

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»
Кафедра електротехніки та електроенергетики

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

магістра
на тему

РОЗРОБКА ТА ПРОЄКТУВАННЯ ЦІЛЮВИХ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ ЗА СПРОЩЕНОЮ ТЕХНОЛОГІЧНОЮ СХЕМОЮ

Виконав: студент 2 маг. курсу, групи ДЕС-24 мг
Спеціальності: 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

_____/Богдан МАРТИНЮК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник _____/Артем ЧЕРНЮК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Рецензент _____/Геннадій КАНЮК
(підпис) (ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри _____/Артем ЧЕРНЮК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Секретар ЕК _____/Ігор КИРИСОВ
(підпис) (ім'я та прізвище)

Харків – 2025 рік

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ В. Н. КАРАЗІНА**

Навчально-науковий інститут Українська інженерно-педагогічна академія
Кафедра електротехніки та електроенергетики
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітньо-професійна програма Електричні станції, мережі та системи

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

(підпис)

к.т.н., доцент Артем ЧЕРНЮК

(науковий ступінь, вчене звання, ім'я, прізвище)

« ____ » _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ

**на кваліфікаційну роботу дипломну роботу
другого (магістерського) рівня вищої освіти**

здобувачі вищої освіти Богдану МАРТИНЮКУ

1. Тема «Розробка та проєктування цільових фотоелектричних електростанцій за спрощеною технологічною схемою»

затверджена наказом по академії № 4801-5/3665 від «06» жовтня 2025 р.

2. Термін здачі закінченої роботи «15» грудня 2025 р.

3. Вихідні дані до роботи/проєкту: Теоретичні та практичні розробки вітчизняних та зарубіжних авторів за темою роботи, періодичні видання

4. Зміст роботи/проєкту (перелік питань, які належить розробити):

ВСТУП; РОЗДІЛ 1. Аналіз доцільності використання фотоелектричної сонячної енергії для водоочисних споруд; РОЗДІЛ 2. Аналіз технологій використання сонячної фотоелектричної енергії в міських системах водопостачання. РОЗДІЛ

3. Розробка спрощеної технологічної схеми водопостачальної фотоелектричної електростанції з гравітаційним рідинним накопичувачем енергії, РОЗДІЛ 4. Проєктування цільової водопостачальної фотоелектричної електростанції, ВИСНОВКИ, ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

5. Перелік графічного матеріалу (презентаційний матеріал):

1. Ілюстративні слайди в обсязі необхідному для доповіді

6. Консультант:

Розділ	Консультант	Підпис, дата		Оцінка (бали)
		Завдання видав	Завдання прийняв	

7. Дата видачі завдання «10» жовтня 2025р.

Керівник

(підпис)

Артем ЧЕРНЮК

(ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання

(підпис)

Богдан МАРТИНЮК

(ім'я, прізвище)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК виконання кваліфікаційної дипломної роботи

№ з/п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1	Визначення актуальності теми дослідження Проведення аналізу наукової літератури	02.10.25 — 05.10.25	
2	Виконання першого розділу дипломної роботи	06.10.25 — 15.10.25	
3	Виконання другого розділу дипломної роботи	16.10.25 — 29.10.25	
4	Виконання третього розділу дипломної роботи	30.10.25 — 26.11.25	
5	Оформлення пояснювальної записки	27.11.25 — 07.12.25	

Студент (ка)

(підпис)

Богдан МАРТИНЮК

(ім'я, прізвище)

Нормоконтроль

(підпис)

Юлія ОЛІЙНИК

(ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

Сторінок тексту – 72 ; рисунків – 13; таблиць – 19;
літературних джерел – 48.

У роботі досліджується міжнародний досвід використання фотовольтаїчних технологій у галузі водопостачання та водовідведення. Визначено значний економічний, технологічний та соціо-гуманітарний ефект від впровадження фотовольтаїчних технологій у комунально-побутовому секторі територіальних громад Туреччини та віддалених регіонів США, Бразилії та інших країн американського континенту.

Визначено напрямки подальшого розвитку вказаних технологій та запропоновано використання спрощених технологічних схем для здешевлення впровадження фотовольтаїчних технологій та розширення галузі їх використання.

У третій частині роботи запропоновано загальний підхід до проєктування технологічної схеми цільової водопостачальної фотоелектричної електростанції та розроблено ескізний проєкт для умов конкретного регіону Харківської області.

Ключові слова: ФОТОВОЛЬТАІКА; ВОДОПОСТАЧАННЯ; СПРОЩЕНА ТЕХНОЛОГІЧНА СХЕМА; ПРОЄКТУВАННЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ, ВИБІР ІНВЕРТОРА; ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ;

ABSTRACT

Text pages – 72; figures – 13; tables – 19;
references – 48.

This work explores the international experience of using photovoltaic technologies in the field of water supply and wastewater management. A significant economic, technological, and socio-humanitarian effect of implementing photovoltaic technologies in the municipal and household sector of local communities in Turkey, as well as in remote regions of the USA, Brazil, and other countries of the American continent, has been identified.

The directions for further development of these technologies have been determined, and the use of simplified technological schemes has been proposed to reduce the cost of implementing photovoltaic technologies and to expand their application scope.

In the third part of the work, a general approach to designing the technological scheme of a target water-supply photovoltaic power plant is proposed, and a preliminary project has been developed for the conditions of a specific region in Kharkiv Oblast.

Keywords: PHOTOVOLTAICS; WATER SUPPLY; SIMPLIFIED TECHNOLOGICAL SCHEME; SOLAR POWER PLANT DESIGN; INVERTER SELECTION; TECHNICAL CHARACTERISTICS.

ЗМІСТ

ВСТУП

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ДОЦІЛЬНІСТІ ВИКОРИСТАННЯ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ ВОДООЧИСНИХ СПОРУД

- 1.1 Аналіз стану енергозабезпечення систем водопостачання та водовідведення
- 1.2 Розробка технологічних схем живлення систем очистки води

РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЙ ВИКОРИСТАННЯ СОНЯЧНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В МІСЬКИХ СИСТЕМАХ ВОДОПОСТАЧАННЯ

- 2.1 Аналітичний огляд літератури
- 2.2 2.2 Теоретичні та статистичні обґрунтування методики дослідження
- 2.3 Проектування варіантів систем енергопостачання з використанням сонячних електростанцій

РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА СПРОЩЕНОЇ ТЕХНОЛОГІЧНОЇ СХЕМИ ВОДОПОСТАЧАЛЬНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ З ГРАВІТАЦІЙНИМ РІДИННИМ НАКОПИЧУВАЧЕМ ЕНЕРГІЇ

- 3.1 Визначення загальних принципів проектування спрощеної технологічної схеми фотоелектричних електростанцій
- 3.2 Розробка спрощеної технологічної схеми цільової водопостачальної фотоелектричної електростанції з рідинним гравітаційним накопичувачем енергії

РОЗДІЛ 4. ПРОЕКТУВАННЯ ЦІЛЬОВОЇ ВОДОПОСТАЧАЛЬНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

- 4.1 Аналіз вихідних даних на проектування фотоелектричної електростанції
- 4.2 Визначення елементної бази сонячної електростанції
- 4.3 Складання принципової однолінійної схеми системи комплексного електропостачання об'єкту

ВИСНОВКИ

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

ВСТУП

Сучасний етап розвитку енергетики характеризується активним пошуком нових шляхів забезпечення потреб суспільства в електричній енергії з урахуванням екологічних, економічних та соціальних чинників. Традиційні джерела енергії, що базуються на використанні викопного палива, супроводжуються значними викидами парникових газів, високою залежністю від імпорту ресурсів та нестабільністю цінової політики. У цих умовах особливого значення набуває розвиток відновлюваних джерел енергії, серед яких провідне місце займають сонячні фотоелектричні системи.

Фотоелектричні електростанції (ФЕС) є одним із найдинамічніших напрямів сучасної енергетики. Їхня популярність пояснюється низкою переваг: екологічною чистотою, відносною простотою експлуатації, можливістю децентралізованого виробництва електроенергії та інтеграції у локальні енергетичні системи. Водночас широке впровадження ФЕС потребує вирішення низки проблем, пов'язаних із оптимізацією технологічних схем, зниженням вартості обладнання, підвищенням ефективності та надійності роботи системи.

Особливу актуальність має розробка спрощених технологічних схем цільових фотоелектричних електростанцій, які дозволяють зменшити капітальні витрати, скоротити терміни проєктування та монтажу, а також забезпечити адаптацію системи до конкретних умов експлуатації. Такий підхід сприяє підвищенню доступності сонячної енергетики для різних категорій споживачів — від приватних домогосподарств до промислових підприємств та освітніх закладів.

Важливим завданням сучасної енергетики є створення комплексних рішень, що поєднують технічну ефективність із економічною доцільністю. У цьому контексті цільові фотоелектричні електростанції зі спрощеною технологічною схемою можуть стати ключовим елементом у формуванні нової моделі енергозабезпечення, яка відповідає вимогам сталого розвитку та міжнародним екологічним зобов'язанням України.

Метою даної магістерської кваліфікаційної роботи є розробка та проєктування цільових фотоелектричних електростанцій за спрощеною технологічною схемою, що забезпечує оптимальне співвідношення між технічними характеристиками, економічними показниками та умовами практичного застосування.

Для досягнення поставленої мети передбачено вирішення таких завдань:

- аналіз сучасного стану та тенденцій розвитку фотоелектричної енергетики;
- обґрунтування вибору спрощеної технологічної схеми для цільових ФЕС;
- розробка структурної моделі системи енергозабезпечення;
- виконання ескізного та детального проєктування фотоелектричної електростанції;
- оцінка техніко-економічних показників та визначення ефективності запропонованих рішень;
- аналіз перспектив інтеграції спроектованих систем у локальні та регіональні енергетичні мережі.

Наукова новизна роботи полягає у формуванні підходу до проєктування цільових фотоелектричних електростанцій із використанням спрощених технологічних схем, що дозволяє знизити складність системи без втрати її функціональних можливостей. Практичне значення полягає у можливості застосування отриманих результатів для створення ефективних та економічно доступних рішень у сфері сонячної енергетики.

Таким чином, дослідження спрямоване на вирішення актуальної проблеми розвитку відновлюваної енергетики в Україні та світі, а його результати можуть стати підґрунтям для подальшого впровадження інноваційних технологій у сфері фотоелектричних систем.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ДОЦІЛЬНІСТІ ВИКОРИСТАННЯ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ ВОДООЧИСНИХ СПОРУД

1.1. Аналіз стану енергозабезпечення систем водопостачання та водовідведення

Основою життя в будь-якій його формі є вода, і дефіцит цього ресурсу впливає на громади та їх соціально-економічний розвиток. Дослідження, які охоплюють виробництво відновлюваної енергії, інтегруючи все циклу очищення та очищення стічних вод, є необхідністю для соціального забезпечення та піклування про навколишнє середовище. Енергія, вироблена фотоелектричними сонячними панелями, є чудовим варіантом для забезпечення електроенергією сільських районів громади, які не мають традиційної електромережі для надання своїх основних послуг [1].

Насосні системи, які використовують фотоелектричні сонячні панелі для постачання електроенергії, стали належним впровадженням водопостачання населених пунктів [2, 3]. Є кілька переваг водяних насосних систем з використанням сонячної енергії:

- використання фотоелектричних панелей не створює викидів парникових газів [4],
- практично немає технічного обслуговування [5], а його вартість є конкурентоспроможною в сільській місцевості, яка не пов'язана між собою електричними мережами [6, 7].

З 1990-х років забруднення води зросло майже в усіх річках Світу, і створює загрозу здоров'ю людей, навколишньому середовищу та сталому розвитку. Різні дослідження демонструють універсальність використання фотоелектричної сонячної енергії в електромеханічних системах, необхідних для водопостачання віддалених об'єктів які не мають відповідних умов для його отримання, а також які впроваджують інноваційні системи та способи надання воді питної якості [8-18]. Для забезпечення міського населення доброякісною водою, сирію воду необхідно очищати на очисних спорудах для питної води, які є енергоємними

спорудами, де інтенсивність залежить від технології очищення води [19]. У свою чергу існують різні види очищення стічних вод.

1.2. Розробка технологічних схем живлення систем очистки води

Установки з різними технологіями через якість і швидкість потоку стічних вод, що підлягають очищенню [20]. Багато дослідження були присвячені дослідженню продуктивності та моделюванню систем сонячної енергії [21-27].

Однак у Колумбії потрібні додаткові дослідження з питань, пов'язаних з економічним аналізом фотоелектричної енергії системи сонячної енергії на водоочисних спорудах для ізольованих громад.

Ця пропозиція враховує необхідність ефективного впровадження систем очищення води в будь-якому районі країни, території з технічними та економічними обмеженнями, які обмежують доступ до питної води, а також до адекватних очищення стічних вод згідно з чинними нормами. На рис. 2.1 наведена спрощена схема інтегрального базису каналізаційна система, яка починається з водозабірної та відвідної лінії.

