МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДНІПРОВСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ АГРАРНО-ЕКОНОМІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет водогосподарської інженерії та екології
Спеціальність 194 «Гідротехнічне будівництво, водна інженерія та водні технології»

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ
Завідувач кафедри цивільної інженерії,
технологій будівництва і захисту довкілля
д.т н., проф. _____В.Є. Волкова
„_____”_____2025 р.

ОБГРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ УСТАНОВКИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ДРЕНАЖНИХ НАСОСІВ НА СТАНЦІЇ ПІДКАЧКИ №16 ЦАРИЧАНСЬКОЇ ЗРОШУВАЛЬНОЇ СИСТЕМИ

(розрахунково-пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи)

Текст_58_ стор.

Здобувач другого (магістерського)
рівня вищої освіти _____ Олексій РУДАКОВ

Керівник кваліфікаційної роботи
к. т. н. доц. _____ Тарас ДУБОВ

Дніпро – 2025

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства освіти і науки,
молоді та спорту України
29 березня 2012 року № 384
Форма № Н-9.01

Дніпровський державний аграрно-економічний університет
Факультет водогосподарської інженерії та екології
Кафедра цивільної інженерії, технологій будівництва і захисту довкілля
Освітньо-кваліфікаційний рівень «магістр»
Спеціальність – 194 «Гідротехнічне будівництво, водна інженерія та водні технології»

ЗАТВЕРДЖУЮ:
Завідувач кафедри цивільної інженерії,
технологій будівництва і захисту довкілля
д.т н., проф. _____В.Є.Волкова
„_____”_____2025 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломну роботу здобувачу вищої освіти
Рудакову Олексію Леонідовичу
(прізвище, ім’я, по батькові)

Тема роботи: **«Обгрунтування параметрів фотоелектричної установки електропостачання дренажних насосів на станції підкачки №16 Царичанської зрошувальної системи»**
керівник роботи ___Дубов Тарас Миколайович, к.т.н._____
(прізвище, ім’я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджена наказом по університету від «10» жовтня__2025 р. № _3035_
1. Термін здачі студентом закінченої роботи : «12» _грудня _2025 р.

Вихідні дані до роботи __1. План-карта Google. 2. Гідрогеологічні умови району проектування. 3. Метеорологічні і кліматичні умови за метеостанцією Дніпро. 4. Конструкція і розміри будівля насосної станції підкачки №16 Царичанської зрошувальної системи. 6. Характеристика насосно-силового обладнання НСП №16 Царичанської зрошувальної системи_____
2. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, що потрібно розробити)
1 Аналіз вимог до електропостачання дренажних систем та огляд фотоелектричних систем. 2 Розрахунок електричних навантажень та визначення ресурсної бази. 3 Проєктування та інженерний розрахунок компонентів ФЕС. 4 Технічне обґрунтування та економічна ефективність проєкту.___

3. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) __Презентація дипломної роботи

4. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

5. Дата видачі завдання: «_10_» _жовтня_2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ пп	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1.	Аналіз вимог до електропостачання дренажних систем та огляд фотоелектричних систем	17.10.2025 р.	
2.	Розрахунок електричних навантажень та визначення ресурсної бази	25.10.2025 р.	
3.	Проєктування та інженерний розрахунок компонентів ФЕС	04.11.2025 р	
4.	Технічне обґрунтування та економічна ефективність проєкту	27.11.2025 р.	
	Вступ. Висновки. Техніко-економічні показники проекту. Презентація	11.12.2025 р.	
	Передзахист ДР на кафедрі		
	Представлення ДР на рецензію		

Студент-дипломник _____ Олексій Рудаков
(підпис)

Керівник роботи _____Тарас Дубов
(підпис)

ЗМІСТ

ВСТУП…… 6

РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ВИМОГ ДО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ДРЕНАЖНИХ СИСТЕМ ТА ОГЛЯД ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ…… 8

1.1. Географічне розташування і конструкція насосної станції підкачки №16…… 8

1.2. Особливості гідрологічного режиму та електроспоживання дренажного насосу ……. 11

1.3. Теоретичні основи автономного та гібридного електропостачання…… 13

1.4. Огляд світових проєктів автономного/гібридного живлення насосних станцій …….. 16

1.5. Обґрунтування вибору типу системи електропостачання для об'єкта дослідження……. 19

РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА ВИЗНАЧЕННЯ РЕСУРСНОЇ БАЗИ…… 21

2.1 Визначення розрахункової потужності та енергоспоживання основного дренажного насоса……. 21

2.2 Визначення розрахункової потужності та енергоспоживання на технологічні потреби…….. 23

2.3. Аналіз сонячного енергетичного потенціалу регіону……. 27

РОЗДІЛ 3. ПРОЄКТУВАННЯ ТА ІНЖЕНЕРНИЙ РОЗРАХУНОК КОМПОНЕНТІВ ФЕС…… 31

3.1. Розрахунок фотоелектричного поля…… 31

3.2. Визначення оптимальної кількості модулів у стрінгу ……. 33

3.3. Остаточна конфігурація фотоелектричного поля……. 34

3.4. Розрахунок площі розміщення та системи кріплень……. 35

3.5. Розрахунок та вибір накопичувача енергії …… 36

3.6. Вибір інвертора……. 38

3.7. Вибір та узгодження допоміжного обладнання…….. 41
3.8. Розробка принципової електричної схеми ФЕС…… 42
РОЗДІЛ 4. ТЕХНІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ТА ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРОЄКТУ…….. 45
4.1. Обґрунтування надійності та безпеки роботи системи…… 45
4.2. Розрахунок капітальних та експлуатаційних витрат……. 47
4.3. Екологічна оцінка впровадження автономної (гібридної) ФЕС…….. 50
ВИСНОВКИ…….. 53
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ……..... 55

ВСТУП

В умовах посилення загроз енергетичній безпеці України, спричинених зовнішніми факторами, та необхідності виконання зобов'язань щодо декарбонізації, проєкти з розвитку розподіленої генерації на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) набувають стратегічного та критичного значення. Особлива увага приділяється підвищенню енергетичної стійкості та автономності об'єктів критичної інфраструктури, зокрема насосних станцій водопостачання і зрошення, які є ключовими для забезпечення життєдіяльності населення та промисловості [18-20, 25,33].

Актуальність дослідження зумовлена необхідністю розробки інженерно обґрунтованих та економічно ефективних рішень для забезпечення безперебійного електропостачання насосної станції. Впровадження гібридної фотоелектричної системи (ФЕС) з накопичувачем енергії дозволяє не лише знизити споживання енергії з централізованої мережі та експлуатаційні витрати, а й гарантує стійкість об'єкта до відключень (блекаутів), що є критичним фактором у сучасних умовах.

Об'єктом дослідження є процеси автономного та мережевого електропостачання насосної станції підкачки.

В якості предмету дослідження виступають інженерно-технічні та економічні параметри гібридної фотоелектричної системи потужністю 50 кВт з високовольтним накопичувачем енергії для Царичанської насосної станції підкачки.

Мета дослідження полягає в розробці, інженерних розрахунках та техніко-економічному обґрунтуванні проєкту гібридної фотоелектричної системи потужністю 50 кВт для забезпечення надійності та автономності електропостачання Царичанської насосної станції підкачки.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

Проаналізувати поточне енергоспоживання об'єкта та сформувати технічні вимоги до параметрів гібридної ФЕС.

Вибрати та обґрунтувати основні компоненти системи: фотоелектричні модулі, гібридний інвертор та високовольтний акумуляторний блок (АКБ).

Провести детальний інженерний розрахунок оптимальної конфігурації ФЕ поля (стрінгів) та ємності АКБ, а також розробити принципову електричну схему системи.

Здійснити технічне обґрунтування надійності та безпеки системи, розрахувати капітальні та експлуатаційні витрати, а також провести екологічну оцінку проєкту.

РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ВИМОГ ДО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ДРЕНАЖНИХ СИСТЕМ ТА ОГЛЯД ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

1.1. Географічне розташування і конструкція насосної станції підкачки №16

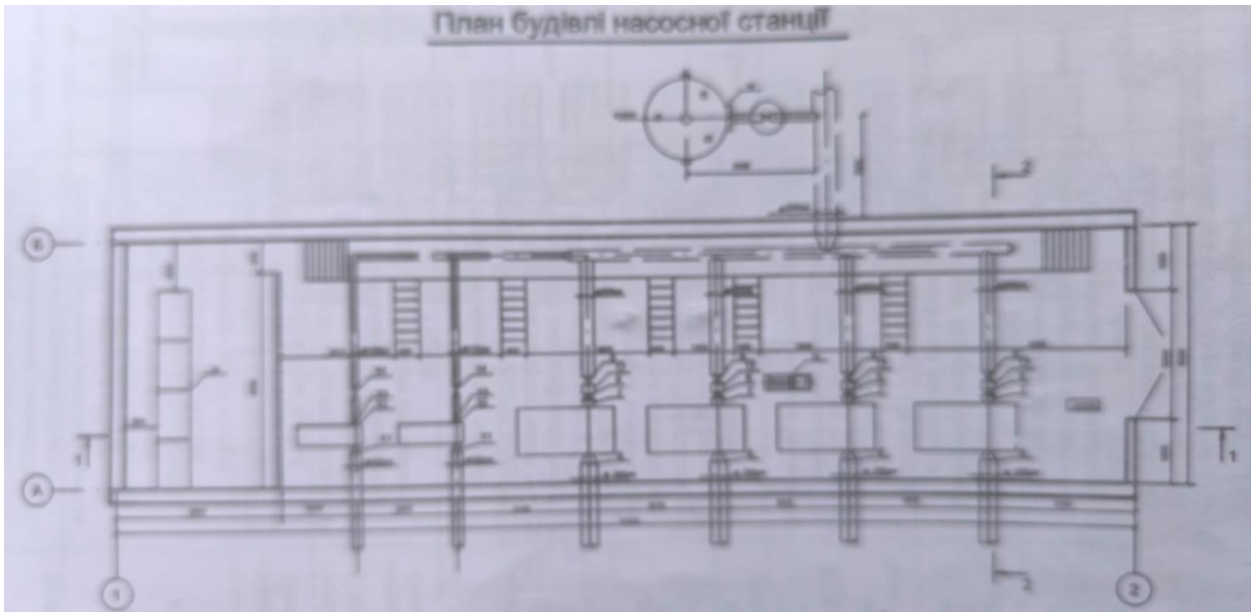
Царичанська насосна станція підкачки № 16 (НСП № 16) є ключовим об'єктом інфраструктури Царичанської зрошувальної системи. Станція розташована на південний схід від села Преображенка в напрямку села Прядівка, на території Дніпропетровської області, Дніпровського району.

НСП отримує поливну воду із Головної насосної станції № 2 (ГНС-2) каналу Дніпро-Донбас (рис. 1.1). Місцезнаходження НСП № 16 обрано на основі оптимальних гідравлічних розрахунків для забезпечення необхідного тиску та пропускної здатності на відповідній ділянці розподільчого трубопроводу. Основне призначення НСП № 16 полягає у перекачуванні поливної води та забезпеченні її подачі до наступних ділянок зрошувальної мережі з необхідними експлуатаційними параметрами.

Рис.1.1. Ситуаційний план та загальний вигляд каналу Дніпро-Донбас, ГНС-2 і Царичанської насосної станції підкачки № 16

Будівля Царичанської НСП № 16 має наземний тип виконання, що спрощує доступ для обслуговування та ремонту. Станція побудована із стандартних залізобетонних плит, що забезпечує високу конструктивну міцність, довговічність та стійкість до зовнішніх кліматичних і технологічних впливів. Загальні габарити будівлі в плані складають 21 м у довжину та 6 м у ширину (рис. 1.2).

а



б

Рис.1.2. Скріншот з Google Maps і фото (**а**) та план будівлі Царичанської насосної станції підкачки № 16 (**б**)

Цей простір функціонально розподілено на технологічні зони для розміщення основного та допоміжного насосного обладнання, інженерних систем, а також постів управління та приміщень для обслуговуючого персоналу. Ситуаційний план та загальний вигляд станції представлено на (див. рис. 1.2).

Насосний парк станції № 16 є комплексною системою, що складається із семи агрегатів, диференційованих за функціональним призначенням. Така конфігурація забезпечує високу гнучкість в експлуатації та надійність процесу перекачування:

Основні (робочі) насоси (4 одиниці) забезпечують створення кінцевого тиску для подачі води у розподільчий трубопровід (рис.1.3).

