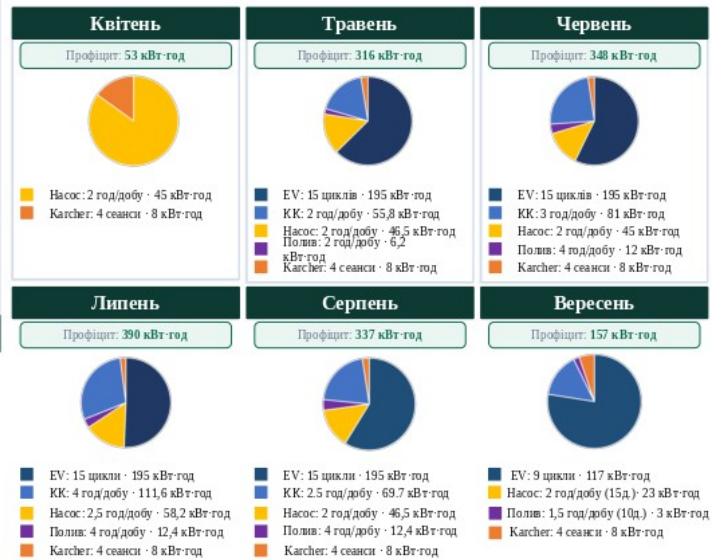
Рис. 4.1 – Енергетичний баланс гібридної ФЕС за рік



## Закупівля з мережі у дефіцитні місяці

|          |             |
|----------|-------------|
| Жовтень  | 65 кВт·год  |
| Листопад | 191 кВт·год |
| Грудень  | 236 кВт·год |
| Січень   | 178 кВт·год |
| Лютий    | 120 кВт·год |

● Nissan Leaf (EV) ● Кондиціонер (КК) ● Насос тех. води ● Система поливу ● Karcher



## КАПІТАЛЬНІ ВИТРАТИ ТА АЛЬТЕРНАТИВНІ ВАРІАНТИ ДЖЕРЕЛ

8

## Структура капітальних витрат



## Закупівля електроенергії з мережі



## Альтернативні варіанти покриття дефіциту

## 1. Другий стрінг ФЕМ (наземний)

Додатково потрібно: 8 модулів JA Solar, наземний монтаж, PV-кабель. Витрати: 61720 грн.

| Місяць   | Дефіцит, кВт·год | Wген, кВт·год | Навантаження, кВт·год |        |         |         |
|----------|------------------|---------------|-----------------------|--------|---------|---------|
|          |                  |               | 25%                   | 50%    | 75%     | 100%    |
| Січень   | 178              | 109,16        | 64,66                 | 20,16  | -24,34  | -69,84  |
| Лютий    | 120              | 138,69        | 108,69                | 78,69  | 48,69   | 18,69   |
| Жовтень  | 65               | 222,35        | 206,10                | 189,85 | 173,60  | 157,35  |
| Листопад | 191              | 86,77         | 39,02                 | -8,73  | -56,48  | -104,23 |
| Грудень  | 236              | 50,60         | -8,40                 | -67,40 | -126,40 | -183,40 |

## 2. Бензиновий генератор Grad 7 кВт

Додатково потрібно: генератор Grad 7 кВт, щорічний об'єм АІ-92 бензину 334 л (час роботи близько 150,5 год/рік).



Ціна 1 кВт·год електроенергії 28,5 грн  
 (при ціні на АІ-92 у 67,13 грн/л).

## 3. За загальним тарифом

Термін окупності станції зростає з 15,7 року до 17,3 року.

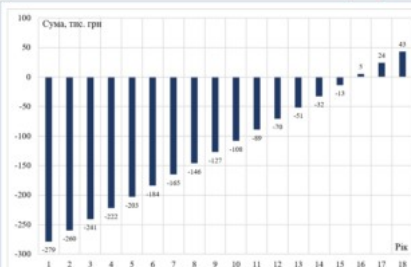


Рисунок 4.2 – Графік окупності гібридної фотоелектростанції