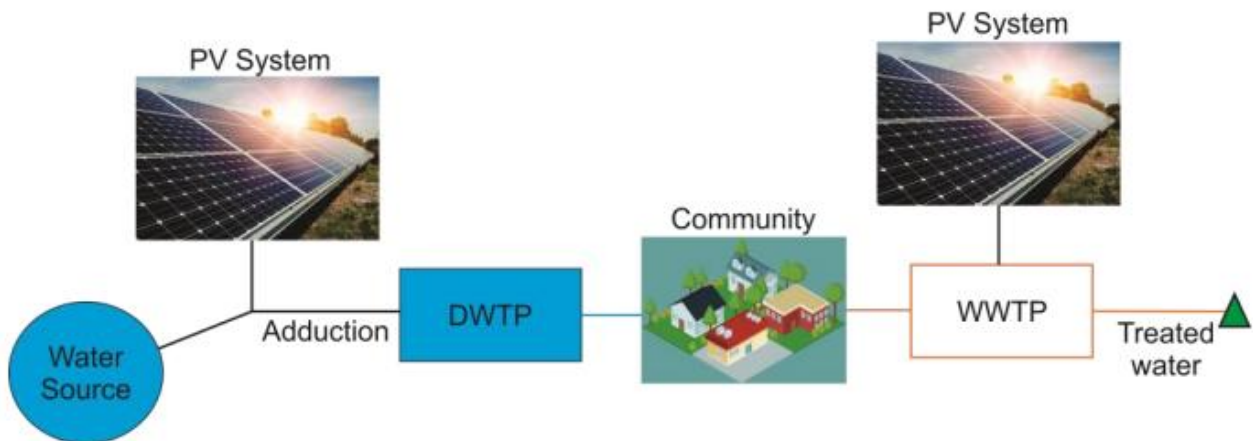


Рис. 1.1. Схема комплексної системи очищення води

Загалом і для випадку цього дослідження ця система потребує електромеханічного обладнання роботи, такі як електронасоси та гідропневматика. За цим обладнанням йде питна вода очисна станція (DWTP), яка очищає воду з метою безпечного використання в повсякденній діяльності. Після утворюється стічна вода, яка направляється через каналізацію на очисні

споруди (ОСВ) для видалення забруднюючі речовини та створювати менший вплив на навколишнє середовище на джерело, яке отримує ці води.

Весь ланцюг інтегрованої системи очищення води потребує електричної енергії для здійснення описані вище процеси. Для цього використовується фотоелектрична (PV) енергія для подачі електрики на воду запропоновано очисні споруди, обладнання та споруди, необхідні для його нормального функціонування. Вибране муніципалітети представляють шість регіонів країни: Андський регіон, Амазонський регіон, Орінокія Регіон, Карибський регіон, Тихоокеанський регіон і Острівний регіон (у таблиці 1 показано, що ці дані пов'язані з глобальними горизонтальне опромінення (GHI)) і враховувала легкість транспортування та обслуговування води лікування та сонячні батареї, труднощі з енерго- та водопостачанням, потреба проекту в громаді і переваги екосистеми від зменшення впливу на навколишнє середовище в цьому районі.

Дані, використані для цього дослідження, стосуються вимог до питної води та очищення стічних вод для а громада 100 осіб. Буде прийнято максимальну кількість води для однієї людини на день, плюс а відсоток втрат згідно з діючими правилами Колумбії. З цих даних можна визначити залишковий потік води розраховується з коефіцієнтом повернення 0,85%, а проектна витрата водоочисних споруд відома.

На рисунку 1.2 показані основні компоненти для очищення води.

Припускаються такі проектні дані, як перепад висот між резервуаром для води та СПВТ. Це також передбачено, що перепад висот між ПСПВ і населеним пунктом становить 0 м.н.р.м., а тиск 20 м водяного стовпа (м.в.ц.) буде гарантовано. Розрахунковий витрата питної води враховує забезпечення 140 л/добу на людину плюс 25% втрат. Крім того, проектний потік збільшується, оскільки очисні споруди будуть лише працювати 8 годин на день. З таким часом роботи гарантується робота інтегрованої системи DWTP протягом годин сонячного світла доступні без необхідності використання батарей. У разі використання електронасосів втома буде уникати в обладнанні. Потрібна система збору та доставки води на ДВВ, яка складатиметься з двох сонячних електричних насосів потужністю 1 НР, захищених від погодних умов у кабіні. З цією

системою, електронасоси обертаються, і втрат енергії немає. Після того, як вода потрапляє в СПВ, вона зберігається у воді танки, і його потрібно штовхати, поки він не досягне громади. Для цього встановлюється ще одна розвантажувальна камера з двома сонячними насосами потужністю 2 л. с., які витримують витрату 3 л/с. Споживання та погодинне використання для визначення загальної суми навантаження в ДК представлені в табл. 1.2. На рис. 1.3 наведена схема очищення стічних вод активного мулу завод.

Таблиця 1.1 Вибрані муніципалітети для дослідження (за даними NASA)

Municipality	Coordinates		Solar Radiation (kWh/m ² /day)	Temperature Max-Prom
	Latitude	Longitude		
Leticia	-4.2081	-69.9432	4.58	31°C – 26°C
Providencia	3.0880	-73.2500.0	5.74	28°C - 27°C
Uribia	11.7139	-72.2660.4	5.86	34°C - 28°C
Puerto Carreño	6.1890	-67.4858.8	5.22	36°C - 27°C
Nuquí	5.70694	77.2702.77	3.95	32°C - 25°C
Villa de Leyva	5.633	-73.533	5.04	24°C - 17°C

Таблиця 2.2 Енергія, необхідна для станції очищення питної води (ССПВ)

DC Equipment	Quantity	Power Per Unit (W)	Hours of Daily Use Per Unit	Total Charge (W*h/day)
Lighting	2	50	4	400
Electrical outlets	2	500	6	6000
Electro pumps 2HP	2	2000	4	16000
Electro pumps 0.5 HP	2	700	4	5600,0
Refrigerator	1	100	24	2400,0
DWTP	1	400	8	3200,0
TOTAL DAILY DC CHARGE (W*h/day)				33600,0

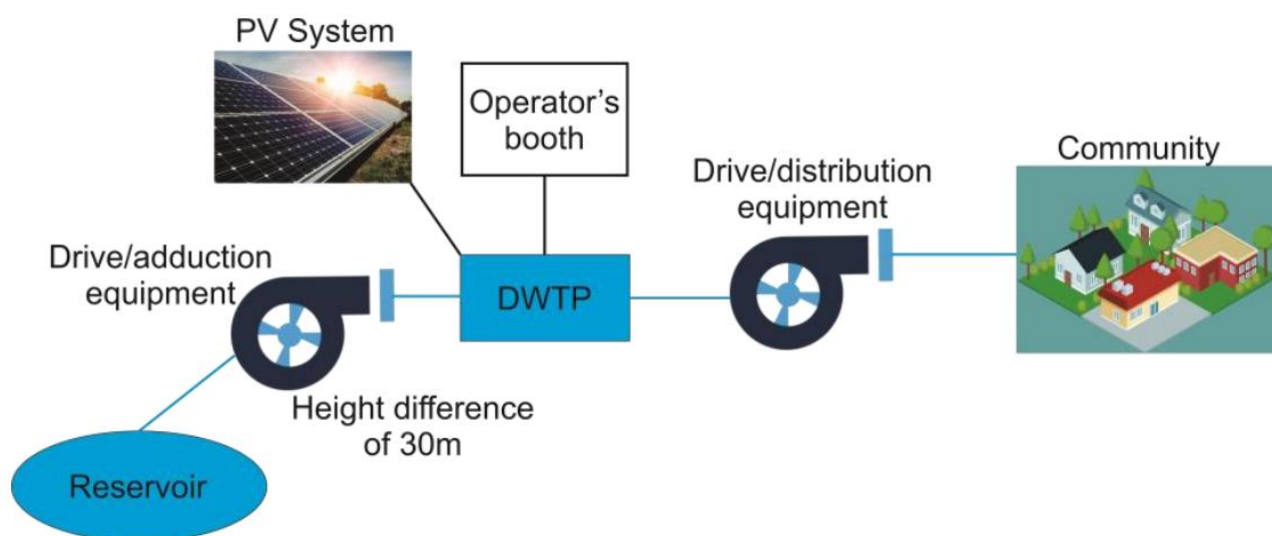


Рис. 1.2 Загальна схема станції очищення питної води (ССПВ)

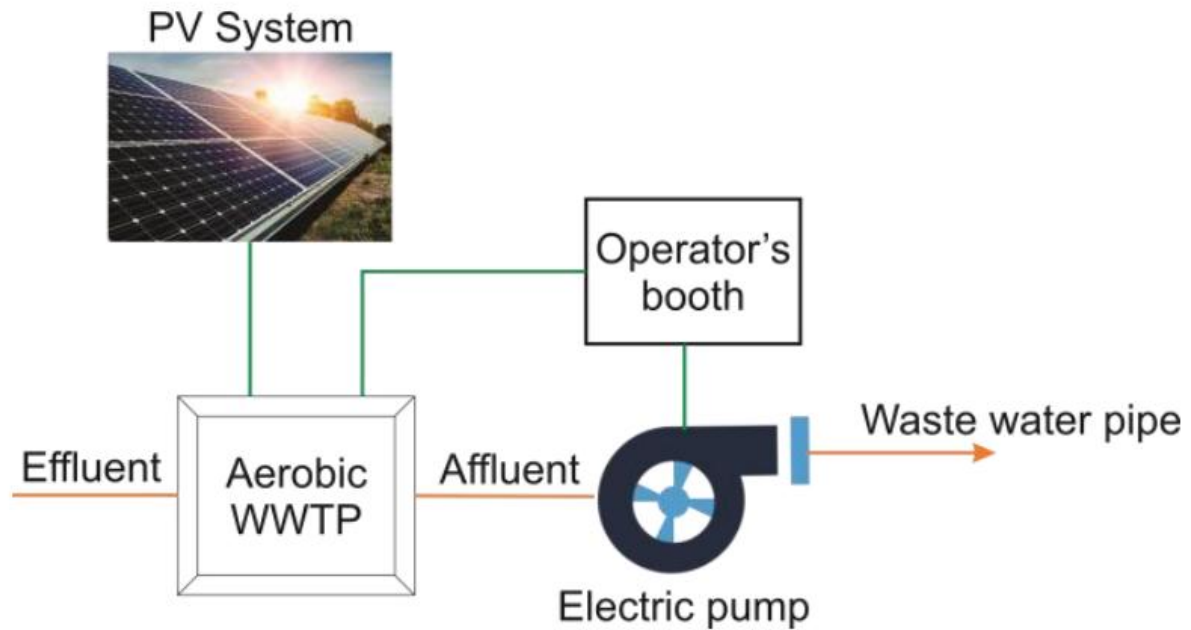


Рис. 1.3 Очисні споруди (ОСВ)

Буде впроваджено очисну установку з аеробними процесами (активний мул), що працюють 24 годин добу при витраті 0,5 л/с. Для системи очищення стічних вод необхідна енергія, наведена в таблиці 2.3. Попит на енергію, необхідний для ДВБТ і КОС, а також із сонячним випромінюванням, доступним на кожній місці установки, необхідні фотоелектричні системи мають розміри. Згодом з витратами енергії на кожен муніципалітет (Летисія 0,35 дол. США/кВт-год; Провіденсія 0,28 дол. США/кВт-год; Урібія 0,15 дол. США/кВт-год; Пуерто Carreño 0,17 дол. США/кВт-год; Nuquí 0,34 дол. США/кВт-год і Villa de Leyva 0,16 дол. США/кВт-год) розраховуються економічні інвестиції.

Таблиця 2.3 Енергія, необхідна для системи водовідведення (ОСВ)

DC Equipment	Quantity	Powet Per Unit (W)	Hours of Daily Use Per Unit	Total Charge (W*h/Día)
Lightings	2	50	4	400
Electrical outlets	2	500	6	6000
Refrigerator	1	100	24	2400
WWTP	1	600	24	14400
TOTAL DAILY DC CHARGE (W*h/día)				23200

Відповідно до попередніх даних, кількість фотоелектричних модулів для муніципалітетів Нукі та Летісія є найбільшою, з 150 панелями та 129 панелями відповідно для покриття потреб систем питної та каналізації. Муніципалітети Урібія та Провіденсія представляють найкраще сонячне випромінювання, і з цієї причини 101 панель і отримано 103 панелі відповідно. Що стосується кількості батарей, стандартна поведінка становить 67 одиниць спостерігається на всіх сайтах. Щодо поточної інформації про національний ринок, полікристалічна фотоелектрична установка потужністю 400 Вт панель була обрана за 168,6 доларів США, а вартість гелевих акумуляторів ємністю 200 А·год – 400 доларів США. На рисунку 2.4 показано вартість фотоелектричні панелі муніципалітетом для систем питної та стічної води.

РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЙ ВИКОРИСТАННЯ СОНЯЧНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В МІСЬКИХ СИСТЕМАХ ВОДОПОСТАЧАННЯ

2.1. Аналітичний огляд літератури

З метою задоволення стрімко зростаючих глобальних потреб в енергії активізується пошук альтернативних джерел енергії, а парникові гази, що виділяються під час спалювання викопного палива, спричиняють глобальне потепління та кліматичні зміни [27]. Використання традиційних енергоресурсів у існуючих системах водопостачання, що застосовуються для зрошення, міського та сільського водопостачання, у тваринництві та інших цілях, значною мірою сприяє споживанню викопного палива та викидам парникових газів [28].

Електричні або дизельні насоси широко використовуються в системах водопостачання для різних цілей, таких як сільське господарство та сільське/міське водопостачання. Однак такі основні проблеми, як відсутність або нестабільність електромережі та високі витрати на дизельне паливо для насосів, вимагають зосередити увагу на системах водопостачання, що використовують відновлювані джерела енергії. Проблеми охорони навколишнього середовища та сталого розвитку, що постали в останні роки у всьому світі, поновили інтерес до систем водопостачання, що використовують відновлювані джерела енергії [29,30]. Для перекачування води можна використовувати багато відновлюваних джерел енергії. Однак той факт, що сонячна енергія доступна майже скрізь і є необмеженою, робить її більш популярною [31]. Тому серед відновлюваних джерел енергії сонячна енергія є найбільш поширеним джерелом у системах перекачування води [32]. Використання сонячної енергії для перекачування води зменшує залежність від електромережі або дизельного палива.

Сонячна фотоелектрична система водопостачання (SPVWPS) базується на фотоелектричній (PV) технології, яка перетворює сонячне світло на електроенергію для перекачування води. SPVWPS схожа на будь-яку іншу насосну систему, за винятком того, що джерелом енергії є сонячна енергія [33]. На сьогодні одним із найпривабливіших напрямків застосування, де

фотоелектричні системи вважаються кращим джерелом енергії, є системи водопостачання [34]. Сонячна система водопостачання є конкурентоспроможною альтернативою системам, що працюють від електромережі або дизельних двигунів. Система складається з фотоелектричної батареї, яка перетворює сонячне світло на електричну енергію, сонячного інвертора для насоса (для двигуна, що працює на змінному струмі (AC)), агрегату «двигун-насос» та резервуара для зберігання води [35-37]. Економічні переваги та продуктивність систем SPVWP значною мірою залежать від загального сонячного опромінення географічного місця, де встановлено систему, та багатьох місцевих кліматичних параметрів [38]. Система SPVWPS забезпечує найбільший об'єм води у години, коли рівень сонячного опромінення є найвищим, а потреба у воді — найбільшою. Система має такі переваги, як простота, надійність та низькі витрати на технічне обслуговування, а також економічність порівняно з традиційними системами водопостачання [39]

SPVWPS є найкращим рішенням для віддалених районів, де підключення до електромережі неможливе [40].

Втім, відомо, що занурювальні насоси, які використовуються для міського водопостачання та повністю живляться від традиційних електромереж, створюють додаткове навантаження на інфраструктуру мереж [41]. У країнах, що розвиваються, попит на енергію для водопостачання постійно зростає, а інфраструктура електромереж не здатна задовольнити цей попит [42]. Тому зменшення споживання електроенергії насосами з мережі є важливим з точки зору сталого розвитку, енергоефективності, економічного розвитку та екологічних переваг у міських районах, де підключення до мережі можливе.

Скорочення використання традиційної енергії та викидів CO₂ у системі міського водопостачання має бути досягнуте без шкоди для потреб користувачів у воді.

SPVWPS, що застосовується для сільського водопостачання, тваринництва, іригації та інших цілей, викликає значний інтерес серед дослідників, політиків, інженерів та інвесторів.

Деякі дослідження SPVWPS наведені в таблиці 1. Nayar et al. (1993), Muljadi (1997), Kolhe et al. (2004) та Vongmanee (2005) представили роботи, присвячені ефективним системам сонячного водопостачання. Ghoneim (2006) здійснив оптимізацію продуктивності PV-системи водопостачання в Кувейті. Система забезпечувала подачу 12 м³ води на день за допомогою прямого підключення PV-насоса у сільській місцевості. Вартість запропонованої системи виявилася нижчою за традиційну паливну систему.

Padmavathi & Daniel (2011) провели дослідження у місті Бангалор (Індія), щоб показати важливість встановлення сонячних насосів у кожному домогосподарстві великих міст. PV-панелі потужністю від 60 до 500 Wp виявилися достатніми для наповнення верхніх баків у житлових будівлях Бангалора. Jamil et al. (2012) запропонували SPVWPS для задоволення потреб у воді факультету інженерії та технологій університету Jamia Millia Islamia в Нью-Делі, Індія. Було проведено техніко-економічний аналіз запропонованої системи та порівняно з існуючою.

Đurin & Margeta (2014) представили гіпотетичний приклад сталого енергопостачання міської території на південному Середземномор'ї Хорватії. Результати показали, що запропоноване інноваційне рішення може надійно та безперервно забезпечувати насоси відновлюваною енергією, гарантуючи стабільне водопостачання користувачам. Elías-Maxil et al. (2014) зазначили, що водопостачання є частиною міського водного циклу, провели огляд літератури та узагальнили заходи, застосовані у світі для зменшення енергоспоживання у міському водному циклі.

Chandel et al. (2015) представили ґрунтовний огляд літератури щодо використання сонячної енергії у системах водопостачання та оцінили економічну доцільність таких систем. Вони дійшли висновку, що SPVWPS є більш економічно вигідними, ніж дизельні та традиційні електромережеві системи для іригації та водопостачання у сільських, міських та віддалених районах.

Margeta & Đurin (2017) запропонували систему, що складається з PV-модуля, інвертора, насосної станції та резервуара, щоб описати та проаналізувати нові концепції інтеграції сонячної енергії у міські системи водопостачання. Було

показано, що запропоновані концепції місцевого виробництва та використання енергії є застосовними та сталими.

Rodriguez (2018) запропонував використовувати SPVWPS як альтернативу традиційній електроенергії для відкачування ґрунтових вод у міському водопостачанні мегаполісів країн, що розвиваються. У якості прикладу було розглянуто 528 міських свердловин Мехіко. За 30-річним сценарієм встановлення SPVWPS виявилось доцільним за потужністю та фінансово вигідним.

Allouhi et al. (2019) дослідили оптимальну конфігурацію PV-системи для забезпечення водних потреб п'яти будинків у віддаленій частині Марокко. Було проаналізовано дві конфігурації: (i) PV-система з перетворювачем MPPT DC та (ii) система прямого підключення. Результати показали, що продуктивність PV-системи з MPPT DC значно перевищує систему прямого підключення.

Огляд літератури показує, що багато досліджень були зосереджені на технічному аналізі, підвищенні ефективності, економічних та екологічних перевагах SPVWPS, які використовуються для іригації, питного водопостачання, тваринництва та інших цілей у сільських і віддалених районах, де немає електромережі. Однак кількість досліджень, пов'язаних із використанням сонячної фотоелектричної енергії в міських системах водопостачання, є обмеженою. Ці дослідження здебільшого проводилися у приватних будинках, де проживає небагато людей, або в окремих будівлях [43 - 48]. Дослідження щодо використання сонячної фотоелектричної енергії в міських системах водопостачання, де забезпечуються потреби великої кількості людей, є дуже обмеженими (Padmavathi & Daniel 2011; Rodriguez 2018).

Вважається, що це дослідження, яке аналізує технічні та економічні переваги використання двох різних конфігурацій PV-систем у міських системах водопостачання, зробить важливий внесок у заповнення прогалини в цій сфері. Метою роботи є дослідження технічної та економічної доцільності використання сонячної фотоелектричної енергії для зменшення споживання електроенергії з мережі занурювальними насосами у міських системах водопостачання.

У якості дослідної території було обрано водозабір Germiraltı (Кайсері, Туреччина), який забезпечує всі свої енергетичні потреби від міської електромережі. Для цього було проаналізовано та оцінено два різні сценарії: «гібридна система водопостачання» та «мережево-підключена PV-система».

Гібридна система водопостачання має окрему PV-станцію та інвертор/контролер MPPT для кожного занурювального насоса. У цій системі насоси живляться від PV-системи вдень, коли сонячна радіація достатня, а від міської електромережі — коли сонячної енергії бракує.

Мережево-підключена PV-система працює повністю незалежно від насосної системи. Енергія, вироблена PV-системою, подається в мережу, а занурювальні насоси живляться виключно від електромережі.

Системи сонячного фотоелектричного водопостачання (SPVWPS)

SPVWPS — це системи, які відкачують ґрунтові або поверхневі води для іригації, міського/сільського водопостачання, тваринництва та інших потреб, забезпечуючи необхідну енергію за допомогою сонячних панелей. Типова SPVWPS складається з сонячного PV-масиву, перетворювача постійного струму (DC–DC) або інвертора постійного струму в змінний струм (DC–AC), моторно-насосного агрегату, резервуара для зберігання води, контрольних схем, відповідної монтажної конструкції, ручної або автоматичної системи відстеження, кабелів з'єднання, захисних пристроїв та трубопровідної системи.

Існує три типи сонячних фотоелектричних систем водопостачання:

SPVDC — система прямого підключення постійного струму;

SPVAC — система змінного струму;

SPVWPS із акумуляторним зберіганням енергії.

У SPVDC струм і напруга PV-масиву дорівнюють струму якоря та напрузі на клеммах. Потужність системи та швидкість насоса змінюються залежно від рівня сонячної радіації та температури модулів. Якщо система оснащена MPPT, вихід PV-елементів оптимізується шляхом вибору відповідного навантаження, що дозволяє максимізувати вироблену потужність за будь-яких умов.

У SPVAC між PV-масивом і мотором обов'язково встановлюється інвертор. Якщо система виробляє більше енергії, ніж потрібно, надлишок може зберігатися в акумуляторах або у водяному резервуарі. Таким чином, коли сонячна радіація відсутня, використовується вода з резервуара (Trace 2021). Додавання акумуляторів дозволяє використовувати сонячну енергію за потреби, але збільшує вартість системи (Chandel et al. 2015, 2017).

PV-модулі з'єднуються послідовно та паралельно для живлення моторно-насосного агрегату, який створює необхідний тиск і витрату води для користувачів.

Переваги SPVWPS (Allouhi et al. 2019; Trace 2021):

Довговічність та нижча вартість порівняно з системами на викопному паливі.

Надійність і низькі вимоги до обслуговування, оскільки не потрібна постійна присутність оператора.

Відсутність потреби у зберіганні енергії — вода може зберігатися сама по собі.

Висока модульність — системи можуть адаптуватися до зростаючих потреб.

Таблиця 2.1 Статистика аналітичних досліджень з питань фотоелектричного водопостачання

	Reference	Country/Province	System type	Application	PV rated power (kW)	Proposed/ installed	Economic aspects	Performance
1	Ramos & Ramos (2009)	Zambia/Lusaka	SPVDC	Domestic uses	0.195	Proposed	Cost of pumped water = 1.07 €/m ³	–
2	Gad & El-Gayar (2009)	Egypt/South Sinai	SPVDC	Domestic use/ Agriculture activities	0.72	Proposed	–	Water pumped in summer = 24.06 m ³ /day in winter = 12.12 m ³ /day
3	Mokeddem <i>et al.</i> (2011)	Algeria/Bir El Djir	SPVDC	Irrigation	1.5	Installed	–	Motor-pump efficiency = Less than 30%.
4	Jamil <i>et al.</i> (2012)	India/New Delhi	SPVAC/ SPVDC	Drinking/Irrigation	26.5	Proposed	Payback period = Less than 4 years	–
5	Đurin & Margeta (2014)	Croatia	SPVAC	Domestic uses	512.5	Proposed	Profit of the system over the 25 years = 878,512 €	–
6	Setiawan <i>et al.</i> (2014)	Indonesia/ Gunungkidul	SPVAC	Domestic uses	3.2	Installed	–	Produced water flow rate = 0.4–0.9 l/s
7	Alshamani & Iqbal (2017)	Saudi Arabia/ Riyadh	SPVAC	Irrigation	11.6	Proposed	Cost of pumped water = 0.04 \$/m ³	–
8	Singh <i>et al.</i> (2017)	India/Jaipur	SPVDC	Irrigation	4.8	Installed	–	Simulated PR = 59.6%
9	Ali (2018)	Sudan	PTP CDP PVP	Irrigation	3.75	Proposed	Energy cost (\$/kWh) for PTP = 0.033 CDP = 0.062 PVP = 0.075	–
10	Allouhi <i>et al.</i> (2019)	Morocco	SPVDC	Domestic uses	0.32	Proposed	Payback period = 1.89 years	L _c = 0.98 [h/d] L _s = 0.4 [h/d] PR = 62–82%
11	Sharma <i>et al.</i> (2020)	India/Jaipur	SPVDC	Irrigation	4.8	Proposed	Cost of pumped water = 0.05 \$/m ³	PR = 0.631
12	Present study	Turkey/Kayseri	SPVAC	Domestic uses	1,620	Proposed	Payback period = 4.1 years, Profit of the system over the 25 years = 6,272,550 €	L _c = 0.681 [h/d] L _s = 0.105 [h/d] PR = 80.4%–93.7%

2.2 Теоретичні та статистичні обґрунтування методики дослідження

Кліматичні умови провінції Кайсері

Провінція Кайсері, розташована в Центральній-Анатолійському регіоні Туреччини, знаходиться між $37^{\circ}45'0''$ та $38^{\circ}18'0''$ пн. ш. і $34^{\circ}56'0''$ та $36^{\circ}59'0''$ сх. д. Кайсері займає 2,2% території країни з площею 16 917 км². Середня висота над рівнем моря становить 1054 м. Провінція включає 16 районів разом із центральними — Кочасінан та Мелікгази. Інші райони: Аккісла, Бюнян, Девелі, Фелакіє, Хаджилар, Інжесу, Озватан, Пінарбаши, Талас, Саріоглан, Сариз, Томарза, Ях'яли та Єшілхісар (дані губернатора Кайсері).