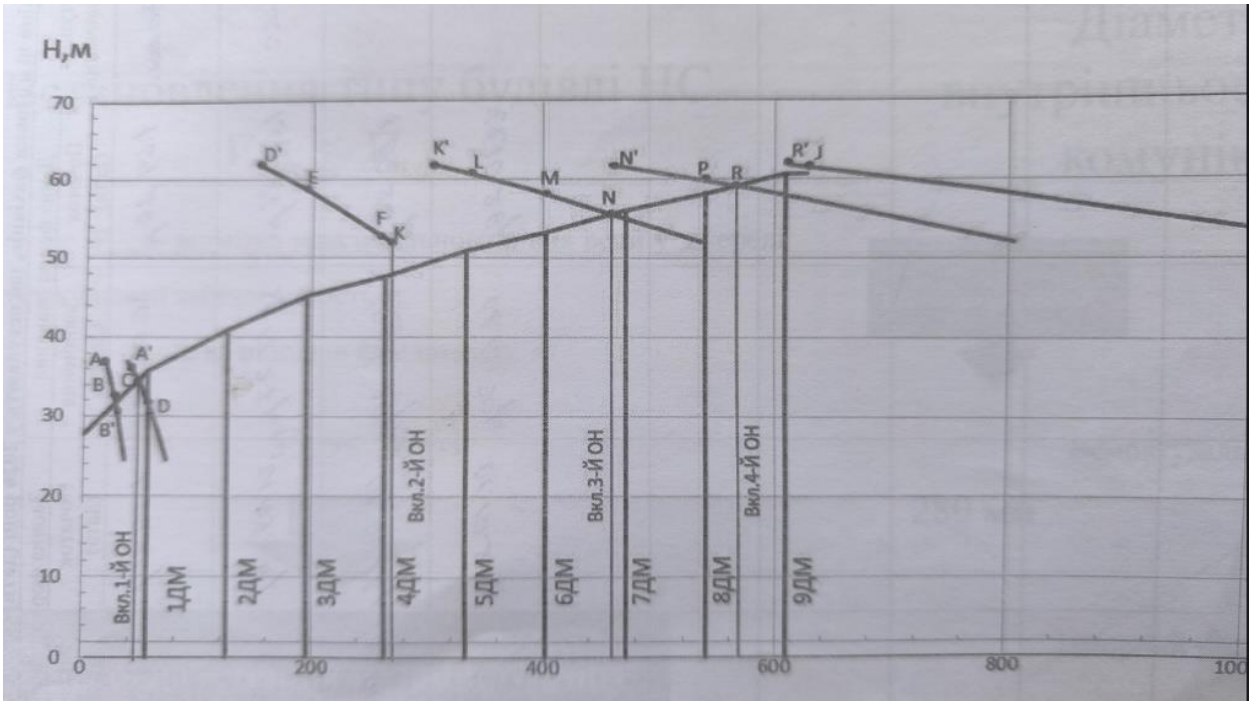


Рис.1.3. Графік сумісної роботи насосів і закритої зрошувальної мережі Царичанської насосної станції підкачки

Бустерні (допоміжні) насоси (2 одиниці): Призначені для забезпечення необхідного підпору на вхідних патрубках основних насосів з метою запобігання кавітації та підвищення їхньої ефективності.

Дренажний (спеціалізований) насос (1 одиниця): Використовується для відкачування води із дренажних систем і приямків станції.

Компоновка насосних агрегатів усередині будівлі є ключовим елементом, оптимізованим для їх ефективного обслуговування та безпечної експлуатації.

Конструкція та обладнання Царичанської НСП № 16 відповідають типовим проектним рішенням для об'єктів такого класу, орієнтованих на надійну та довготривалу експлуатацію в умовах посушливого клімату.

1.2. Особливості гідрологічного режиму та електроспоживання дренажного насосу

Царичанська зрошувальна система розташована у північній частині Дніпропетровської області, переважно в межах Придніпровської низовини, що робить її території чутливими до коливань водного балансу великих річок, зокрема Дніпра та його притоки Орілі. Географічне розташування на правобережжі Дніпра визначає його рельєф як переважно рівнинний із хвилястими ділянками, прорізаними балками та надзаплавними терасами, що є типовим для меліоративних систем [2]. Клімат тут помірно континентальний, характеризується жарким, часто посушливим літом та м'якою, малосніжною зимою, що зумовлює нестійке зволоження сільськогосподарських угідь. Середньорічна кількість атмосферних опадів, яка становить лише 450-550 мм, значно перевищується показником річної випаровуваності (800-900 мм), що є ключовим фактором для розвитку процесів засолення ґрунтів [1, 10, 17].

Основний ґрунтовий покрив утворюють чорноземи звичайні на лесових суглинках, які мають добрі фільтраційні властивості, забезпечуючи інтенсивну інфільтрацію води. У гідрогеологічному відношенні критичне значення для дренажу має четвертинний водоносний комплекс, який залягає на невеликій глибині, особливо у заплавах річок. Цей водоносний горизонт живиться інфільтраційними водами та гідравлічно пов'язаний із рівнем Кам’янського водосховища, що посилює ризик підтоплення. Гідрологічний

режим ґрунтових вод є динамічним і нерівномірним, з чітко вираженими сезонними максимумами [2].

Пікові рівні ґрунтових вод фіксуються під час весняного сніготанення та осінніх затяжних опадів, вимагаючи від дренажних насосних станцій роботи на максимальній продуктивності. Мінімальна продуктивність насосів спостерігається у посушливі літні періоди, коли переважає інтенсивне випаровування та низький приплив. Таким чином, ефективне електроспоживання дренажних насосів безпосередньо залежить від прогнозування та адаптації до цих сезонних і гідрогеологічних особливостей району [6].

Для локальних дренажних систем, які забезпечують захист інженерної інфраструктури НСП, загальний приплив $Q_{заг}$ визначається за формулою

$$Q_{заг} = Q_{фільтр} + Q_{атм} + Q_{техн}, \quad (1.1)$$

де $Q_{фільтр}$ – фільтрація з каналів, $Q_{атм}$ – притік від атмосферних опадів і $Q_{техн}$ – притік від технологічних скидів.

Ключовим і найбільш стабільним джерелом є фільтрація з магістральних або розподільчих зрошувальних каналів ($Q_{фільтр}$), оскільки саме ці втрати води спричиняють підвищення рівня ґрунтових вод безпосередньо біля фундаментів станцій.

Величина $Q_{фільтр}$ прямо залежить від довжини ділянки каналу, що проходить поряд, і коефіцієнта фільтрації ґрунту (K), що вимагає постійного контролю протягом усього зрошувального сезону.

Приплив атмосферних опадів ($Q_{атм}$) є важливим, але сезонним фактором, який включає інфільтрацію зливних вод із території станції, а також зі стічних вод із дахів службових приміщень. Цей компонент набуває пікового значення в періоди інтенсивних злив або весняного сніготанення, додаючи тимчасове навантаження до загального стоку.

Технологічні скиди ($Q_{техн}$) становлять специфічний приплив, що утворюється від скидання води із систем працюючого насосного обладнання або від випадкових протікань всередині машинного залу, що також потребує відкачування.

Таким чином, розрахунковий приплив $Q_{заг}$ для дренажних насосів НСП є комплексною величиною, де домінує $Q_{фільтр}$, що має тривалий характер, доповнюючись імпульсними $Q_{атм}$ та $Q_{техн}$.

Встановлені розрахунки припливу Q підтверджують, що для ефективного осушення зони навколо НСП необхідна певна продуктивність, яку забезпечує вже встановлений дренажний насос. Фактично, електрична потужність цього насосного агрегату складає 2 кВт.

1.3. Теоретичні основи автономного та гібридного електропостачання

Автономна система електропостачання – це комплекс технічних засобів, призначений для генерації та розподілу електроенергії на об'єкті, не підключеному до централізованої електромережі (мережі загального користування) [7-9]. Основою таких систем є автономні джерела генерації, найчастіше на базі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), як-от сонячні фотоелектричні модулі (рис.1.4).

Ключова теоретична задача автономного електропостачання полягає у забезпеченні балансу між виробництвом і споживанням енергії у будь-який момент часу. Оскільки виробництво ВДЕ є нестабільним, обов'язковим елементом системи є накопичувачі енергії (акумуляторні батареї), які зберігають надлишкову енергію та віддають її у період дефіциту [11-15]. Розмір накопичувача та потужність генератора розраховуються на основі енергетичного аудиту та добового графіка навантажень споживача, а також з урахуванням безхмарних періодів (автономія). Управління цим процесом здійснюється за допомогою контролера заряду та інвертора, який перетворює

постійний струм (DC) від батарей та ВДЕ на змінний струм (AC) для живлення стандартних побутових приладів [16].

Рис. 1.4. Схематичне зображення автономної системи електропостачання

Гібридна система електропостачання поєднує в собі переваги автономних систем і надійність централізованої мережі або іншого додаткового джерела, наприклад, дизель-генератора (рис.1.5). Теоретичною перевагою гібридної схеми є підвищення надійності живлення та оптимізація витрат завдяки гнучкому управлінню джерелами. В таких системах енергія може надходити одночасно з ВДЕ, центральної мережі та накопичувачів [21-22, 25-26].

Інвертор у гібридних системах працює в двонаправленому режимі, дозволяючи не лише перетворювати DC на AC, але й здійснювати реверс енергії (продаж надлишку в мережу за "зеленим" тарифом). У разі відключення зовнішньої мережі гібридний інвертор автоматично переходить у автономний режим (режим back-up), живлячи лише критично важливе навантаження від акумуляторних батарей. Це забезпечує безперебійність живлення [27].

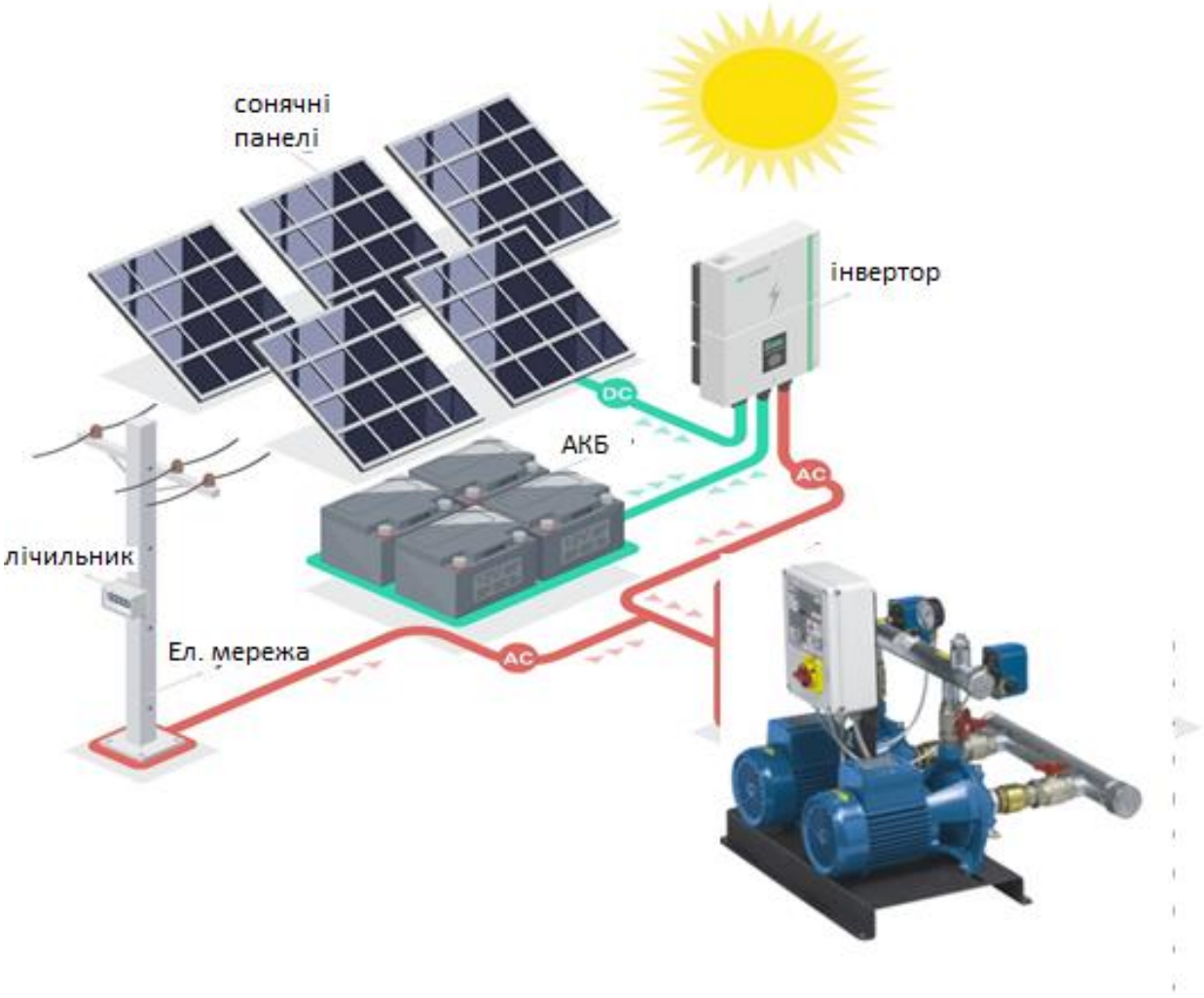


Рис. 1.5. Схематичне зображення гібридної системи електропостачання нососної станції

Ключовим теоретичним завданням для обох типів систем є мінімізація вартості електроенергії (LCOE) та максимізація терміну служби акумуляторів. Це досягається шляхом застосування алгоритмів управління енергією (EMS), які визначають оптимальну стратегію зарядки, розрядки та вибору джерела живлення в реальному часі. Теоретичні моделі враховують прогнози погоди, тарифи на електроенергію та стан заряду батарей. Наприклад, в умовах гібридної системи енергія може бути накопичена вночі за низьким тарифом і використана вдень під час пікових дорогих годин (peak-shaving). Надійність і

стійкість є основними показниками, які визначаються здатністю системи витримувати коливання навантаження та погодні умови [28].

1.4. Огляд світових проєктів автономного/гібридного живлення насосних станцій

Глобальний досвід використання автономних та гібридних систем живлення для насосних станцій (особливо в секторі зрошення та водопостачання) демонструє стійку тенденцію до впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) для підвищення надійності та зниження експлуатаційних витрат.

Сонячні фотоелектричні (PV) системи це найпоширеніший підхід до автономного живлення невеликих та середніх насосних станцій, особливо у сільськогосподарському секторі та віддалених регіонах.

У Індії та Пакистані в рамках «Програми зрошення» реалізовано тисячі проєктів сонячних водяних насосів (Solar Water Pumping Systems) (рис.1.5). Ці системи часто працюють у повністю автономному режимі (off-grid) і без акумуляторів, коли вода подається безпосередньо в резервуар або на поля лише протягом світлового дня (коли доступна сонячна енергія). Це значно зменшує залежність фермерів від дорогого дизельного палива або нестабільної центральної мережі.

У багатьох регіонах Тропічної Африки насосні станції для громадського водопостачання переведені на PV-живлення. На відміну від зрошення, ці системи вимагають акумуляторного накопичення (battery storage), щоб забезпечити подачу води вранці та ввечері, а також у похмурі дні.

Гібридні системи поєднують ВДЕ з традиційними джерелами або центральною мережею для забезпечення цілодобової роботи критично важливих насосних станцій.

В США та Європі для муніципального водопостачання великі насосні станції часто використовують мережеві гібридні системи. Вони підключені до центральної електромережі, але мають великі сонячні або вітрові установки та великі системи накопичення енергії (BESS). Станція споживає ВДЕ, коли це можливо, купує енергію з мережі, коли це необхідно, і може продавати надлишок.

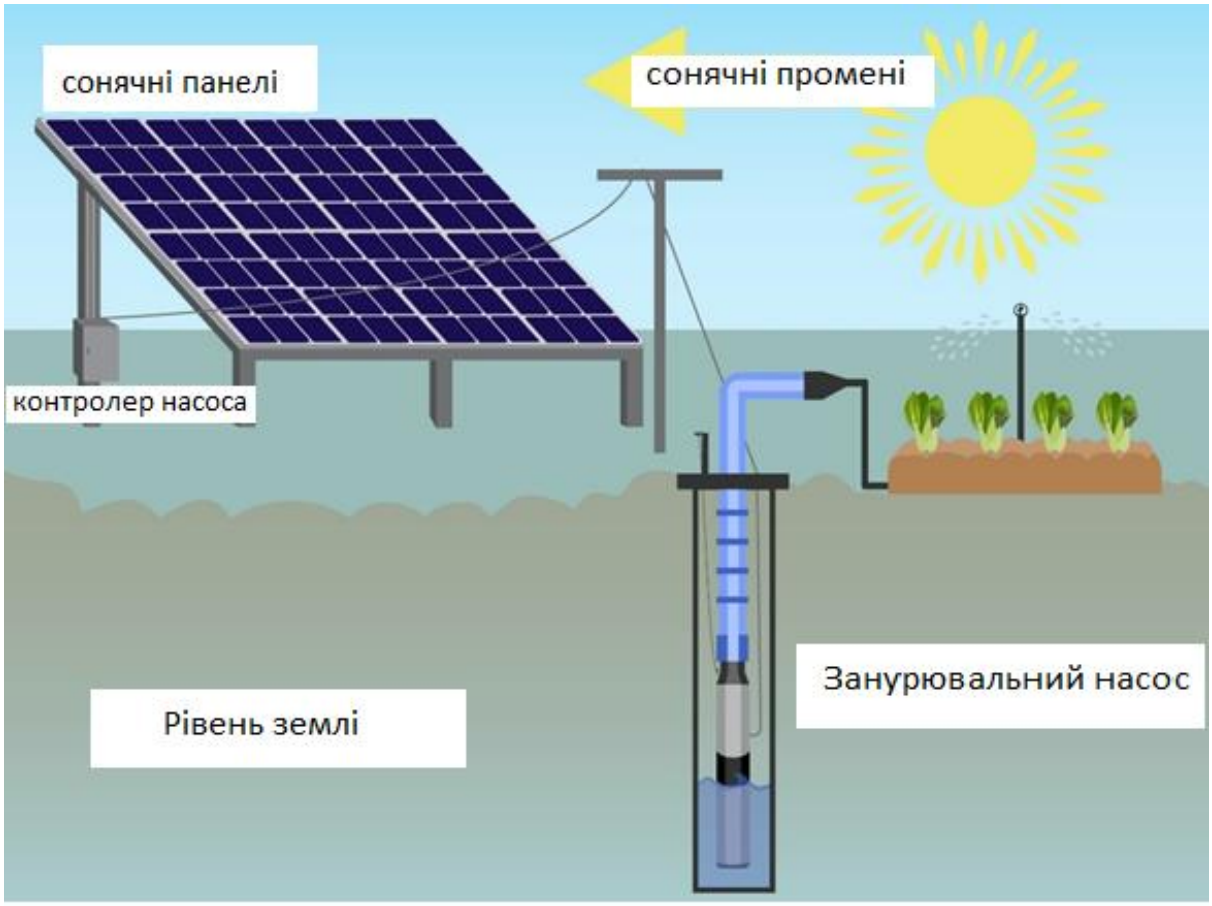


Рис. 1.5. Схематичне зображення проєктів сонячних водяних насосів (Solar Water Pumping Systems)

Через великі відстані до ферм та високу вартість підключення до мережі в Австралії віддалені, поширені гібриди Сонячна PV + Дизельний генератор. Дизель-генератор вмикається лише тоді, коли сонячна генерація низька, а

акумулятори розряджені. Це дозволяє скоротити споживання дизельного палива на 60-80%.

Деякі проєкти опріснювальних установок в Середземноморському регіоні (які потребують багато енергії для роботи насосів) використовують гібрид PV + мережа, що дозволяє оптимізувати роботу насосів, коли ціна на мережеву електроенергію найнижча, або коли сонячна генерація найвища.

Сучасні проєкти використовують складні системи управління для максимальної ефективності. У великих зрошувальних системах Іспанії та Чилі управління роботою насосів часто синхронізується з цінами на енергію. Насоси працюють на повну потужність, коли електроенергія дешева (або ВДЕ доступні), наповнюючи великі резервуари. Вода з цих резервуарів використовується пізніше, що фактично перетворює резервуар на "віртуальну батарею".

Усі успішні гібридні проєкти покладаються на інтелектуальні системи управління, які постійно оптимізують джерела живлення, враховуючи навантаження, стан заряду акумуляторів, тарифи та прогнози ВДЕ.

Світовий досвід показує, що насосні станції часто модернізуються поступово, додаючи сонячні панелі та акумулятори до існуючого мережевого підключення (перехід від мережевої до гібридної системи) [23-24, 26].

Процес впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у меліоративну практику на насосних станціях Дніпропетровської області, зокрема на Кільченській та Солонянській зрошувальних системах, має потенціал, але наразі відбувається повільно та зіштовхується з низкою економічних та технічних обмежень. Основним стримуючим фактором є дефіцит власних коштів меліоративних організацій, необхідних для початкових капітальних інвестицій у встановлення сонячних фотоелектричних систем або вітрогенераторів. Існуюче обладнання насосних станцій, як правило, має значну встановлену потужність, необхідну для перекачування великих обсягів води, що часто перевищує можливості типових, економічно обґрунтованих на сьогодні, установок ВДЕ [32]. Через це

наявні проєкти ВДЕ можуть забезпечити лише невелику частку від загальних потреб функціонування насосних станцій, здебільшого живлячи допоміжне обладнання або невеликі насоси. Крім того, наявність великої кількості старого, енергоємного обладнання збільшує загальні енергетичні потреби, ускладнюючи повне покриття від ВДЕ. Для ефективного впровадження ВДЕ необхідне або часткове переведення насосів на роботу в денний час (збіг із піком сонячної генерації), або значні інвестиції у системи накопичення енергії (BESS). Таким чином, перехід до гібридного живлення потребує спеціальних державних або міжнародних програм фінансування [3] та комплексної технічної модернізації існуючих зрошувальних систем.

1.5. Обґрунтування вибору типу системи електропостачання для об'єкта дослідження

Вибір гібридної системи електропостачання для Царичанської НСП № 16 є найбільш обґрунтованим рішенням, яке балансує між надійністю та економічною ефективністю. Насосна станція має критично важливе значення для забезпечення працездатності зрошувальної системи, що вимагає стабільного та потужного джерела живлення протягом усього іригаційного сезону. Залежність виключно від централізованої електромережі створює операційні ризики через можливі перебої та призводить до значних експлуатаційних витрат через високі тарифи. Чисто автономна система на базі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) не здатна гарантовано покрити високі пікові навантаження чотирьох основних насосів у будь-який час доби. Гібридна схема передбачає інтеграцію фотоелектричних установок, які здатні удень покривати значну частину енергоспоживання станції. Крім того, застосування систем накопичення енергії (BESS) дозволить зберігати надлишок сонячної енергії та використовувати його для підтримки напруги або нічної роботи допоміжних агрегатів. Це забезпечить значну економію коштів завдяки використанню власної дешевої генерації та мінімізації купівлі

дорогої мережевої електроенергії. Гібридні інвертори дозволять автоматично переходити в резервний режим (back-up) у разі аварійного відключення мережі, гарантуючи безперебійність водопостачання. Таким чином, гібридний підхід є оптимальним компромісом, що забезпечує необхідну енергетичну стійкість об'єкта.

РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА ВИЗНАЧЕННЯ РЕСУРСНОЇ БАЗИ

2.1. Визначення розрахункової потужності та енергоспоживання основного дренажного насоса

Ефективне управління водними ресурсами та мінімізація експлуатаційних витрат зрошувальних систем критично залежать від точного розрахунку енергетичних потреб ключового обладнання. У цьому підрозділі ми зосередимося на основному дренажному насосі з встановленою потужністю P = 2 кВт, який є невід'ємною частиною гідрологічної інфраструктури. На відміну від рівномірного споживання, його робота безпосередньо залежить від сезонної нерівномірності припливу дренажних вод, яка визначається гідрологічним профілем Царичанської зрошувальної системи. Для коректного визначення річного енергоспоживання ($E_{річн,\ нас}$) необхідно деталізувати річний цикл на чотири чітко визначені періоди припливу: піковий, високий, мінімальний і низький. Саме врахування цих сезонних варіацій, їхньої тривалості та відповідного середнього часу роботи насоса за добу дозволяє отримати реалістичну оцінку необхідної електроенергії. Отже, фінальний розрахунок річного споживання буде представлений як сума енергії, спожитої насосом протягом кожного з цих гідрологічних періодів.