Кліматичні умови суттєво впливають на роботу PV-масиву, а отже й на продуктивність сонячних насосів. Тому фактори довкілля, такі як температура повітря та рівень сонячної радіації, які визначають кількість енергії, що виробляється PV-генератором, слід ретельно враховувати при проектуванні SPVWPS (Allouhi et al. 2019). Кайсері має холодний напівпосушливий клімат. Тут домінує континентальний клімат Центральної Анатолії: холодні та сніжні зими, спекотні та сухі літа. Середньорічна глобальна горизонтальна інсоляція становить 4,36 кВт·год/м²·день, а середня тривалість сонячного сяйва — 7,8 год/день (див. рис. 1). Це свідчить про значний потенціал використання сонячної енергії.

Водозабір Germiraltı Управління водопостачання та каналізації Кайсері (KASKİ)

KASKİ було створено у 1989 році для забезпечення водопостачання та каналізаційних послуг міста Кайсері, будівництва необхідних об'єктів та управління ними. Водозабір Germiraltı є одним із 16 великих водозаборів, що забезпечують потреби міста Кайсері. Він розташований у центральному районі Мелікгази. Водозабір має 18 свердловин, з яких 16 активні та 2 резервні. Також є резервуар для зберігання води, насосна станція та великий водосховище. Близько 11,11% потреб густонаселених районів Мелікгази та Кочасінан забезпечуються саме цим водозабором. Це один із водозаборів Кайсері з найбільшою енергоємністю та витратами на водопостачання.

У водозаборі Germiraltı працюють 16 активних занурювальних насосів із частотними перетворювачами, які піднімають воду з глибоких свердловин у резервуар об'ємом 500 м³, розташований на висоті 3,4 м над землею. Потім вода з цього резервуара перекачується у водосховище об'ємом 15 000 м³ за допомогою відцентрових насосів. Звідти вода надходить у розподільчі трубопроводи самопливом. Насосна станція працює цілодобово, а всі насоси живляться від традиційної електромережі. Насоси оснащені двигунами змінного струму, підібраними відповідно до витрати води та напору. Двигун і насос інтегровані в єдиний блок занурювального насоса.

Програмне забезпечення PVsyst

PVsyst — це симуляційний інструмент, розроблений Женевським університетом (Швейцарія) для моделювання, розрахунку та аналізу PV-систем (Ozcan & Ersoz 2019; Uyaver et al. 2020; Yildiz & Yilmaz 2020). Він використовується для проєктування як мережевих, так і автономних PV-систем, систем сонячного водопостачання та DC-мереж (громадський транспорт).

У системах водопостачання PVsyst визначає витрату води, яку забезпечує насос, залежно від напору та доступної електроенергії, виробленої PV-масивом у будь-яку годину симуляції. Програмне забезпечення також враховує ситуації, коли резервуар заповнений (обмеження подачі води та зупинка насоса) або порожній (неможливість задовольнити потреби користувачів) (PVsyst 2021). PVsyst показує, як різні параметри проєктування впливають на результати, що дозволяє оцінити ефективність системи до її встановлення (Sharma et al. 2020).

Важливо забезпечити оптимальне проєктування, аналіз продуктивності та техніко-економічну оцінку запропонованої PV-системи за допомогою симуляційного ПЗ до її фізичного впровадження. Існує багато програм для моделювання сонячних насосних систем, але PVsyst було обрано у цьому дослідженні завдяки його придатності для оптимізації SPVWPS, міжнародній валідності та надійності (Sharma et al. 2020; Yildiz & Yilmaz 2020).

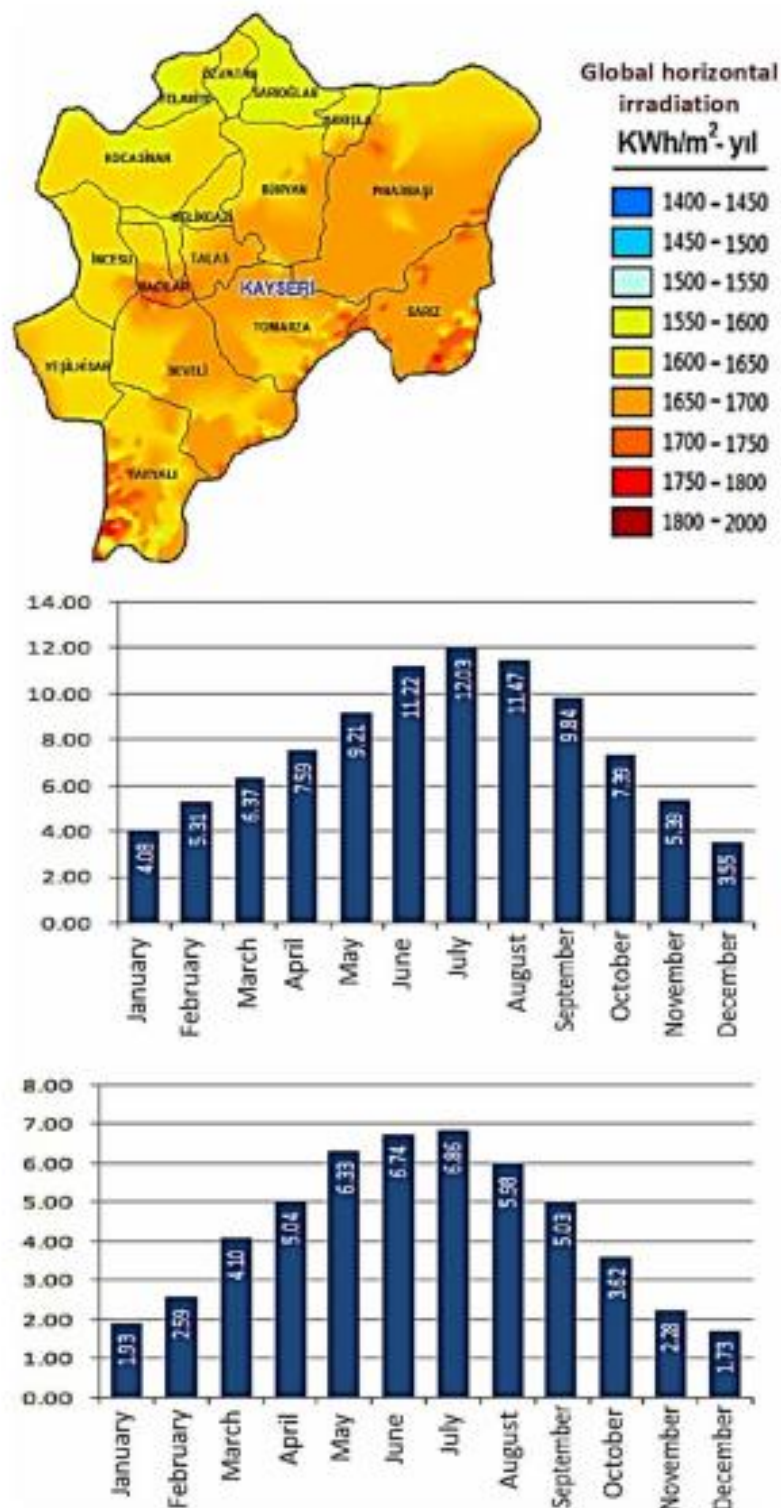


Рис. 2.1 Глобальна горизонтальна інсоляція та тривалість сонячного сяйва для регіону дослідження

Метеорологічні дані

При проектуванні PV-системи необхідно використовувати дані місцевого клімату для конкретної географічної локації. У цьому дослідженні метеорологічні дані провінції Кайсері були отримані з бази Meteonorm,

інтегрованої у програмне забезпечення PVsyst. Дані, використані для моделювання, є типовим метеорологічним роком (ТМУ), сформованим на основі 21-річного банку даних (1990–2011). Вони включають погодинні значення таких параметрів, як сонячна радіація, температура навколишнього середовища, швидкість вітру тощо. Слід зазначити, що ТМУ не повністю відповідає фактичним даним на досліджуваній території, і ця невідповідність може певною мірою впливати на результати встановлення запропонованої PV-системи.

Орієнтація PV-модулів

Кут нахилу PV-модулів має бути визначений так, щоб отримати максимальну кількість сонячної енергії. Цей кут нахилу відповідає втратам 0% від оптимального значення. При нахилі 34° втрати дорівнюють 0%, тому моделювання проводилося для випадку, коли азимут сонця становить 0° , а кут нахилу — 34° .

Запропоновані SPVWPS

Занурювальні насоси у водозаборі Germiraltı (KASKİ) повністю живляться від традиційної електромережі. Це дослідження аналізує можливість використання сонячної PV-енергії для зменшення споживання електроенергії з мережі занурювальними насосами. Для цього було розглянуто два сценарії:

Гібридна система водопостачання — насоси живляться як від PV-системи, так і від електромережі. Вдень, коли доступна сонячна радіація, вони працюють від PV, а в інші години — від мережі.

Мережево-підключена PV-система — PV-система напряму підключена до електромережі, а насоси повністю живляться від мережі.

Основні цілі використання сонячних PV-систем у міських системах водопостачання:

Забезпечити енергопотреби насосів повністю або частково за рахунок відновлюваних джерел, зменшуючи навантаження на електромережу.

Забезпечити безперервне водопостачання для користувачів.

Обидва сценарії оцінюються з точки зору досягнення цих цілей, і вибір буде зроблено відповідно. У таблиці 2 наведено технічні характеристики обраного PV-модуля для обох сценаріїв та інвертора для другого сценарію.

2.3 Прорєктування варіантів систем енергопостачання з використанням сонячних електростанцій

Гібридна система водопостачання

Занурювальні насоси живляться як від PV-системи, так і від електромережі. Вдень вони працюють від сонячної енергії, а вночі — від мережі. Схема гібридної системи показана на рисунку 2. Як видно, вона складається з інтеграції PV-масиву та контролера у вже існуючу насосну систему.

Таблиця 1.2 Технічні характеристики обраного PV-модуля та інвертора

Component	Parameter	Value
PV module	Manufacturer	Jinksolar
	Technology	Si-mono
	Model	JKM 300M-60-V
	Nominal Power (at STC)	300 Wp
	Efficiency (at STC)	18.43%
Inverter	Manufacturer	ABB
	Model	TRIO-50_0-TL-OUTD-400
	Nominal PV Power	51 kW
	Maximum Efficiency	98.40%
	Operating Voltage	300–950 V

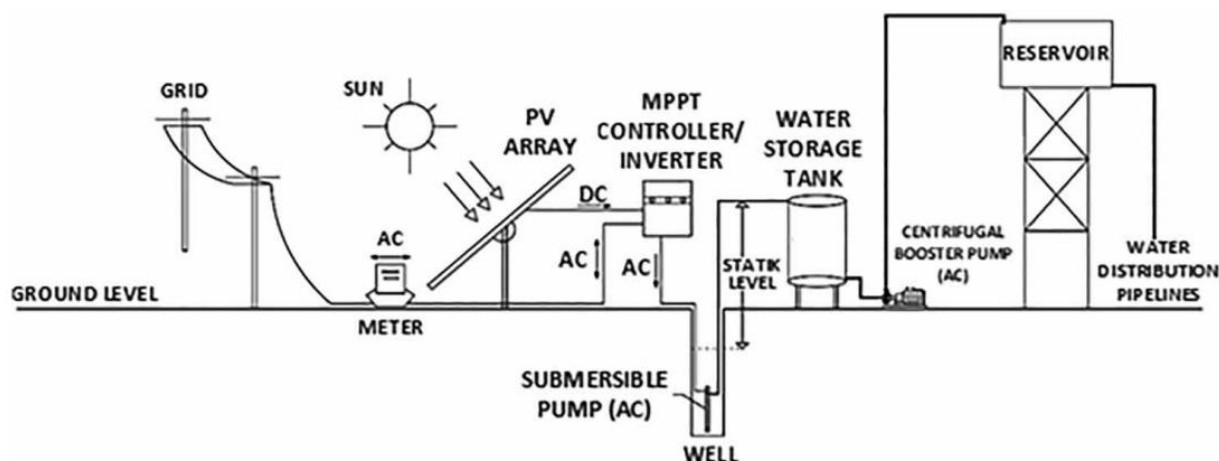


Рис. 2.2 Гібридна система водопостачання

PV-масив та контролер були індивідуально спроектовані для кожного занурювального насоса за допомогою програмного забезпечення PVsyst. Було виконано серію симуляцій, у яких змінювалися розміри PV-масиву та інвертора. Таким чином, система водопостачання, що раніше повністю живилася від традиційної електромережі, була перетворена на гібридну систему.