Далі перейдемо до розрахунку річного енергоспоживання основного дренажного насоса з урахуванням гідрологічного профілю району дослідження.

Для коректного розрахунку необхідно повернутися до сезонної нерівномірності припливу (Q), та встановити середній час роботи насоса в кожному сезоні.

При розрахунку річного споживання основного дренажного насоса врахуємо, що насос потужністю P = 2 кВт працює не рівномірно протягом року, а залежить від накопичення дренажної води і загальної дренажної витрати ($Q_{заг}$).

Виходячи з гідрогеологічних передумов Царичанської зрошувальної системи, річний цикл ділимо на чотири періоди припливу: піковий, високий, мінімальний і низький та визначаємо потреби електроенергії за добу (табл.2.1).

Таблиця 2.1 – Потреба електроенергії для різних періодів роботи

Період	Тривалість (Дні)	Гідрологічний фактор	Середній час роботи (t), год/добу	Енергія за добу, кВт·год/день
1. Піковий приплив (Зрошення + Фільтрація)	120 днів (Травень-Серпень)	$Q_{фільтр\ max} + Q_{атм\ max}$	12	24,0
2. Високий приплив (Весна + Осінь)	120 днів (Березень-Квітень, Вересень-Жовтень)	Сніготанення або Опади	6	12,0
3.Мінімальний приплив (Міжсезоння)	60 днів (Листопад, Квітень)	Циклічний режим	2	4,0
4. Низький приплив (Зима)	65 днів (Грудень-Лютий)	Промерзання, Qmin	1	2,0
Разом	365 днів			

Примітка: Припущено, що насос працює в циклічному режимі, але певний час роботи (t) є необхідним для відкачування накопиченої води.

Розрахунок річного споживання ($E_{річн, нас}$) – це сума споживання за кожен сезон:

1. Піковий приплив: 2 кВт 12 год/добу 120 днів = 2880 кВт·год

2. Високий приплив: 2 кВт 6 год/добу120 днів = 1440 кВт·год

3. Мінімальний приплив: 2 кВт 2 год/добу 60 днів = 240 кВт·год

4. Низький приплив: 2 кВт 1 год/добу 65 днів = 130 кВт·год

Споживання основного дренажного насоса за рік знаходиться як сума по сезонам, тобто $E_{річн, нас.}$ = 2880 + 1440 + 240 + 130 = 4690 кВт·год/рік.

Таким чином, сумарне споживання основного дренажного насоса за рік склало 4690 кВт·год/рік.

2.2. Визначення розрахункової потужності та енергоспоживання на технологічні потреби

Раніше визначили потужність основного дренажного насоса, що є відносно невеликою величиною, проте це лише частина загального енергетичного навантаження об'єкта. Окрім живлення основного двигуна, насосна станція як інженерний об'єкт має власні потреби у життєзабезпеченні (технологічні потреби), які також необхідно врахувати в енергетичному балансі. Ці потреби включають освітлення приміщень, роботу опалювальних систем або вентиляції, забезпечення зв'язку (наприклад, інтернет для диспетчеризації), а також побутові потреби, як-от зарядка телефонів персоналу.

Додатково до цієї бази, на території станції може функціонувати допоміжний насос малої потужності, який використовується для поливу прилеглих до насосної станції територій або огородніх ділянок.

Переходимо до розрахунку сукупного енергетичного навантаження (2 кВт + власні потреби) та обґрунтування застосування відновлюваних джерел енергії (наприклад, сонячних панелей) для покриття цих потреб.

Для розрахунку типового добового та річного енергоспоживання (без урахування основного дренажного насоса) необхідно визначити середню потужність кожного споживача та його сезонний режим роботи. Оскільки

конкретні технічні дані відсутні, розрахунок проводиться на основі типових припущень для насосної станції підкачки № 16 (НСП-16) в умовах помірного клімату Дніпровського (до реформи 2020 р. Царичанського) району Дніпропетровської області (табл. 2.2).

Таблиця 2.2 – Додаткові споживачі, потужність і період роботи

Додатковий споживач	Типова потужність (P), кВт	Середній час роботи (t), год/день	Сезонність (Дні на рік)
Освітлення (Службові приміщення, територія)	0,5 кВт	6	365
Система керування (Інтернет, роутер, ПК, SCADA)	0,2 кВт	24	365
Опалення/Вентиляція (Технічне приміщення)	2,0 кВт	8	180 (Опалювальний сезон)
Побутові прилади (Зарядка, міні-холодильник, електрочайник,	0,1 кВт	4	365
Додатковий насос для поливу (Огородні ділянки)	1,0 кВт	2	150 (Сезон поливу)

Для розрахунку добового споживання застосовується формула

$$E = P \times t. \quad (2.1)$$

Енергоспоживання станції суттєво змінюється залежно від сезону. У зимовий період вимкнено полив, але активно працює опалення і добове споживання електроенергії знаходиться по табл. 2.3., а в літній день опалення вимкнено, але працює додатковий насос для поливу (табл.2.4).

Таблиця 2.3 Добове споживання електроенергії (в зимовий день)

Споживач	Розрахунок (кВт × год)	Добове споживання, кВт·год
Освітлення	0,5 × 6	3,0
Система керування	0,2 × 24	4,8
Опалення/Вентиляція	2,0 × 8	16,0
Побутові прилади	0,1 × 4	0,4
Дод. насос	0	0,0
Разом за зимовий день		24,2 кВт·год

Таблиця 2.4 – Добове споживання електроенергії (в літній день)

Споживач	Розрахунок (кВт·год)	Добове споживання, кВт·год
Освітлення	0,5 кВт 6 год	3,0
Система керування	0,2 кВт 24 год	4,8
Опалення/Вентиляція	0	0,0
Побутові прилади	0,1 кВт 4 год	0,4
Додатковий насос	1,0 кВт 2 год	2,0
Разом за літній день		10,2 кВт·год

Річне енергоспоживання розраховується як сума споживання всіх приладів з урахуванням кількості днів їхньої роботи (кВт·год/рік).

Після визначення річного споживання основного дренажного насоса, наступним критично важливим етапом є оцінка загального енергетичного профілю всієї насосної станції, який суттєво змінюється протягом року. Ця динаміка зумовлена функціональними змінами в роботі допоміжного обладнання, зокрема сезонним перемиканням між системами опалення та

зрошення. Для забезпечення точності моделювання ми розглядаємо два типові контрастні сценарії: зимовий та літній періоди, які репрезентують максимальні відмінності в структурі навантаження. У зимовий період ключовим фактором є активна робота системи опалення за умови вимкнення поливального насоса, тоді як у літній день ситуація кардинально протилежна [29]. Таким чином, детальний розгляд цих сезонних сценаріїв дозволить верифікувати загальну добову потребу в електроенергії та оптимізувати режим роботи станції протягом року(табл. 2.5).

Таблиця 2.5 - Розрахунок річного енергоспоживання

Споживач	Розрахунок (кВт·год/день × днів)	Річне споживання, кВт·год/рік
Освітлення	3,0 ×365	1095
Система керування	4.8 ×365	1752
Опалення/Вентиляція	16,0 × 180	2880
Побутові прилади	0,4 × 365	146
Додатковий насос	2,0 × 150	300
Сукупне річне споживання (Технологічні потреби)		6173 кВт·год

Висновки для енергетичного балансу вказують на те, що сукупне річне споживання електроенергії на власні технологічні та побутові потреби НСП становить приблизно 6173 кВт·год.

Споживання взимку (24,2 кВт·год/день) більш ніж удвічі вище, ніж влітку (10,2 кВт·год/день), через роботу опалювальних систем.

Опалення є найбільшим споживачем (близько 47% річного обсягу), що підкреслює необхідність його оптимізації або заміни на альтернативні джерела (наприклад, теплові насоси) для підвищення енергоефективності.

Враховуючи сезонний та циклічний характер роботи основного дренажного насоса, виникає можливість забезпечення потреб станції від

власних джерел генерації з подальшим продажом надлишків електроенергії в мережу. Ці розрахунки дозволяють точно визначити профіль навантаження станції для подальшого проектування системи сонячної генерації та розрахунку економічної ефективності продажу надлишків за "зеленим" тарифом.

Таким чином, подальший аналіз переходить від чисто гідрологічної оптимізації до розробки енергоефективної моделі функціонування НСП на принципах самозабезпечення та доходу від "зеленого" тарифу.

2.3. Аналіз сонячного енергетичного потенціалу регіону

Сонячна інсоляція – це кількість сонячної енергії, що припадає на одиницю площі поверхні за одиницю часу, вимірюється у кВт·год/м² на день або рік.

Для центральних і східних регіонів України, до яких належить Царичанка, середньорічний показник сумарної сонячної радіації (інсоляції) зазвичай знаходиться в межах 1250-1400 кВт·год/м² на рік.

За даними NASA, середньорічний показник для широти Дніпропетровської області становить близько 3,28 кВт·год/м² на день.

Інсоляція має чітку сезонну нерівномірність, яка є критичною для розрахунку генерації сонячних панелей: літній період (червень-серпень)

- найвищі значення (до 5,5 – 6,0 кВт·год/м² на день);
- зимовий період (грудень-лютий), найнижчі значення (близько 1,0 – 1,5 кВт·год/м² на день).

Орієнтовні середні значення інсоляції на день по місяцям року наведені в табл.2.6.

Таблиця 2.6 - Середні значення інсоляції на день по місяцям року (кВт·год/м²/день)

Місяць	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	Сер.
$H_{сер.}$	1,1	1,8	2,8	3,9	4,8	5,5	5,5	4,9	3,5	2,3	1,3	0,9	3,28

Температура повітря важлива для визначення умов експлуатації обладнання (наприклад, ефективності сонячних панелей, яка знижується при температурі вище 25 ^{0}C.

На основі кліматичних даних для селища Царичанки та району навколо нього можна встановити наступні середньомісячні показники (табл. 2.7).

Таблиця 2.7 - Середні значення температури повітря по місяцям року (^{0}C) [10]

Місяць	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	Сер.
$T_{пов}$	-3,1	-2,2	3,2	10,0	15,8	20,5	22,9	22,7	17,1	9,9	4,1	0,1	10,1

Отримані дані дозволяють перейти до наступних етапів розрахунку.

Для точного розрахунку добової генерації електроенергії фотоелектричними (PV) панелями необхідно врахувати сонячну інсоляцію та вплив температури на ефективність модуля.

Розрахунок потужності генерації залежить від виробництва електроенергії PV-модулем та змінюється від його пікової потужності ($P_{пік}$) інсоляції $H_{сер.}$ та загальних втрат системи ($\eta_{втрат}$).

Значення добової генерація (без температурної корекції) визначаємо за формулою

$$E_{добова} = P_{пік} H_{середня} \eta_{системна}, \quad (2.2)$$

де` $E_{добова}$ — середньодобова генерація електроенергії (кВт·год/день). $P_{пік}$ - сумарна пікова потужність сонячної електростанції (СЕС) (кВт). Це сума номінальних потужностей усіх встановлених панелей.

$H_{середня}$ - середньодобова інсоляція для відповідного місяця (кВт·год/м²/день). (приймаємо з табл. 2.6).

$\eta_{системна}$ - коефіцієнт ефективності системи (загальна частка втрат) (як правило, приймається в межах 0,75 – 0,85 (тобто втрати складають 15-25%

через інвертор, дроти, пил, тінь тощо). Для попередніх розрахунків можна прийняти 0,8.

Ефективність сонячних панелей знижується, коли їхня робоча температура ($T_{роб}$) перевищує стандартні тестові умови (T_{STC}= 25 ^{0}C). Це особливо важливо для літніх місяців у даному районі дослідження.

Для оцінки реальної температури модуля, яка вища за температуру повітря ($T_{пов}$):

$$T_{\text{роб}} = T_{\text{пов}} + \frac{NOCT - 20^\circ\text{C}}{0.8} \cdot \frac{G}{1000\ \text{Вт/м}^2} \tag{2.3}$$

де $T_{пов}$ – середня місячна температура повітря (приймаємо з табл. 2.7 розділу 2.2).

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) – номінальна робоча температура елемента (як правило, 42 – 45 ^{0}C).

G — інсоляція (Вт/м^2), приймається 1000 Вт/м^2 як пікове значення.

Коефіцієнт температурної корекції (K_T) відображає відсоток зниження потужності:

$$K_T = 1 + \gamma \cdot (T_{\text{роб}} - T_{\text{STC}}) \tag{2.4}$$

де ɤ - температурний коефіцієнт потужності (%/^{0}C). Це параметр панелі, зазвичай знаходиться в діапазоні -0,35 до -0.45 %/^{0}C (наприклад, -0,0042/%/^{0}C.

T_{STC} - стандартна тестова температура 25 ^{0}C.

Щоб отримати більш точний результат, необхідно скоригувати пікову потужність $P_{пік}$ на коефіцієнт K_T перед застосуванням формули 2.2:

$$E_{\text{добова, скориг.}} = (P_{\text{пік}} \cdot K_T) \cdot H_{\text{середня}} \cdot \eta_{\text{системна}} \tag{2,5}.$$

Використовуючи таблицю інсоляції, можна розрахувати очікуваний місячний та річний виробіток енергії сонячною електростанцією для забезпечення потреб насосного обладнання.

Дані про температуру повітря дозволять внести корекцію на зниження ефективності сонячних панелей у спекотні місяці (наприклад, у липні та серпні), де температура значно перевищує стандартні тестові умови (25 ^{0}C).

РОЗДІЛ 3. ПРОЄКТУВАННЯ ТА ІНЖЕНЕРНИЙ РОЗРАХУНОК КОМПОНЕНТІВ ФЕС

3.1. Розрахунок фотоелектричного поля

Проводимо розрахунок та моделюванню фотоелектричного (ФЕ) поля, тобто сукупності сонячних фотоелектричних модулів, необхідних для генерації заданої електричної потужності. Мета розрахунку полягає у визначенні оптимальної кількості та конфігурації ФЕ модулів, інверторів, а також необхідної площі території, з урахуванням місцевих кліматичних умов, характеристик обладнання та економічної доцільності.

На основі встановлених вихідних даних (прийнята потужність 50 кВт, модуль Longi 620 Вт, гібридний інвертор REX-50KHP3G01 Felicity 50 кВт) наводиться детальний розрахунок необхідної кількості обладнання та конфігурації електричних ланцюгів ФЕ поля для Царичанської насосної станції підкачки. Для проведення розрахунку використовуємо наступні вихідні характеристики (табл. 3.1).

Таблиця 3.1 – Прийняті дані для визначення фотоелектричного поля

Параметр	Значення	Одиниця	Примітка
Загальна необхідна потужність ($P_{потр}$)	50	кВт (AC)	Потужність на виході інвертора
Потужність модуля ($P_{мод}$)	620	Вт (DC)	Longi LR8-66HGD-620M
Номінальна потужність інвертора ($P_{інв}$)	50	кВт (AC)	Deye SUN-50K-SG01HP3-EU-BM4
Кількість MPPT-трекерів інвертора	4	шт.	Deye SUN-50K

Електричні параметри модуля Longi LR8-66HGD-620M (STC: 1000 Вт/м^2, 25 ^{0}C) наведені в табл. 3.2:

Таблиця 3.2 - Електричні параметри модуля Longi LR8-66HGD-620M (STC: 1000 Вт/м^2, 25 ^{0}C

Параметр	Умовне позначення	Значення
Напруга в точці максимальної потужності	$\sum V_{mpp}$	46,85 В
Струм в точці максимальної потужності	I_{mpp}	13,24 А
Напруга холостого ходу	V_{oc}	55,45 В
Температурний коефіцієнт V_{oc}	α_{Voc}	-0,245 % ^{0}C

Робочий діапазон інвертора Deye SUN-50K-SG01HP3-EU-BM4: Діапазон напруги MPPT від 200 до 850 В, а максимальна напруга DC складає 1000 В.

Для оптимізації роботи гібридних інверторів (таких як Deye) та забезпечення максимального енерговиробництва в умовах низької освітленості застосовується коефіцієнт надлишкової потужності (DC/AC Ratio). Приймемо оптимальне значення коефіцієнта надлишку DC/AC = 1,25.

Цільова пікова потужність ФЕ поля (P_{array}) визначається за формулою

$$P_{array} = P_{інв} \times \text{DC/AC}_{\text{ Ratio}}. \quad (3.1)$$

Тоді, P_{array} = 50 кВт × 1,25 = 62,5 кВт (DC).

Розрахунок загальної кількості модулів ($N_{заг}$) проводимо за формулою (3.2) по номінальній потужності

$$\boldsymbol{N}_{\text{заг}} = \frac{\boldsymbol{P}_{\boldsymbol{array}}}{\boldsymbol{P}_{\text{мод}}}. \quad (3.2)$$

$$\boldsymbol{N_{\text{заг}} = \frac{50000}{620} = 80,64 = 80}$$ модулів.

Прийнята кількість модулів: Округлюємо до найближчого цілого числа, що забезпечує симетричну конфігурацію по MPPT-трекерах (4 MPPT). Найближче число, що ділиться на 4, це 80 (80/4 = 20).

Фактична пікова потужність ФЕ поля визначається наступним чином

$P_{\text{фактична}}$ = 80 × 620 Вт = 496000 Вт = 49,6 кВт (DC).

Фактичний коефіцієнт надлишку DC/AC визначаємо із співвідношення

DC/AC Ratio = 49,6 кВт/50 кВт = 0,99.

Даний коефіцієнт (0,99) є прийнятним для високоефективної роботи інвертора.

Конфігурація стрінгів (послідовних ланцюгів модулів) повинна гарантувати, що напруга завжди залишається в робочому діапазоні MPPT інвертора (200 – 850 В) з урахуванням температурних коливань.

3.2. Визначення оптимальної кількості модулів у стрінгу

Максимальна кількість модулів (N_{max}) за обмеженням $V_{DC,\,max}$ = 1000 В:

$$N_{\max} = \frac{V_{DC,max}}{V_{oc,\min}} = \frac{1000\ \text{В}}{61.56\ \text{В}} \approx 16.2\ \text{модулів}$$

Кількість модулів у стрінгу не повинна перевищувати 16.

Мінімальна кількість модулів (N_{min}) за обмеженням $V_{MPPTmin}$ = 200 В:

$$N_{\min} = \frac{V_{MPPT,\min}}{V_{mpp,\max}} = \frac{200\ \text{В}}{41.68\ \text{В}} \approx 4.8\ \text{модулів}$$

Кількість модулів у стрінгу повинна бути не менше 5.

Прийнятий діапазон: $5 \leq N_{\text{стрінг}} \leq 16$.

Для найкращого завантаження MPPT-трекера та забезпечення високої напруги (що знижує втрати в кабелях) приймаємо $N_{\text{стрінг}}$ = 10 модулів.

3.3. Остаточна конфігурація фотоелектричного поля

Кількість модулів у стрінгу:

$N_{стрінг}$= 10 модулів.

Загальна кількість стрінгів ($N_{нар}$)

$N_{нар}$= 80модулів/10модулів/стрінг= 8 стрінгів.

Конфігурація підключення до інвертора:

Інвертор має 4 MPPT-трекери.

$$N_{\text{стрінг}/MPPT} = \frac{8 \text{ стрінгів}}{4 \text{ MPPT}} = 2 \text{ стрінги на кожен MPPT-трекер}$$

Остаточна конфігурація ФЕ поля: 80 модулів, об'єднані у 8 стрінгів по 10 модулів, підключені по 2 стрінги на 4 MPPT-трекери інвертора Deye 50K.

Після цього проведимо верифікацію конфігурації.

Таблиця 3.1 - Перевірка обраної конфігурації (13 модулів/стрінг) відносно робочих діапазонів інвертора

Параметр	Розрахункове значення	Діапазон інвертора	Результат
Максимальна напруга стрінгу (V_{oc} при - 20 ^{0}C)	10 × 61,56 В = 615,68 В	$V_{DC,max} \leq 1000$ В}	+
Мінімальна робоча напруга стрінгу (V_{mpp} при 70^{0}C)	10× 41,68 В = 416,84 В	VMPPT ≥ 200 В	+
Номінальна робоча напруга стрінгу (V_{mpp} при 25 ^{0}C)	1× 46,85 В = 468,51 В	200 – 850 В	+
Максимальний струм MPPT-трекера	2 стрінги 13,4 А= 26,48 А	≤ 30 А (Типове значення Deye 50K)	+

3.4. Розрахунок площі розміщення та системи кріплень

Визначаємо загальну площа під модулі в залежності від площі одного модуля. Розміри модуля Longi 620 Вт (типові): довжина **l**=2384 мм і ширина **b=** 1134 мм.

Площа одного модуля визначається за формулою (3.5)

$$S_{мод} = \mathbf{l} \times \mathbf{b}. \quad (3.5)$$

$S_{мод}$ = 2,384 м × 1,134 м = 2,70 м^2.

Загальна площа, займана модулями ($S_{ФЕП}$)визначається по формулі (3.6):

$$S_{ФЕП} = N_{заг} \times S_{мод} . \quad (3.6)$$

В даному проєкті, $S_{ФЕП}$ = 80 × 2,70 м^2 = 216 м^2.

Вимоги до системи кріплень наступні. Використовуємо баластну систему кріплень із цинку на горизонтальну покрівлю (рис.3.1).

Модулі орієнтуємо на південь (або на південний схід/захід у разі обмежень) для максимального річного виробітку.

Для максимального річного виробітку, кут нахилу приймаємо рівним географічній широті місця встановлення, тобто приблизно 48° (48°14′57″ пн. ш. 34°17′38″ сх. д. географічні координати НСП №16). Оскільки це не скатна покрівля, приймається, що модулі встановлюються під кутом для мінімального вітрового навантаження та естетики.

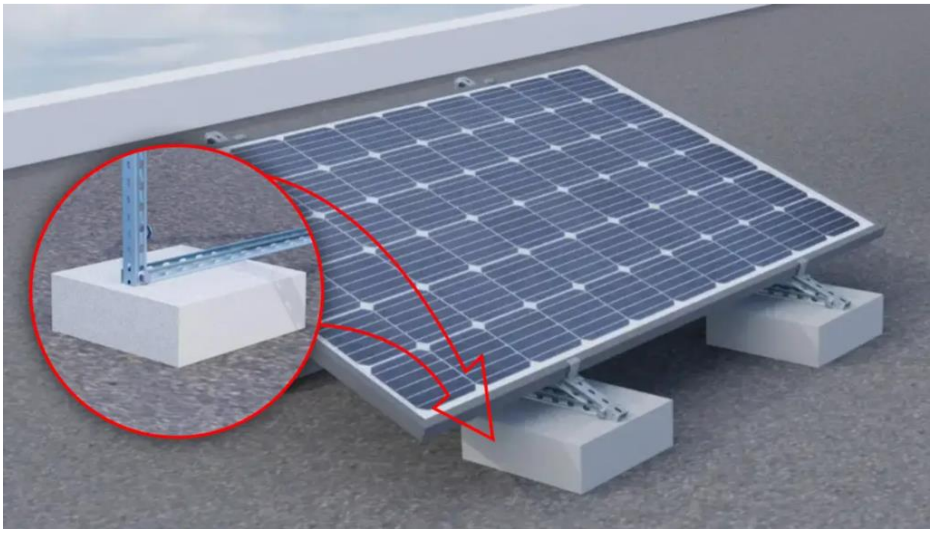


Рис. 3.1. Баластна система кріплень із цинку

Оскільки система кріплень цинкова, необхідно використовувати спеціалізовані кріплення (наприклад, затискачі або гаки), які забезпечують водонепроникність і сумісність матеріалів для запобігання корозії.

Розміщення акумуляторного блоку потребує певних вимог, так як акумуляторний блок Deye BOS G-5.1 це високотехнологічний літій-іонний (LiFePO4) блок.

Модуль управління (BMS) HVB750V/100A підтверджує, що акумуляторна система є високовольтною (HV), що є оптимальним для підключення до гібридного інвертора Deye 50K.