Номінальна потужність PV-масивів (P_0) розраховується за рівнянням (1):

$$P_0 = \frac{PM \cdot 100}{80}$$

де PM — максимальна потужність занурювальних насосів.

Оскільки система була перетворена на гібридну, вона враховує широкий спектр можливих умов експлуатації та включає складність інтегрованих конфігурацій. Тому потрібна інтелектуальна стратегія управління енергією. Крім того, необхідно використовувати інвертор для перетворення постійного струму, виробленого PV-масивами, у змінний, оскільки існуючі насоси працюють від двигунів змінного струму.

Інвертор/контролер із алгоритмом MPPT, крім перетворення DC у AC, виконує такі функції:

- регулює швидкість двигуна змінного струму залежно від рівня сонячної радіації;

- запобігає роботі насоса «всуху»;

- вимикає систему, коли резервуар заповнений (Meah et al. 2008).

Симуляції цього сценарію проводилися з урахуванням усієї PV- та насосної системи та метеорологічних даних. Номінальні потужності PV-масивів і контролерів для гібридної системи наведені у таблиці 3. Загальна потужність PV-масиву для гібридної системи становить 670 кВт.

Мережево-підключена PV-система

Схема мережево-підключеної PV-системи показана на рисунку 1.3. У цій системі занурювальні насоси живляться від електромережі, як і зараз. Енергія, вироблена запропонованою PV-системою, подається безпосередньо в електромережу мережево-підключена PV-система.

Енергія, вироблена запропонованою мережево-підключеною PV-системою, подається в електромережу. Іншими словами, виробництво та споживання є повністю незалежними одне від одного. Насоси працюють при напрузі, визначеній мережею, і система не потребує складної стратегії управління енергією.

Проектування стосується центральної PV-системи, розмір якої відповідає номінальній потужності, що дозволяє подавати всю енергію, споживану занурювальними насосами, у мережу. Постійний струм, вироблений PV-масивом, перетворюється на змінний за допомогою інвертора (Padmavathi & Daniel 2011), після чого подається на трансформатор. Нарешті, змінний струм надходить у мережу.

Річне споживання енергії занурювальними насосами у водозаборі Germiraltı становило 2 764 124 кВт·год. Середнє добове споживання енергії насосами складає близько 7 573 кВт·год. Враховуючи добове споживання та ефективність системи, необхідно встановити PV-електростанцію потужністю 1 620 кВт, щоб зробити насоси повністю сонячними.

Запропонована PV-електростанція проектується як наземна і буде встановлена на площі приблизно 13 500 м², оскільки середня потреба у землі для PV-електростанцій становить 8,3 акра/МВт (Ong et al. 2013). Станція складатиметься з 5 400 монокристалічних кремнієвих PV-модулів потужністю 300 Вт та 27 інверторів по 50 кВт (300–950 В)..

Таблиця 2.3 Номінальні потужності PV-масивів та контролерів, спроектованих для гібридної системи водопостачання

№ свердловини	Максимальна потужність насосів (кВт)	Потужність PV-масиву (кВтр)	Потужність контролера (кВт)
2	22	28.8	22
3	13	16.2	11
4	30	38.4	30
5	45	58.5	37
6	45	58.5	37
7	37	45.6	30
8	18.5	24	15
9	37	45.6	30
11	18.5	24	15
12	18.5	24	15
13	45	58.5	37
14	55	72	55
15	45	58.5	37
16	22	28.8	22
17	45	58.5	37
18	22	28.8	22
Разом	519	670	452

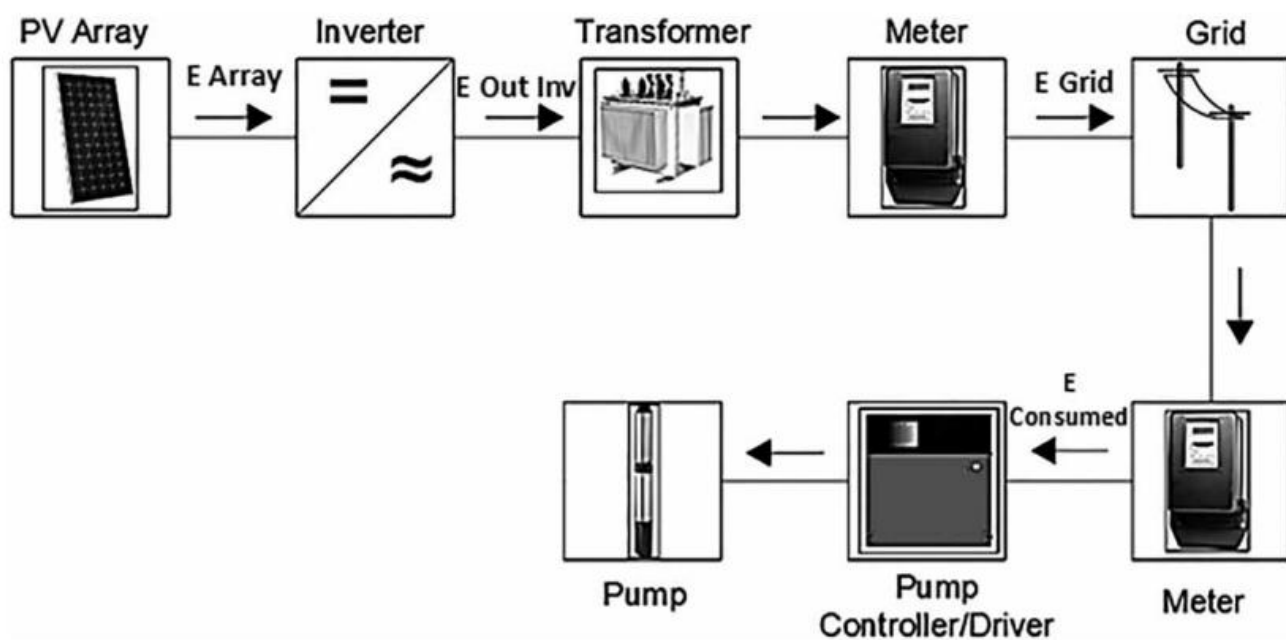


Рис. 2.3 Мережево-підключена PV-система

Оцінка продуктивності

- Ефективна енергія на виході масиву — це постійний струм (DC), отриманий від PV-масиву. Вона може визначатися за певний період (день, місяць, рік).

$$E(D, C_y) = \sum_{m=1}^{12} E(D, C_m)$$

- Енергія, подана в мережу (EAC) — це змінний струм (AC), який PV-система подає в електромережу.

$$E(A, C_y) = \sum_{m=1}^{12} E(A, C_m)$$

- Кінцевий вихід (YF) — відношення AC-енергії, поданої в мережу, до номінальної потужності системи.

$$YF = \frac{EAC}{P_0}$$

де P_0 — номінальна потужність PV-масиву при стандартних умовах (STC: 25 °C, $G_0 = 1000 \text{ W/m}^2$, A.M. = 1.5).

- Референсний вихід (YR) — відношення загальної інсоляції на площині масиву (GPOA) до стандартної інсоляції (G_0).

$$YR = \frac{GPOA}{G_0}$$

- Коефіцієнт продуктивності (PR) — показує вплив усіх втрат (масиву та системи) на енергію, подану в мережу.

$$PR = \frac{YF}{YR} \cdot 100$$

- Коефіцієнт використання потужності (CF) — відношення річної АС-енергії, поданої в мережу, до максимальної річної енергії, яку PV-масив може теоретично виробити при повній потужності протягом 24 годин.

$$CF = \frac{E_{AC}}{P_0 \cdot 8760} \cdot 100$$

Аналіз вартості та період окупності

Період окупності визначається як співвідношення між початковими інвестиційними витратами системи та її річним фінансовим прибутком. Це один із методів, що використовується для оцінки доцільності проєкту (Meah et al. 2008). Період окупності є показником економічної вигоди системи й дозволяє обчислити, наскільки швидко компанія зможе повернути вкладені кошти (Campana et al. 2016; Reniers et al. 2016; Dincer & Abu-Rayash 2019).

Цей метод широко застосовується у випадках, коли довгострокові грошові потоки важко прогнозувати, адже він не потребує додаткової інформації після досягнення точки беззбитковості (Coker 2007).

Таблиця 2.4 містить відповідні показники вартості для PV-систем у Туреччині, які були запропоновані для першого та другого сценаріїв. Дані для розрахунку початкових інвестиційних витрат були взяті з «Книги будівельних та монтажних цінових показників на 2021 рік», опублікованої Міністерством навколишнього середовища, урбанізації та зміни клімату Туреччини (CSB 2021).

Таблиця 2.4 Витрати для обох запропонованих конфігурацій систем

Компонент	Вартість за одиницю (\$/Wp)
PV-модуль	0.370
Інвертор/контролер сонячного насоса з MPPT	0.090
Інвертор	0.078
Конструкція (монтажна система)	0.113
Електричні елементи та додаткові аксесуари	0.075
Проектування, планування та інженерія	0.003
Земля	Безкоштовно

Аналіз вартості та період окупності

Аналіз вартості включає лише встановлення сонячної PV-системи, оскільки існуючі моторно-насосні агрегати, резервуар для зберігання води та водосховище продовжуватимуть використовуватися у запропонованій системі. На основі цього аналізу розраховується період окупності, а також оцінюється економічна доцільність PV-систем, враховуючи початкові інвестиційні витрати на встановлення та доходи від виробленої енергії.

Період окупності запропонованої сонячної PV-установки можна виразити так:

$$PBP = \frac{C_{system} (\$/Wp) \cdot P_0 (Wp)}{C_{electricity} (year = \$)}$$

де:

- C_{system} — загальні питомі витрати системи,
- P_0 — номінальна потужність запропонованого PV-масиву,
- $C_{electricity}$ — річна вартість уникнутих витрат на купівлю електроенергії завдяки запропонованій системі (Dincer & Abu-Rayash 2019).

У розрахунку періоду окупності передбачається, що тариф на електроенергію, куповану з мережі, залишається постійним протягом усього періоду експлуатації системи. Зростання тарифів на електроенергію ще більше скоротить період окупності. Коротший період окупності є вигіднішим та більш привабливим для інвесторів.

Характеристики насосної станції Germiraltı

- Населення району Melikgazi: **582 055**
- Населення, що отримує воду з водозабору Germiraltı: **163 325**
- Кількість занурювальних насосів: **16**
- Загальна продуктивність: **718 л/с**
- Ємність резервуару: **500 м³**
- Ємність водосховища: **15 000 м³**
- Річний обсяг перекачаної води: **11 517 283 м³**

- Річне споживання енергії: **2 764,1 МВт·год**

Таблиця 2.5 Фактичні дані про перекачану воду та споживання енергії

Місяць	Обсяг перекачаної води (м³)	Споживання енергії (кВт·год)	Питоме споживання енергії (кВт·год/м³)
Січень	841 930	197 584	0.235
Лютий	889 202	209 728	0.236
Березень	982 829	230 370	0.234
Квітень	944 522	221 053	0.234
Травень	1 001 086	236 191	0.236
Червень	972 880	232 314	0.239
Липень	1 030 559	249 768	0.242
Серпень	1 027 963	251 384	0.245
Вересень	995 186	244 609	0.246
Жовтень	1 022 726	252 702	0.247
Листопад	941 821	229 374	0.244
Грудень	866 579	209 047	0.241
Разом	11 517 283	2 764 124	0.240

Дані SCADA та розрахунок питомого споживання енергії

Дані таблиці 1.5 були зібрані та зафіксовані системою **KASKI SCADA** протягом 12 місяців (з листопада 2019 до листопада 2020). Загалом із глибоких свердловин у резервуар для зберігання води було перекачано **11 517 283 м³ води**. Занурювальні насоси спожили **2 764 124 кВт·год електроенергії** за рік, що становить приблизно **50% від загального річного споживання електроенергії** на об'єкті.

Питоме споживання енергії — це кількість енергії, необхідна для перекачування одного кубічного метра води. Воно визначається за формулою:

$$\text{Питоме споживання енергії (кВт}\cdot\text{год/м}^3\text{)} = \frac{\text{Загальне споживання енергії (кВт}\cdot\text{год)}}{\text{Загальний обсяг перекачаної води (м}^3\text{)}}$$

На основі формули (9):

$$\frac{2\,764\,124}{11\,517\,283} = 0.240 \text{ кВт}\cdot\text{год/м}^3$$

Гібридна система водопостачання

Для зменшення споживання електроенергії з міської мережі було запропоновано гібридну систему водопостачання. Вона повинна забезпечувати всі потреби користувачів у воді протягом доби, використовуючи сонячну енергію вдень.

Загальна потужність існуючих насосів у водозаборі Germiraltı — 519 кВт.

З урахуванням втрат у PV-системі симуляції показали, що потрібна потужність PV-масиву становить 670 кВт.

Характеристики системи (Таблиця 7):

Загальна потужність PV-масиву: 670 кВт

Кількість PV-модулів: 2 230

Потужність одного модуля: 300 Вт

Кількість контролерів: 16 (номінальна потужність 11–55 кВт)

Загальна ефективна енергія на виході PV-масивів: 1 121,53 МВт·год

Частка покриття енергоспоживання насосів: 40,6%

Результати моделювання:

У типовий зимовий день (19 лютого) вихідна енергія PV-масиву — 1 410 кВт·год, з яких насоси споживають 1 031 кВт·год (73%).

У типовий літній день (11 липня) вихідна енергія PV-масиву — 2 344 кВт·год, з яких насоси споживають 1 987 кВт·год (85%).

Таблиця 2.6 Характеристики запропонованої гібридної системи водопостачання (670 кВт)

Параметр	Значення
Загальна потужність (кВт)	670
Кількість PV-модулів	2 230
Потужність одного PV-модуля (Вт)	300
Кількість контролерів	16
Потужність контролерів (кВт)	11–55
Загальна ефективна енергія на виході PV-масивів (МВт·год)	1 121,53
Частка покриття енергоспоживання насосів PV-системою	40,6%

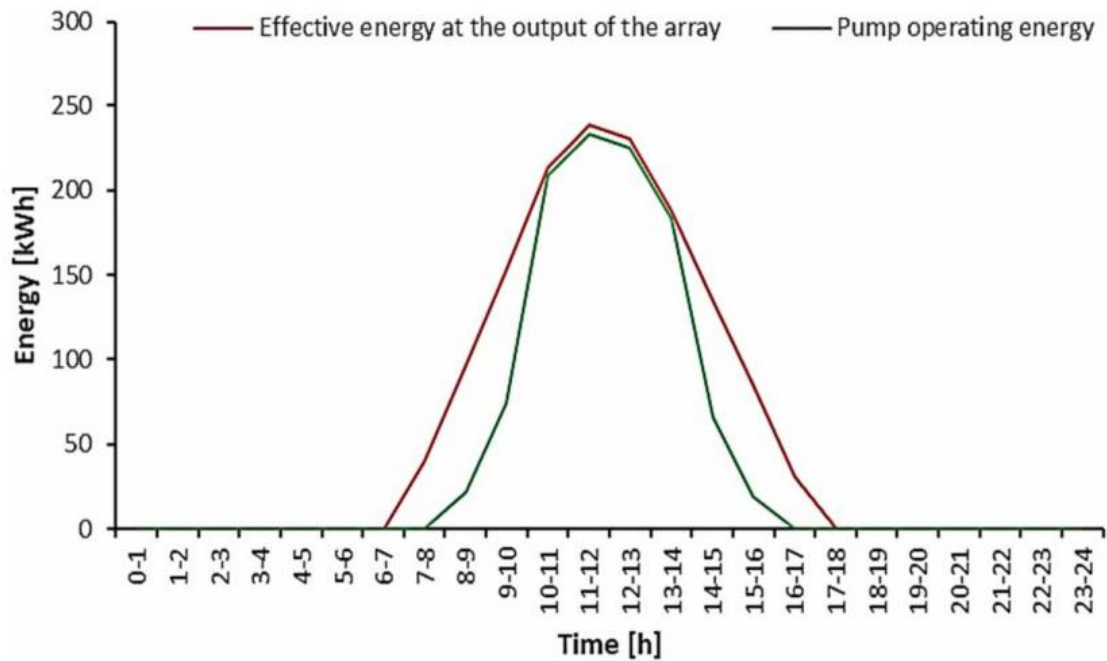


Рис. 2.4 Ефективна енергія PV-масиву та енергія роботи насосів у типовий зимовий день

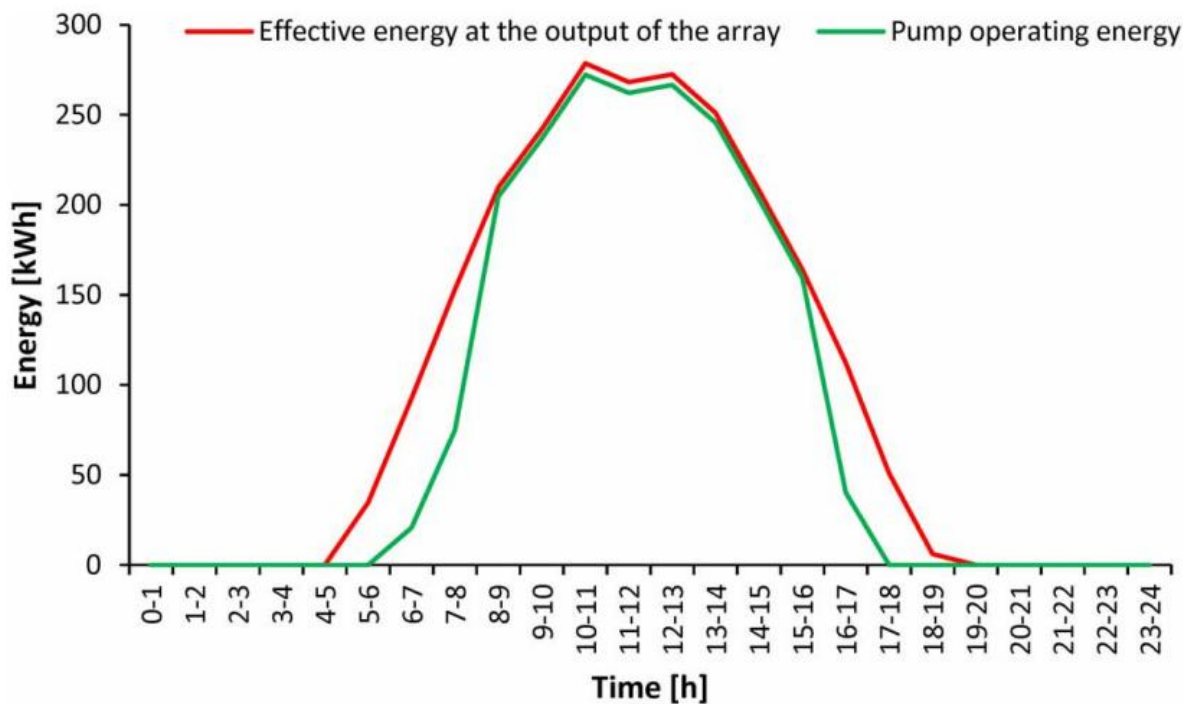


Рис. 2.5 Ефективна енергія PV-масиву та енергія роботи насосів у типовий літній день

Залишкова енергія є невикористаною внаслідок того, що контролер зупиняє роботу занурювальних насосів через вироблення PV-масивом енергії нижче

порогового значення для роботи насосів (EPumpThr) та через низький рівень води у свердловинах (глибока свердловина, безпечний рівень зниження) (ELowLev). Невикористана енергія подається в мережу контролером, який має інтелектуальну стратегію управління енергією. Існують невеликі відмінності між результатами, отриманими для типового зимового дня та типового літнього дня. Ці відмінності зумовлені меншою кількістю годин сонячного випромінювання взимку та погодинними коливаннями інтенсивності сонячного випромінювання протягом дня. PV-системи виробляють енергію лише вдень, тоді як занурювальні насоси споживають енергію протягом усього дня. Тому PV-системи виробили 19% від загального споживання енергії насосами у типовий зимовий день та 29% у типовий літній день. Загальна ефективна енергія на виході PV-масивів залежить від багатьох факторів, таких як інтенсивність сонячного випромінювання, тривалість сонячного сьйва, тип PV-елементів, розташування панелей (широта, затінення), температура модулів, умови навколишнього середовища (температура, вологість, швидкість вітру, пил, опади тощо), системні втрати та ефективність перетворення DC–AC інвертором. Найважливішими з цих факторів є інтенсивність сонячного випромінювання та температура модулів. Крива загальної ефективної енергії на виході PV-масивів показує варіацію залежно від цих факторів. Крива досягає максимуму в години найбільшої інтенсивності сонячного випромінювання, а потім демонструє спад зі зменшенням інтенсивності. У типовий літній день крива має вищу максимальну точку, а площа під кривою є більшою. Це означає, що потужність та загальна ефективна енергія на виході PV-масивів є вищими влітку, ніж узимку. Крива енергії роботи насосів показує майже аналогічний цикл варіації з кривою загальної ефективної енергії на виході PV-масивів. Це можна пояснити високими потребами користувачів у воді в ті години, коли PV-масив виробляє найбільше енергії. Ці результати показують, що існує тісний взаємозв'язок між загальною ефективною енергією на виході PV-масивів та енергією роботи насосів.

Під час оцінки запропонованих систем слід враховувати не лише вироблення енергії, але й задоволення потреб користувачів у воді. На рисунках 6 і 7 показано потреби користувачів у воді, кількість перекачаної води (з

використанням електроенергії з мережі та PV-систем) та обсяг води, накопиченої у резервуарі протягом типового зимового та літнього дня відповідно. Занурювальні насоси споживають електроенергію з міської мережі вночі. Водночас потреба користувачів у воді вночі є низькою. Тому вночі більше води перекачується у резервуар для зберігання. Обсяг води в резервуарі у типовий зимовий день збільшується протягом ночі та досягає максимуму о 8:00 ранку. У типовий літній день обсяг води в резервуарі збільшується протягом ночі та досягає максимуму о 6:00 ранку. Після цих годин, коли обсяг води у резервуарі досягає максимального значення, занурювальні насоси починають живитися від PV-системи замість електроенергії з мережі. Оскільки під час низької інсоляції PV-системи виробляють менше енергії, насоси працюють на нижчій швидкості та перекачують менше води. Хоча PV-система виробляє найбільше енергії в ті години, коли потреби користувачів у воді є найвищими, достатня кількість води не може бути перекачана. Тому частина потреб користувачів у воді задовольняється за рахунок води, накопиченої у резервуарі. Однак вода у резервуарі закінчується о 14:00 у типовий зимовий день та о 12:00 у типовий літній день. Крім того, після годин, коли вода у резервуарі вичерпується, кількість води, перекачаної PV-системою, є меншою за потреби користувачів, і ці потреби не можуть бути задоволені. Через низький обсяг води, перекачаної у години, коли насоси живляться від PV-системи, система перекачування не може задовольнити потреби користувачів у воді не лише вдень, але й у деякі нічні години, коли попит на воду є високим.

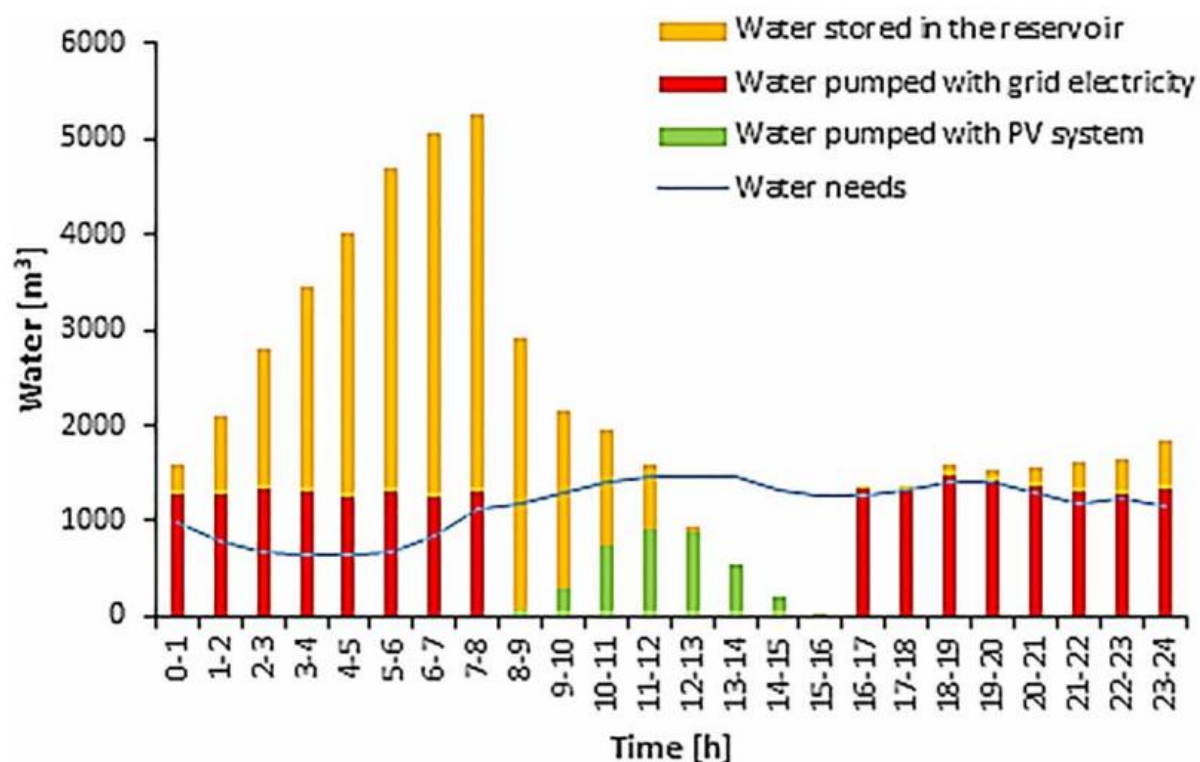


Рис. 2.6 Вода, перекачана, вода, накопичена, та потреби користувачів протягом типового зимового дня.