Акумуляторний блок (BOS) та BMS повинні бути розміщені в сухому, прохолодному, добре вентильованому приміщенні (наприклад, технічне приміщення НСП або окремий контейнер), що відповідає температурним умовам експлуатації батарей.

3.5. Розрахунок та вибір накопичувача енергії

Розрахунок та вибір накопичувача енергії (АКБ) проводимо виходячи із забезпечення 100 квт, тобто 20 акумуляторних блоків (АКБ) Deye BOS G-5.1. Після цього проводиться перерахунок конфігурації та оцінка автономності системи (табл. 3.2).

Таблиця 3.2 - Перерахунок конфігурації та оцінка автономності системи

Параметр	Значення	Примітка
Загальна кількість блоків	10	шт.
Блок АКБ	Deye BOS G-5.1	Ємність 5,12 кВт·год, напруга 51,2 В
Інвертор	REX-50KHP3G01 Felicity	Гібридний
Робочий діапазон напруги АКБ (DC)	200 – 850 В	Діапазон інвертора

Загальна ємність системи визначається сумою ємностей усіх підключених блоків за формулою (3.7)

$$E_{встановлена} = N_{АКБ} \times E_{блок}. \quad (3.7)$$

Маємо, $E_{встановлена} = 10 \times 5{,}12$ кВт·год = 51,2 кВт·год (DC).

Для узгодження з високовольтним інвертором (діапазон 200 – 850 В) блоки повинні бути з'єднані послідовно (у стрінг).

Якщо з'єднати всі 10 блоків послідовно:

$U_{системи} = 10 \times 51{,}2$ В = 512 В.

Напруга 512 В на перевищує максимальну напругу інвертора (850 В робоча, 1000 В абсолютний максимум). Ця конфігурація припустима.

Напруга 512 В знаходиться в робочому діапазоні інвертора REX-50KHP3G01 Felicity (200 – 850 В).

Таким чином, підсумкова конфігурація АКБ наступна: кількість паралельних стрінгів – 2, кількість блоків у стрінгу (послідовно) – 10 шт, а напруга системи 512 В (DC).

Далі проведемо оцінка автономності системи. Визначимо, скільки часу система зможе живити об'єкт при середньому навантаженні 7,5 кВт (як було прийнято в попередньому розрахунку). Виходимо із наступних вимог:

Глибина розряду (DOD): 90% (0,9); ККД системи приймаємо ($\eta_{сист}$=0,93) враховуючи втрати АКБ та інвертора. Навантаження ($P_{навантаження}$)15 кВт.

Корисна ємність — це енергія, доступна для споживачів і визначається за формулою (3.8)

$$E_{корисна,\ АС} = E_{встановлена} \times DOD \times \eta_{сист}. \quad (3.8)$$

$E_{корисна,\ АС}$ = 51,2 кВт·год × 0,9 × 0,93 = 42,85 кВт·год (АС).

Час автономності ($T_{автон}$) обчислюється за формулою (3.9)

$$T_{автон} = E_{корисна,\ АС} / P_{навантаження}\ . \quad (3.9)$$

$T_{автон}$ = 42,85 кВт·год/7,5 кВт = 5,7 годин.

Таким чином, система із 10 блоків АКБ забезпечить загальну ємність 51,2 кВт·год і дозволить живити об'єкт з навантаженням 7,5 кВт протягом приблизно 5 годин 42 хвилин.

3.6. Вибір інвертора

Вибір інвертора REX-50KHP3G01 Felicity є вдалим, оскільки він задовольняє вимогам проєкту (загальна необхідна потужність 50 кВт) і є гібридним, що необхідно для роботи з накопичувачем енергії (АКБ) та забезпечення режиму автономності.

Основні функції обраного інвертора:

MPPT-трекінг (Max Power Point Tracking): Забезпечує максимальний відбір потужності від ФЕП, адаптуючись до рівня освітленості та температури.

Двонаправлене перетворення (Hybrid): Здатність перетворювати постійний струм (DC) від ФЕП та АКБ на змінний (AC) для споживачів, а також заряджати АКБ від ФЕП або мережі.

Black Start/Off-grid: Можливість працювати автономно, живлячи навантаження від ФЕП та АКБ у разі зникнення зовнішньої мережі.

Узгодження інвертора з фотоелектричним полем (ФЕП). Раніше проведений розрахунок ФЕП дав такі результати

$N_{заг}$ = 104 модулі по 620 Вт.

Проводимо перевірку потужності (DC/AC Ratio) (табл.3.3).

Таблиця 3.3 - Перевірка потужності (DC/AC Ratio)

Параметр	Значення	Перевірка
Номінальна потужність AC (Рінв)	50 кВт	Визначена користувачем
Фактична потужність ФЕП DC (РФЕП)	49,6 кВт	80 модулі 0,62 кВт
Співвідношення DC/AC	0,99	49,6 кВт / 50 кВт

Отже, співвідношення 0,9 є припустимо оптимальним (в межах рекомендованих 0,95 – 1,35), забезпечуючи високу продуктивність інвертора навіть при низькій інсоляції.

Далі виконуємо перевірку напруги та струму (MPPT-трекерів) (табл.3.4). Інвертор REX-50KHP3G01 Felicity має 4 MPPT-трекери. Конфігурація: 2 стрінги по 13 модулів на кожен MPPT.

Таблиця 3.4 – Перевірка напруги та струму (MPPT-трекерів)

Параметр	Розрахункове значення	Діапазон інвертора	Результат
Робоча напруга стрінгу (Vmpp)	609,05 В	200 – 850 В	ОК
Макс. напруга Voc	800,28 В	$V_{DC, max} \leq 1000$ В	ОК

Макс. струм на MPPT	26,48 А	30 А (типовий макс. струм Deye 50K)	ОК

Таким чином, конфігурація ФЕП повністю узгоджена з електричними параметрами інвертора.

Узгодження інвертора з накопичувачем енергії (АКБ) (табл. 3.5). Розрахунок АКБ показав необхідність підключення 10 блоків Deye BOS G-5.1 у конфігурації 2 паралельні стрінги по 5 блоків послідовно.

Таблиця 3.5 – Перевірка напруги АКБ

Параметр	Значення	Діапазон інвертора	Результат
Номінальна напруга АКБ (Uсистеми)	512 В	200 – 850 В	ОК

Перевірка потужності заряду/розряду Інвертора REX-50KHP3G01 Felicity, який здатний забезпечувати значні струми заряду/розряду.

Номінальний струм BMS: 100 AHVB750V/100A).

Струм на паралельний стрінг АКБ: Оскільки АКБ є високовольтними і 2 стрінги працюють паралельно, сумарний струм, який може видати батарея, становить:

$I_{max, АКБ}$ = 2 стрінги по 50 А = 100 А.

Потужність, що видається АКБ ($P_{АКБ}$) визначимо за формулою (3.10)

$$P_{АКБ} = U_{системи} \times I_{max, АКБ}. \quad 3.10)$$

Маємо, $P_{АКБ}$ = 512 В × 100 А = 51,2 кВт (DC).

Висновок: Максимальна потужність, яку може видати АКБ (51,2 кВт), перевищує номінальну потужність інвертора (50 кВт). Це гарантує, що інвертор зможе працювати на повну потужність від батареї (якщо це дозволено

його характеристиками заряду/розряду), а сама батарея не буде працювати в режимі критичного навантаження.

3.7. Вибір та узгодження допоміжного обладнання

Для нормальної контрольованої роботи системи необхідно виконати вибір та узгодження допоміжного обладнання. Один із них модуль BMS (Battery Management System) модель: HVB750V/100A.

Функція BMS є критично важливим компонентом високовольтної системи. Він керує послідовним з'єднанням блоків, забезпечує балансування напруги між ними, контролює температуру, захищає від перезаряду/перерозряду та короткого замикання.

Узгодження: Обрана система Deye BOS G-5.1 є інтегрованим рішенням. Модуль BMS (Master) забезпечує комунікацію з інвертором (зазвичай по CAN-шині) та передає йому актуальні параметри батареї, що є необхідною умовою для гібридних систем.

Для інверторно-перетворювального обладнання необхідно встановити комплекс захисних пристроїв: Захист по DC (між ФЕП та інвертором):

Обмежувачі перенапруги (SPD DC): На вході кожного MPPT-трекера (або один на стрінг). DC-вимикачі (вимикачі навантаження): Для безпечного відключення ФЕП.

Захист по AC (на виході інвертора): Автоматичні вимикачі (ACB): Для захисту від надструмів та короткого замикання на стороні AC. Обмежувачі перенапруги (SPD AC): Для захисту обладнання від комутаційних та грозових перенапруг.

Захист АКБ: Вбудований BMS забезпечує електронний захист; додатково встановлюються запобіжники (Fuse) або спеціалізовані DC-автомати на виході АКБ для максимального струму.

Виконаємо превірку вибраного обладнання (табл. 3.6).

Таблиця 3.6 – Підсумки вибору обладнання

Обладнання	Кількість	Основна характеристика	Узгодження
Інвертор	1	50 кВт (AC), 4 MPPT	Узгоджений з 64,48 кВт ФЕП (DC/AC = 1,29)
АКБ	10 блоків	51,2 кВт·год, 512 В	Входить у робочий діапазон напруги інвертора
BMS	1 (Master)	HVB750V/100A	Забезпечує коректну роботу та комунікацію з інвертором
Обладнання	Кількість	Основна характеристика	Узгодження

Обране обладнання є повністю узгодженим і дозволяє реалізувати потужну гібридну систему з високим рівнем автономності.

3.8. Розробка принципової електричної схеми ФЕС

Принципова електрична схема відображає основні елементи ФЕС, їхні електричні зв'язки та захисні пристрої. Ця схема базується на раніше розрахованих компонентах: ФЕП 64,48 кВт, Інвертор REX-50KHP3G01 Felicity, АКБ 51,2 кВт·год.

Схема поділяється на три основні частини: DC-контур ФЕП, DC-контур АКБ та AC-контур. Принципова схема підключення приведена на рис. 3.2.

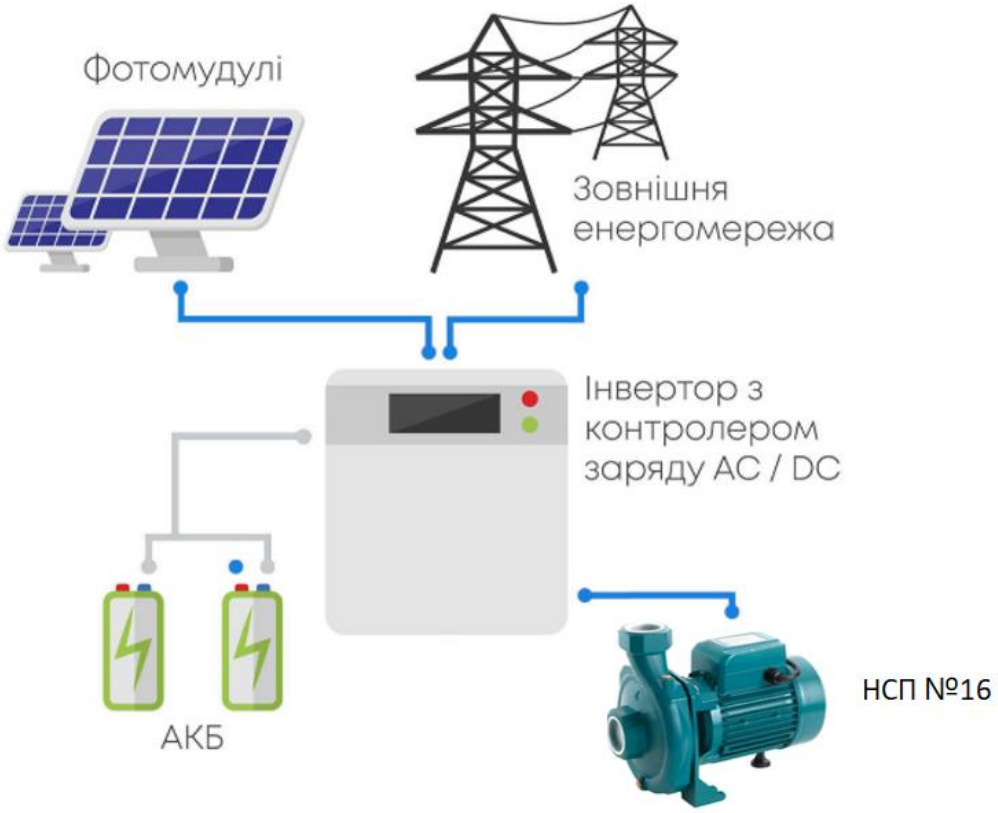


Рис. 3.2 - Принципова електрична схема ФЕС на Царичанській НСП № 16u

На схемі відображені ключові точки з'єднання: вхідні DC-клеми (ФЕП): DC-ланцюги (стрінги) з'єднані через захисні пристрої до 4 MPPT-трекерів інвертора.