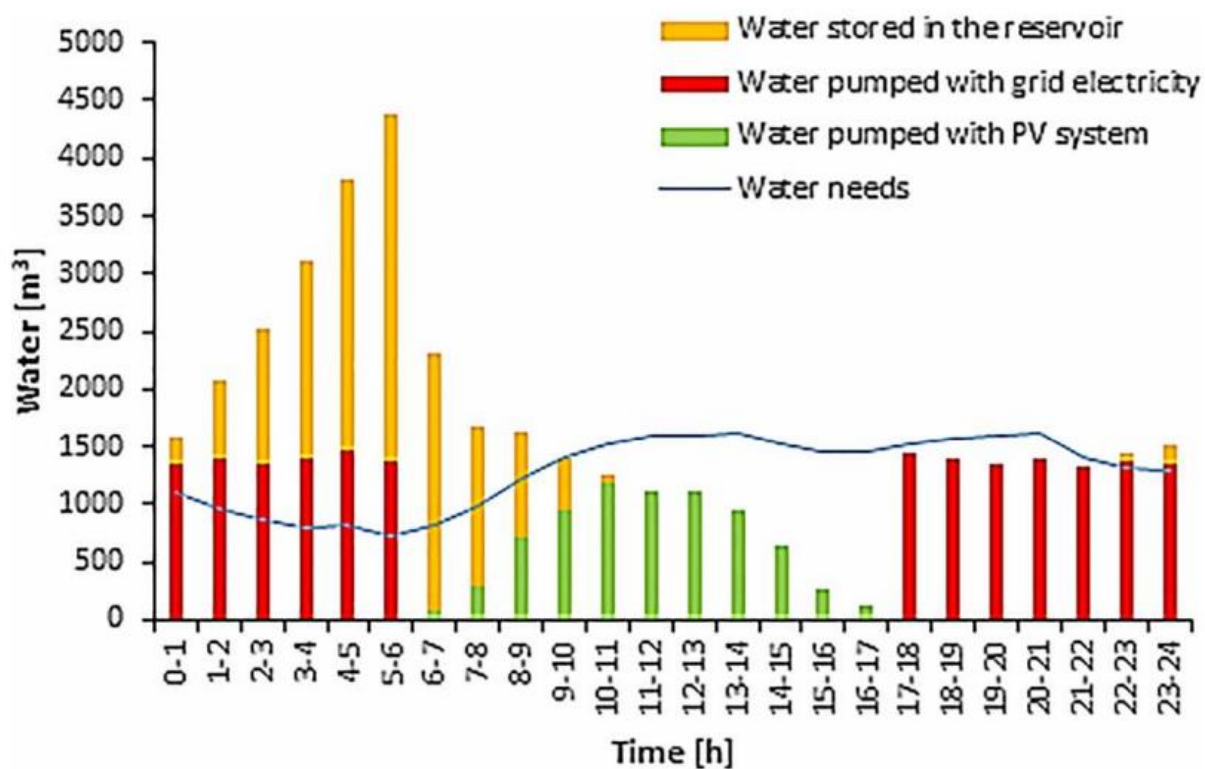


Рис. 2.7 | Вода, перекачана, вода, накопичена, та потреби користувачів протягом типового літнього дня.

Результати, отримані в цьому дослідженні, показали, що гібридна система водопостачання із запропонованою потужністю (670 кВт) може частково задовольнити потреби користувачів у воді, але не всі потреби. Реалізація наступних пропозицій може дозволити гібридній системі водопостачання задовольнити потреби користувачів у більшій мірі або повністю:

- Потужність PV-системи може бути збільшена для задоволення потреб у воді у більшому обсязі. Однак встановлення PV-масивів більшої потужності буде дорожчим і вимагатиме більших площ для монтажу. Тому для різних збільшень потужності найбільш відповідна потужність повинна визначатися шляхом техніко-економічної оцінки. При цьому слід також враховувати, чи є достатньо площ для встановлення PV-масиву у водозабірних районах.
- Якщо є достатньо місця для встановлення PV-масиву, може бути встановлена PV-система, здатна задовольнити всі потреби користувачів у воді. Така гібридна система водопостачання може забезпечувати всю необхідну енергію для занурювальних насосів протягом денних годин.
- Навіть якщо PV-система може забезпечити всю необхідну енергію для роботи занурювальних насосів вдень, вона не може забезпечити потрібну енергію у денні години, коли сонячне випромінювання є недостатнім, та у нічні години. У ці години потрібна енергія буде забезпечуватися з міської електромережі. Тому необхідно використовувати інтелектуальну систему управління енергією, щоб забезпечити оптимальні умови роботи гібридної системи водопостачання.

Загальний розмір водозабірної території Germiraltı становить 521,933 м². Оскільки 454,702 м² цієї території є зеленою зоною, вона не підходить для встановлення PV-системи. Однак площа 67,231 м² придатна для встановлення PV-системи і наразі є вільною. Для встановлення запропонованої PV-системи потужністю 670 кВт потрібно приблизно 5,600 м². З цих причин у водозабірній території Germiraltı є достатньо місця для встановлення PV-системи, яка може задовольнити всі потреби користувачів у воді.

Було проведено економічний аналіз гібридної системи водопостачання. Метою цього аналізу є визначення, чи буде встановлення PV-системи економічно

доцільним протягом 25 років (строк служби системи) (Rehman & Sahin 2016). Аналіз вартості та розрахунки періоду окупності були зроблені за методами, описаними у розділі «Матеріали та методи». Цей метод розрахунку періоду окупності ігнорує будь-які вигоди, що виникають після визначеного періоду часу, і не вимірює прибутковість (Reniers et al. 2016; Dincer & Abu-Rayash 2019). Крім того, у методі не враховується вартість грошей у часі та альтернативні витрати (Coker 2007; Reniers et al. 2016; Rout et al. 2021). Економічні розрахунки не включають ставку дисконту чи дисконтний коефіцієнт (Cheremisinoff et al. 2008). Економічні параметри, використані в цьому дослідженні, узагальнені у таблиці 8. При розгляді таблиці видно, що PV-система може виробляти 1,121,530 кВт·год енергії щорічно, заощаджуючи таким чином \$92,306 на витратах на енергію. Період окупності гібридної системи водопостачання може бути розрахований наступним чином за формулою (8):

$$PBP = \frac{0.651(\$/Wp) \cdot 670(kWp)}{92,306(\$/year)} = 4.7 (years)$$

Період окупності запропонованої гібридної системи водопостачання становить 4.7 років. Період окупності значно менший за строк служби запропонованої системи.

Мережево-підключена PV-система У цьому сценарії пропонується PV-система, повністю незалежна від насосної системи. Вся енергія, вироблена PV-системою, подається безпосередньо в міську електромережу. Насоси живляться повністю від міської електромережі. Обсяг перекачаної води не залежить від коливань сонячного випромінювання та інших кліматичних умов. Таким чином, мережево-підключена PV-система зменшує чисту потужність, що споживається занурювальними насосами з мережі, або, якщо має достатню потужність, задовольняє всі енергетичні потреби насосів.

Загальна потужність існуючих занурювальних насосів у водозабірній території Germiraltı становить 519 кВт (див. таблицю 3). З урахуванням втрат у PV-системі було проведено моделювання для визначення потужності PV-масиву, який забезпечить усю необхідну енергію для роботи насосів від сонця. У результаті

моделювання було визначено, що PV-система потужністю 1,620 кВтр буде відповідною. Характеристики запропонованої мережево-підключеної PV-системи наведені у таблиці 9. PV-система потужністю 1,620 кВтр з 5,400 PV-модулями та 27 інверторами подає в мережу 2,787.8 МВт·год/рік енергії. Система має середньорічний коефіцієнт продуктивності (PR) 85.7% та середньорічний добовий кінцевий вихід 4.71 год/день. Енергія, спожита занурювальними насосами, становить 2,764.1 МВт·год/рік. Цей результат показує, що запропонована мережево-підключена PV-система може повністю задовольнити загальні енергетичні потреби насосів. Надлишкова електроенергія може бути продана в мережу.

Таблиця 2.9 | Характеристики запропонованої мережево-підключеної PV-системи (1,620 кВтр)

Параметр	Значення
Потужність (кВтр)	1,620
Кількість PV-модулів	5,400
Потужність одного PV-модуля (Wp)	300
Кількість інверторів	27
Потужність інвертора (кВт)	50
Коефіцієнт продуктивності, PR	85.7
Кінцевий вихід, YF (год/день)	4.71
Річна загальна енергія, подана в мережу (МВт·год)	2,787.8
Відсоток споживання енергії, покритий PV-системою	100%

Рисунок 2.8 показує місячні коливання фактичного споживання енергії занурювальними насосами та енергії, поданої в мережу PV-системою. Енергія, подана в мережу PV-системою, є функцією інсоляції. Отже, більше енергії виробляється PV-системою у літні місяці, коли інсоляція зростає. У липні та серпні, коли тривалість сонячного саява і кількість отриманої сонячної енергії є

найвищою, кількість енергії, поданої в мережу, також є найвищою. З іншого боку, занурювальні насоси споживають найбільше енергії у серпні та жовтні. Річна загальна енергія, подана мережево-підключеною PV-системою в електромережу, задовольняє загальну річну потребу занурювальних насосів в енергії.

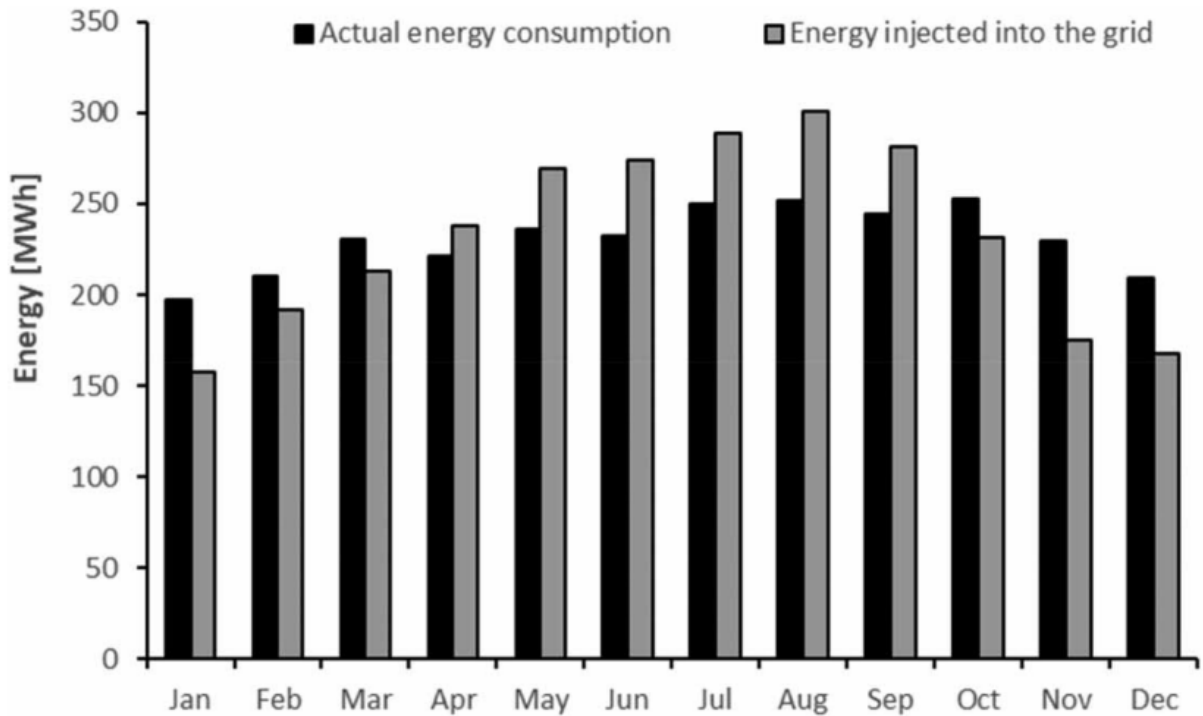


Рис. 2.8 Місячні коливання фактичного споживання енергії занурювальними насосами та енергії, поданої в мережу PV-системою.

Рисунок 2.9 показує місячні коливання коефіцієнта продуктивності, коефіцієнта використання потужності та кінцевого виходу для PV-системи. Оскільки коефіцієнт використання потужності та кінцевий вихід є функціями енергії, поданої в мережу, і коефіцієнт використання потужності, і кінцевий вихід зростають улітку та зменшуються взимку. Коефіцієнт використання потужності змінювався від 13.1% (січень) до 25% (серпень), тоді як кінцевий вихід змінювався від 3.14 год/день (січень) до 5.99 год/день (серпень). Найвищий коефіцієнт продуктивності було отримано у січні (93.7%), а найнижчий — у серпні (80.4%). Середньорічні значення коефіцієнта продуктивності, коефіцієнта використання потужності та кінцевого виходу запропонованої системи становлять відповідно 85.7%, 19.6% та 4.71 год/день.