Шина DC (АКБ): Стрінги АКБ через BMS та захист підключаються до спеціалізованих високовольтних DC-клем інвертора.

Вихід AC (Інвертор): Інвертор через AC-захист має три основні точки підключення:

Grid Port (Порт мережі): Для підключення до зовнішньої електричної мережі.

Load Port (Порт Навантаження): Для живлення власних споживачів.

Синхронізація: Інвертор забезпечує синхронізацію роботи ФЕП, АКБ та мережі. У разі відсутності мережі (Off-grid), інвертор формує власну AC-мережу для живлення навантаження від АКБ та ФЕП.

На повній принциповій схемі обов'язково вказуються: маркування кабелів: тип (наприклад, PV1-F для DC, NYM для AC) та переріз (наприклад, 6 мм^2 для стрінгів, 35 мм^2 для AC-шини).

Номінали захисних пристроїв: Струм спрацьовування запобіжників/автоматів (наприклад, 16 А для DC-запобіжників, 100 А для AC-автомата). Номінальні напруги та струми у ключових точках.

РОЗДІЛ 4. ТЕХНІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ТА ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРОЄКТУ

4.1. Обґрунтування надійності та безпеки роботи системи

Надійність (здатність системи виконувати свої функції протягом розрахункового часу) та безпека (захист обладнання та користувачів від небезпек) гібридної фотоелектричної системи (ФЕС) забезпечується комплексним підходом, що охоплює вибір обладнання, електричну конфігурацію та захисні пристрої.

Надійність роботи системи забезпечується правильним узгодженням усіх трьох ключових компонентів: ФЕП, інвертора та АКБ.

Узгодження ФЕП та Інвертора:

Оптимальне співвідношення потужності DC/AC $_{\text{Ratio}}$ = 0,99 забезпечує надійний виробіток навіть у похмурі дні та мінімізує простої інвертора, підвищуючи загальну продуктивність.

MPPT-діапазон: розрахункова напруга стрінгів (609 В номінально) знаходиться в центрі робочого діапазону інвертора (200 – 850 В), що гарантує стабільну роботу MPPT-трекерів при зміні температури та освітленості.

Вибір високовольтної системи АКБ (512 В) зменшує робочий струм в DC-контурі, що призводить до менших теплових втрат у кабелях та підвищення ефективності заряду/розряду, а отже, до збільшення загальної надійності системи.

Надійність системи безпосередньо залежить від коректної роботи BMS (Battery Management System). Наявність фірмового BMS (HVB750V/100A) забезпечує стабільний обмін даними з інвертором, запобігаючи роботі АКБ поза допустимими параметрами.

Гібридний інвертор REX-50KHP3G01 Felicity забезпечує функцію Black Start, що критично важливо для надійності. У разі зникнення зовнішньої мережі він автоматично переходить в автономний режим та формує власну мережу для живлення критичного навантаження.

Безпека системи забезпечується багатоступеневим захистом від електричних та фізичних ризиків.

Система DC-захисту є критичною, оскільки напруга ФЕП та АКБ є постійною, і її важче розірвати, ніж змінний струм.

Обмежувачі перенапруги (SPD DC): Встановлюються на вході інвертора (на кожному MPPT-трекері або в окремому Combiner Box). Захищають обладнання від грозових розрядів та комутаційних перенапруг.

DC-Вимикачі навантаження (DC Disconnects): Необхідні для безпечного обслуговування та ремонту системи, дозволяючи фізично відключити ФЕП та АКБ від інвертора.

Запобіжники в стрінгах ФЕП: Захищають кабелі та модулі від зворотних струмів у разі короткого замикання або несправності модуля.

Захист накопичувача енергії (АКБ) забезпечує BMS (Battery Management System): Це основний захисний елемент, який контролює:

- напругу комірок і запобігає перезаряду та перерозряду (основні причини деградації та займання LiFePO4).температуру – автоматично відключає систему у разі перегріву.
- струм – обмежує максимальні струми заряду та розряду.
- захист від КЗ АКБ - встановлення високошвидкісних DC-автоматів або запобіжників на основній DC-шині між АКБ та інвертором для захисту від критичного короткого замикання.

Захист по змінному струму (AC) виконують AC-Автоматичні вимикачі (ACB): Вони захищають інвертор та мережу об'єкта від перевантаження та короткого замикання на стороні AC.

Інвертор REX-50KHP3G01 Felicity має вбудовану функцію захисту від «острівного режиму» (Anti-islanding). Ця функція гарантує, що інвертор

негайно вимкнеться у разі зникнення зовнішньої мережі, що є критично важливим для безпеки обслуговуючого персоналу енергетичних компаній.

Обмежувачі перенапруги (SPD AC) створюють захист АС-контуру об'єкта від зовнішніх перенапруг, що приходять із загальної мережі.

До заходів фізичної безпеки відноситься система кріплень і розміщення АКБ:

- використання цинкових систем кріплень на безскатну покрівлю забезпечує механічну надійність та корозійну стійкість протягом тривалого терміну служби ФЕП;
- акумуляторні блоки повинні бути розміщені у сухому, прохолодному, добре вентильованому приміщенні, подалі від джерел тепла, що мінімізує ризики перегріву та пожежі.

Надійність і безпека даної ФЕС забезпечується за рахунок надлишкового DC/AC Ratio, високої ефективності HV-системи АКБ та багаторівневого електричного захисту (SPD, ACB, BMS).

4.2. Розрахунок капітальних та експлуатаційних витрат

Розрахунок капітальних (C_k) та експлуатаційних (C_e) витрат є ключовим етапом техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) проєкту фотоелектричної системи (ФЕС).

Капітальні витрати — це одноразові інвестиції, необхідні для придбання, встановлення та введення системи в експлуатацію.

$$C_k = C_{обл} + C_{мот} + C_{пун} + C_{проєкт}. \quad (4.1)$$

Вартість обладнання ($C_{обл}$) включає вартість усіх основних компонентів системи (на підставі попередніх розрахунків) (табл.4.1)

Таблиця 4.1 – Розрахунок вартості основних компонентів системи

Компонент	Кількість	Приблизна одинична вартість (грн.)	Сумарна вартість (грн.)
ФЕ Модулі (620 Вт)	80 шт.	4410	352800
Гібридний Інвертор REX-50KHP3G01 Felicity (50 кВт)	1 шт.	168000	168000
АКБ Deye BOS G-5.1	10 шт.	90300	903000
BMS Master (HVB750V/100A)	1 шт.	84000	8400
Системи кріплень (на безскатну покрівлю, цинк)	Комплект	1050	84000
Захисне обладнання та кабелі (Combiner box, SPD, AC/DC автомати)	Комплект	115500	115500
Разом, $C_{обл}$			1631700

Примітка: Ціни є орієнтовними по курсу 42 грн за 1 USD станом на 01.12.2025 р. та можуть суттєво змінюватися залежно від постачальника та курсу валют.

Вартість монтажних робіт ($C_{мот}$) – це витрати на фізичне встановлення обладнання (модулі, кріплення, інвертор, АКБ). Зазвичай становить 15% – 25% від вартості обладнання.

Приймемо середнє значення $C_{обл}$ 1631700 грн., $C_{мот}$ у розмірі 20% від $C_{обл}$.

$C_{мот}$ = 41631700 × 0,20 = 326 340 грн.

Вартість пусконалагоджувальних робіт ($C_{пун}$) Включає тестування, налаштування інвертора, BMS та підключення до мережі. Зазвичай 5% – 10% від вартості обладнання. Приймемо 7 % від $C_{обл,}$

тоді $C_{пун}$ = 1631700× 0,07 = 114 219 грн.

Вартість проєктування та дозвільної документації ($C_{проєкт}$) включає розробку проєктної документації, отримання технічних умов та дозвіл на підключення

$C_{проєкт}$ зазвичай 4,2 грн за 1 Вт (АС),

тоді $C_{проєкт}$ = 50 000 Вт × 4,2 грн/Вт = 210 000 грн.

Загальні капітальні витрати (C_k) визначаються за формулою (4.2)

$$C_k = C_{обл} + C_{мот} + C_{пун} + C_{проєкт} . \quad (4.2)$$

C_k = 1631700 + 326 340 +114 219 + 210 000 = 2 282 289 грн.

Експлуатаційні витрати (C_e) – це щорічні витрати, необхідні для підтримки працездатності системи. Зазвичай виражаються у відсотках від загальних капітальних витрат і обчислюються за формулою (4.3).

$$C_e = C_{тех} + C_{рем} + C_{страх}. \quad (4.3)$$

Технічне обслуговування ($C_{тех}$) включає регулярну інспекцію обладнання, чистку модулів, оновлення програмного забезпечення інвертора та BMS.

$C_{тех}$ коливається від 0,5 % до 1,5% від C_k на рік.

Приймемо 1%, тоді $C_{тех}$ = 2 282 289 × 0,01 = 228228,9 грн/рік.

Ремонт та заміна обладнання ($C_{рем}$) включає резервування коштів на гарантійний та післягарантійний ремонт або заміну ключових компонентів (особливо інвертора через 10 – 15 років та АКБ через 10 – 15 років).

ФЕ Модулі: Термін служби >25 років, витрати на ремонт мінімальні.

Інвертор: Його заміна (приблизно 504 000 грн. відбувається приблизно раз на 12 років. Щорічна частка: 168 000 грн на 12 років = 14 000 грн/рік.

АКБ: 10 блоків (756 000 грн.) замінюються приблизно раз на 12 років. Щорічна частка: 756 000 грн. / 12 років = 63 000 грн./рік.

Сумарна щорічна частка заміни складе 99 629,67 грн./рік.

Включає страхування від пошкоджень (стихійні лиха, крадіжка) та податки (якщо є).

$C_{страх}$ зазвичай становить 0,5% від C_k.

Тоді, $C_{страх}$ = 99 629,67 × 0,005 = 498,14 грн./рік.

Загальні експлуатаційні витрати (C_e) визначаються за формулою (4.4)

$$C_e = C_{тех} + C_{рем} + C_{страх} . \quad (4.4)$$

В даному випадку

C_e = 14 000 + 99 629,67 + 498,14 = 114 127,81 грн/рік.

Отже, приведені розрахунки будуть використані для визначення терміну окупності, чистого прибутку і рентабельності проєкту.

4.3. Екологічна оцінка впровадження автономної (гібридної) ФЕС.

Екологічна оцінка впровадження гібридної фотоелектричної системи (ФЕС) охоплює аналіз позитивних та негативних впливів на навколишнє середовище протягом усього життєвого циклу проєкту, включаючи виробництво компонентів, експлуатацію та утилізацію [4-5,30, 3431].

Впровадження ФЕС має значні переваги, пов'язані зі зменшенням залежності від традиційних джерел енергії (вугілля, газ).

Зниження викидів парникових газів (CO_2):

- головна перевага полягає у заміщенні генерації електроенергії з викопного палива, що призводить до прямого скорочення викидів CO_2.
- гібридна ФЕС дозволяє максимально використовувати сонячну енергію, зменшуючи потребу в запуску резервних дизельних генераторів або споживання з мережі, де є висока частка "брудної" генерації.
- збереження водних ресурсів:

На відміну від теплових та атомних електростанцій, сонячні ФЕС не потребують значних обсягів води для охолодження, що є важливим фактором в умовах дефіциту водних ресурсів.

Зменшення забруднення повітря та ґрунтів:

- експлуатація ФЕС не створює викидів сірки (SO_2), азоту (N_2) та твердих частинок (зола, пил), які є основними забруднювачами повітря та ґрунту навколо традиційних електростанцій.

ФЕС працює майже безшумно, що особливо важливо для міського та приміського середовища.

Негативний вплив ФЕС зосереджений переважно на етапах виробництва та утилізації обладнання [4-5].

Виробництво фотоелектричних модулів та літій-іонних батарей є енергоємним процесом, що потребує значної кількості енергії (переважно викопного палива) та сировини (кремній, літій, кобальт, нікель).

Час енергетичної окупності (EPT), протягом якого ФЕС має працювати, щоб компенсувати енергію, витрачену на її виробництво. Для сучасних кремнієвих модулів EPT зазвичай становить 1,5 – 3 роки (загальний термін служби >25 років).

Утилізація та відходи.

Сонячні модулі містять скло, алюміній та напівпровідникові матеріали. Хоча вони не є високотоксичними, їхня масштабна утилізація потребує розвитку спеціалізованих програм та переробних потужностей для вилучення цінних матеріалів (кремнію, срібла, міді) і запобігання потраплянню токсичних домішок (наприклад, кадмію у деяких тонкоплівкових типах) у навколишнє середовище [31].

Найбільший екологічний ризик гібридної системи пов'язаний з утилізацією літій-іонних ($LiFePO_4$) батарей. Хоча літій-фосфат менш токсичний, ніж інші літієві з’єднання, він містить цінні та потенційно небезпечні компоненти (літій, мідь, алюміній). Необхідна інфраструктура для їхнього безпечного демонтажу та переробки.

Завдяки тому, що система буде встановлена на покрівлі, це мінімізує вплив на ґрунти та не будуть впливати на локальну флору і фауну.

Інверторно-перетворювальне обладнання генерує певний рівень електромагнітного випромінювання та шуму (особливо вентилятори інвертора), хоча він, як правило, знаходиться в межах санітарних норм.

Отже, впровадження гібридної ФЕС має явно позитивний екологічний баланс протягом усього її життєвого циклу.

Для забезпечення екологічної безпеки проєкту необхідно: використовувати обладнання від виробників, які надають декларації EPD

(Environmental Product Declaration) і включати у проєкт план утилізації АКБ та ФЕ модулів після закінчення терміну їхньої служби, співпрацюючи з ліцензованими переробними компаніями.

Таким чином, незважаючи на початкові енергетичні витрати, екологічний ефект від заміщення викопного палива значно переважає локальні та виробничі ризики.

ВИСНОВКИ

У рамках виконаної роботи було успішно розроблено, інженерно розраховано та техніко-економічно обґрунтовано проєкт гібридної фотоелектричної системи (ФЕС) для забезпечення енергетичної стійкості та автономності Царичанської насосної станції підкачки потужністю 50 кВт. Досягнуто поставленої мети та вирішено всі визначені завдання.

Основні результати та досягнення: проведено аналіз енергоспоживання об'єкта та підтверджено критичну необхідність впровадження гібридної системи для мінімізації залежності від зовнішньої мережі.

Вибрано високотехнологічну лінійку обладнання: 80 фотоелектричних модулів Longi (620 Вт), гібридний інвертор REX-50KHP3G01 Felicity (50 кВт) та 10 високовольтних акумуляторних блоків Deye BOS G-5.1, які технічно узгоджені для спільної роботи у високоефективній системі.

Розраховано оптимальну потужність ФЕ поля $P_{ФЕП}$ = 49,6 кВт при фактичному співвідношенні DC/AC_{Ratio} = 0,99, що забезпечує високу продуктивність інвертора без значних втрат на обмеження потужності.

Визначено кінцеву конфігурацію 80 модулів об'єднаних у 8 стрінгів по 10 модулів кожен. Перевірка показала, що робоча напруга стрінгів (468,5 В номінально) і максимальна напруга (615,68 В) знаходяться в оптимальному діапазоні MPPT-трекерів інвертора (200 – 850 В), гарантуючи стабільну роботу в усіх температурних умовах.

Визначено необхідність використання та запроєктувано накопичувач енергії із 10 АКБ загальною ємністю $E_{встановлена}$ = 51,2 кВт год.

Конфігурація 10 блоків, з'єднаних послідовно, забезпечила високовольтну шину $U_{системи}$ = 512 В (DC), яка ідеально узгоджується з робочим діапазоном інвертора.

Розрахунок автономності показав, що система здатна живити навантаження 7,5 кВт протягом 5,7 годин, що є високим показником стійкості для об'єкта критичної інфраструктури.

Розроблено принципову електричну схему із зазначенням усіх DC- та AC-захисних пристроїв, підтверджуючи надійність і безпеку системи, включаючи захист від "острівного режиму".

Проведено розрахунок сумарних капітальних витрат $C_к$ = 2 282 289 грн та щорічних експлуатаційних витрат $C_е$ = 114 127,81 грн./рік, що є основою для подальшого визначення терміну окупності та рентабельності проєкту.

Екологічна оцінка підтвердила, що впровадження ФЕС має явно позитивний екологічний баланс за рахунок заміщення викопного палива та значного скорочення викидів CO_2.

Розроблений проєкт гібридної ФЕС є технічно надійним, інженерно обґрунтованим та економічно доцільним рішенням. Його реалізація дозволить Царичанській насосній станції підкачки значно підвищити рівень енергетичної незалежності, знизити експлуатаційні витрати на електроенергію та забезпечити гарантоване безперебійне функціонування критично важливого обладнання.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Атлас «Агрокліматичні ресурси України» /за редакцією Т.І.Адаменко, М.І.Кульбіди, А.Л.Прокопенка. − Київ, в-во УкрГМЦ., 2016 .− 113 с.
2. Географічна енциклопедія України: В 3-х т. / Маринич О.М. та ін. – К.: Українська Радянська Енциклопедія ім. Бажана
3. Данилова Н. В. Міжнародне стратегічне економічне партнерство України з країнами-членами ЄС на ринку альтернативної енергетики: сутність та напрями / Н. В. Данилова, О. В. Кравченко // Зовнішня торгівля: економіка, фінанси, право. - 2012. - № 4. - С. 57-60.
4. ДБН А.2.2-1-2003. Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд. – К.: Держбуд України, 2004. – 21с.
5. Динаміка цифрової трансформації соціально-економічних та екологічних систем / В. І. Вороненко та ін. //Агросвіт. 2022. № 15-16. С. 15-22. URL: https://essuir.sumdu.edu.ua/handle/123456789/89229
6. Доценко В.І. Розрахунок і проектування дренажу на зрошувальних системах: навчальний посібник /В.І. Доценко, В.В. Коваленко, Л.М. Рудаков, Т.І. Ткачук. – Дніпро: ДДАЕУ, Акцент ПП, 2018. – 235 с.
7. ДСТУ IEC 60364-7-712:2019 Електроустановки низьковольтні. Частина 7-712. Вимоги до спеціальних електроустановок або місць їх розташування. Системи живлення з використанням фотоелектричних батарей (IEC 60364-7-712:2017, IDT). Розробник: ДП «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості». Затверджено: Наказ від 29.11.2019 № 382 .
8. Економіка енергетики : підручник / за ред. Л. Г. Мельника, І. М. Сотник. – Суми: Університетська книга, 2015. – 378 с. https://essuir.sumdu.edu.ua/handle/123456789/45315

9. Ефективність сонячних модулів у 2022 році [Режим доступу]: https://avenston.com/articles/solar-panels-2022/.

10. Клімат України, за редакцією В.М. Ліпінського, В.А.Дячука, В.М.Бабіченко – Видавництво Раєвського, Київ, 2003 – 343 с.

11. Кривцов В. С. Невичерпна енергія : підруч. для студентів вузів / В. С. Кривцов, О. М. Олейников, О. І. Яковлєв. - Х. : ХАІ, 2010. - Кн. 3 : Альтернативна енергетика. - 621 с.

12. Лавренчук В. А. "Зелені" інвестиції: українські реалії ринку альтернативної енергетики / В. А. Лавренчук // Інвестиції: практика та досвід. - 2012. - № 22. - С. 35-38.

13. Маляренко В.А. Стан, проблеми та перспективи розвитку сонячної енергетики України [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://eprints.kname.edu.ua/32016/1/7.pdf. – Назва з екрану.

14. Поліщук О. В. Розвиток альтернативної енергетики в Україні: стан та перспективи розвитку / О. В. Поліщук // Енергетика та електрифікація. - 2013. - № 3. - С. 48-53.

15. Потапенко О. М. Стратегічні пріоритети розвитку відновлювальної енергетики в Україні / О. М. Потапенко, В. Г. Потапенко // Формування ринкових відносин в Україні. - 2012. - № 4. - С. 100-104.

16. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х: Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.

17. Природні ресурси України: Навчальний посібник/ П.С. Гнатів, П.Р.Хірівський, О.Д.Зинюк, Ю.Я.Корінець, Н.Є.Панас// За ред. П.С.Гнатіва. – Львів: ЛДАУ, 2020, - 216 с.

18. Про альтернативні джерела енергії : Закон України, від 20 лют. 2003 р. №555-IV // Офіційний вісник України. - 2003. - № 12. - С. 73.

19. Про електроенергетику : Закон України, 16 жовт. 1997 р. №575/97-ВР // Відомості Верховної Ради України. - 1998. - № 1. - Ст. 1.

20. Про внесення змін до Закону України "Про електроенергетику" щодо стимулювання виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії :

Закон України, 20 листоп. 2012 р. №5485-VI // Офіційний вісник України. - 2012. - № 93. - С. 115-122.

21. Розвиток сонячної енергетики в Україні: перспективи та переваги [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.mukachevo.net/ua/news/view/481213. Назва з екрану.

22. Рудаков Л.М., Рудаков О.Л., Можливість використання енергії Сонця в гідромеліорації//Всеукраїнська наук.-практ. конф.здобувачів в.о. та молодих вчених «Вода. Земля. Енергетика», 15 травня 2025 р. Рівне: НУВГП, 2025. С. 161-163.

23. Сонячні батареї в Україні [Режим доступу]: http://ukrenerho.com/sonyachni-batareyi-kupiti-v-ukrayini/.

24. Сонячні батареї: типи та принцип роботи [Режим доступу]: https://comfortsellers.com.ua/sonyachni-batareyi-typy-ta-pryntsyp-roboty/.

25. Українська енергетика [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://uaenergy.org/uk/posts/yakymy-ie-perspektyvy-rozvytku-soniachnoienerhii-v-ukraini. Назва з екрану.

26. Хто крутіший: види сонячних батарей [Режим доступу]: https://sunsayenergy.com/technology/hto-krutishiy-vidi-sonyachnih-batarey.

27. Цикл статей "Сонячні панелі та АКБ для інверторів". Частина 1. [Режим доступу]: https://www.bezpeka-shop.com/ua/blog/obzor/solnechn-e-panely-y-akb-dlya-ynvertorov/.

28. Як вибрати акумулятор для сонячної електростанції [Режим доступу]: https://www.solargarden.com.ua/yak-vybraty-akumulyator-dlya-sonyachnoi-elektrostantsii/.

29. Які нюанси роботи сонячної електростанції в зимовий період [Режим доступу]: https://prel.prom.ua/n234221-yaki-nyuansi-roboti.html.

30. Disruptive technologies for green economy formation in conditions of the fourth industrial revolution: the EU experience / I. Dehtyarova etc. // Socio-economic and management concepts: collective monograph / Krupelnytska I., –

etc. – International Science Group. – Boston : Primedia eLaunch, 2021. P. 388-392. https://essuir.sumdu.edu.ua/handle/123456789/86986

31. Karintseva O., Kharchenko M., Boon E.K., ...Melnyk V., Kobzar O.(2021). Environmental determinants of energy-efficient transformation of national economies for sustainable development.. J. International Journal of Global Energy Issues, 2021, 43(2-3), P. 262–274 https://doi.org/10.1504/IJGEI.2021.115148

32. Renewable energy sector: Unlocking sustainable energy potential, National Investment Council of Ukraine [Режим доступу]: https://strategy-council.com/files/research/en/38.pdf.

33. Tu, Y.-X., Kubatko, O., Karintseva, O., Piven, V. Decarbonisation drivers and climate change concerns of developed economies. International Journal of Environment and Pollution, 2022, 69(1-2), pp. 112–129

34. Veklych O., Karintseva O., Yevdokymov A., Guillamon-Saorin E.(2020). Compensation mechanism for damage from ecosystem services deterioration: Constitutive characteristic. J. International Journal of Global Environmental Issues, 19(1-3), P. 129–142 https://doi.org/10.1504/IJGENVI.2020.114869