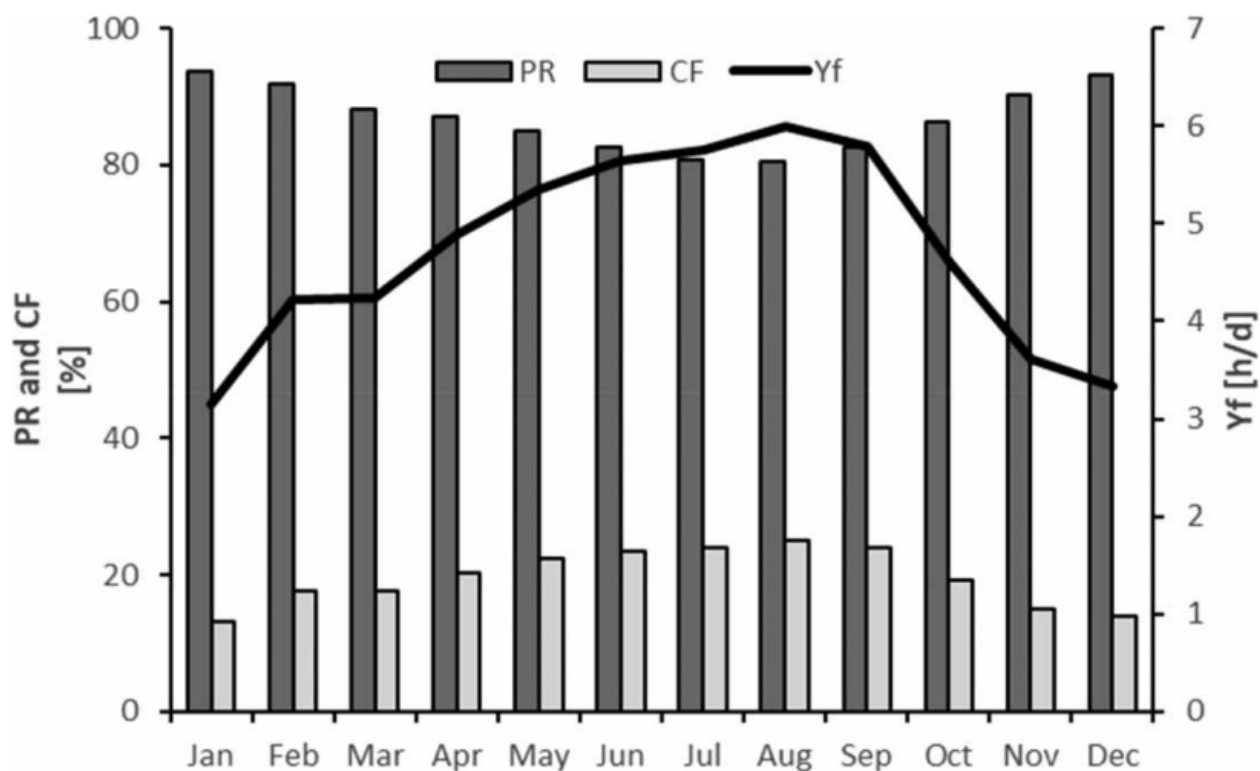


Рисунок 2.9 Місячні коливання коефіцієнта продуктивності, коефіцієнта використання потужності та кінцевого виходу для PV-системи.

Рисунок 1.9 показує місячні коливання середніх добових втрат захоплення та системних втрат запропонованої PV-системи. Системні втрати змінювалися від 0.064 год/день у січні до 0.145 год/день у серпні, тоді як втрати захоплення змінювалися від 0.148 год/день у січні до 1.316 год/день у серпні. І втрати захоплення, і системні втрати досягали найнижчих значень, особливо у холодні та менш сонячні місяці. Середньорічні добові значення втрат захоплення та системних втрат становлять відповідно 0.681 та 0.105 год/день.

Було проведено економічний аналіз мережево-підключеної PV-системи. Метою цього аналізу є визначення, чи буде встановлення мережево-підключеної PV-системи економічно доцільним протягом 25 років (строк служби системи) (Rehman & Sahin 2016). Таблиця 10 узагальнює економічні параметри, використані в цьому дослідженні. Розгляд таблиці показує, що річне виробництво енергії PV-системи становить 2,787,800 кВт·год, а річна економія енергії — \$250,902. На основі формули, наведеної у рівнянні (8), період окупності мережево-підключеної PV-системи розраховується наступним чином:

$$PBP = \frac{0.639(\$/Wp) \cdot 1,620(kWp)}{250,902(\$/year)} = 4.1 \text{ (years)}$$

Період окупності запропонованої мережево-підключеної PV-системи було розраховано як 4.1 року. Цей короткий період окупності показує, що встановлення мережево-підключеної PV-системи є економічно конкурентоспроможним. Низькі експлуатаційні та обслуговувальні витрати роблять PV-системи ще більш конкурентними.

Таблиця 1.11 надає порівняльне узагальнення результатів, отриманих для гібридної системи водопостачання та мережево-підключеної PV-системи. Важливо підкреслити такі результати: • Гібридна система водопостачання може задовольнити лише частину енергетичних потреб занурювальних насосів. Однак мережево-підключена PV-система може задовольнити всі ці енергетичні потреби. • Період окупності мережево-підключеної PV-системи є коротшим, ніж у гібридної системи водопостачання.

Parameter	Hybrid-powered water pumping system	Grid-connected PV system
Annual energy consumed by the submersible pumps (MWh)	2,764.1	2,764.1
Total capacity (kWp)	670	1,620
Percentage of energy consumption covered by the PV system	40.6%	100%
The initial investment cost of the PV system (\$)	436,170	1,035,180
Annual energy production (MWh)	1,121.53	2,787.8
Annual energy saving (\$)	92,306	250,902
Payback period (years approximately)	4.7	4.1
Lifetime of the system (years)	25	25
Area required for the installation of the PV system (m ²)	5,600 m ²	13,500 m ²

Оскільки потужність мережево-підключеної фотоелектричної системи є більшою, ніж у гібридної енергетичної системи водопостачання, площа для її встановлення також має бути більшою. Якщо у водозбірних районах або поруч із ними є достатньо придатних ділянок для монтажу фотоелектричних модулів, слід віддати перевагу проєкту, у якому всі енергетичні потреби занурювальних насосів забезпечуватимуться від фотоелектричної системи.

Гібридна система водопостачання та мережево-підключена фотоелектрична система локально генерують енергію, необхідну для роботи занурювальних насосів. Локальне виробництво енергії знижує витрати на електроенергію, запобігаючи втратам під час транспортування.

Локальне виробництво енергії може зменшити навантаження на місцеву мережу. Водночас постає питання: чи достатньо міцна загальна мережа для поглинання централізованої генерації сонячної енергії?

Адаптація або модернізація малих систем із впровадженням відновлюваних джерел для локального використання часто створює додаткові втрати. Ці втрати можна зменшити або уникнути їх завдяки оптимізованому проєктуванню та застосуванню інтелектуальної стратегії енергоменеджменту.

Інтеграція запропонованої SPVWPS до електромережі провінції Кайсері

У Туреччині діє 10 457 електростанцій із загальною встановленою потужністю 99 819,6 МВт (TEİAŞ, 2021). Через швидке зростання населення та розвиток промисловості енергетичні потреби країни постійно збільшуються. Відповідно зростає й виробництво електроенергії. Інфраструктура генерації та розподілу електроенергії Туреччини є потужною. Вона має мережеву структуру, здатну безперешкодно інтегрувати виробництво електроенергії з відновлюваних джерел у систему, що базується на викопному паливі.

Станом на 2020 рік у провінції Кайсері встановлена електрична потужність становила 2 688 МВт. Було розподілено 2 353 ГВт·год електроенергії серед 770 120 абонентів через 26 008 км мережі, 8 136 трансформаторів, 6 785 км кабелів підземної прокладки та 19 223 км повітряних ліній (KSETAŞ, 2020). Існуюча інфраструктура та накопичений досвід свідчать, що мережа розподілу електроенергії Кайсері є міцною і запропонована у дослідженні фотоелектрична система може бути легко інтегрована до міської електромережі.

У Туреччині працює 8 389 сонячних електростанцій (SPP) із загальною встановленою потужністю 7 815,6 МВт (TEİAŞ, 2021). Провінція Кайсері, де проводилося дослідження, займає 4-те місце серед провінцій країни за встановленою потужністю сонячних електростанцій — понад 150 МВт (Atlas of Energy, 2021). У Туреччині та в Кайсері електроенергія, вироблена на сонячних

електростанціях у денний час, постачається до міської мережі, перевищуючи місцеві потреби. У нічні години, коли сонячні електростанції не виробляють електроенергію, місцевий попит задовольняється за рахунок існуючої традиційної мережі. Існуючі сонячні електростанції у Кайсері працюють без проблем з точки зору інтеграції у міську електромережу.

Таким чином, запропонована сонячна електростанція, що планується у водозбірному районі провінції Кайсері, зможе працювати без проблем у плані інтеграції до міської електромережі, як і інші сонячні електростанції.

Це дослідження було проведене для визначення технічної та економічної доцільності використання сонячної фотоелектричної енергії з метою зменшення споживання електроенергії з мережі занурювальними насосами в системах міського водопостачання провінції Кайсері. Окрім моделювання, у водозбірному районі KASKI Germiraltı здійснювався моніторинг, і в період з листопада 2019 року по листопад 2020 року було зібрано дані в реальному часі щодо обсягів перекачаної води та спожитої енергії занурювальними насосами. Було проаналізовано та оцінено два різні сценарії: «гібридна система водопостачання» та «мережево-підключена фотоелектрична система». Проєктування, моделювання та симуляції обох запропонованих систем виконувалися за допомогою програмного забезпечення PVsyst v7.02.

Специфічне енергоспоживання розраховано як $0,240 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{м}^3$. Гібридна система водопостачання потужністю 670 кВтр, яка відповідає максимальній потужності існуючих занурювальних насосів у водозбірному районі Germiraltı, забезпечує приблизно 40,6% річного попиту на електроенергію насосів. Така система може частково задовольнити потреби користувачів у воді, але не повністю. Мережево-підключена фотоелектрична система потужністю 1 620 кВтр здатна забезпечити всі річні енергетичні потреби занурювальних насосів. Однак водозбірні райони міських систем водопостачання повинні мати достатньо площі для встановлення фотоелектричної системи такої потужності. Надлишок виробленої електроенергії може бути проданий у мережу. Перевагами мережево-підключеної системи є простота, повна незалежність від насосної системи та те, що кількість перекачаної води не залежить від обсягів виробленої

фотоелектричної енергії. Період окупності гібридної системи становить 4,7 року, а мережево-підключеної — 4,1 року. Отримані результати дозволяють зробити висновок, що використання сонячної фотоелектричної енергії для забезпечення потреб занурювальних насосів у міських системах водопостачання є економічно конкурентоспроможним.

Результати для Кайсері показали, що забезпечення енергії для занурювальних насосів за допомогою фотоелектричних систем у міських системах водопостачання створить значні технічні, фінансові та екологічні переваги. Туреччина має високий потенціал сонячної енергії, тому надзвичайно важливо, щоб центральні та місцеві органи влади розширювали використання фотоелектричних систем у міських водопостачальних об'єктах. Крім того, Туреччина ратифікувала «Паризьку угоду» Законом № 7335 від 6 жовтня 2021 року. Цей закон накладає важливі екологічні та соціальні зобов'язання на країну. Забезпечення енергії для занурювальних насосів у міських системах водопостачання за рахунок сонячної фотоелектричної енергії замість викопного палива стане вагомим внеском у виконання зобов'язань Туреччини за «Паризькою угодою». У майбутньому ця робота буде поширена на водозбірні райони інших провінцій Туреччини.

РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА СПРОЩЕНОЇ ТЕХНОЛОГІЧНОЇ СХЕМИ ВОДОПОСТАЧАЛЬНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ З ГРАВІТАЦІЙНИМ РІДИННИМ НАКОПИЧУВАЧЕМ ЕНЕРГІЇ

3.1 Визначення загальних принципів проєктування спрощеної технологічної схеми фотоелектричних електростанцій

Розробка спрощених технологічних схем базується на таких основних принципах:

- принцип невибагливого споживача;
- принцип цільового використання;
- принцип зменшення ступенів перетворення енергії;
- принцип використання елементів схем за подвійним призначенням.

Принцип невибагливого споживача

Концепція невибагливого споживача передбачає, що низка споживачів електричної енергії можуть корисно та ефективно споживати електричну енергію, але при цьому не вимагають від системи електропостачання дотримання вимог їх категорійності згідно з Правилами улаштування електроустановок. Тобто їх умовно можна назвати споживачами четвертої категорії. Таким чином невибагливий споживач енергії – це споживач, який не висуває жорстких умов по синхронізації графіків генерації та споживання, а задовольняється певною кількістю енергії за період часу. При цьому перерви в електропостачанні та стохастична зміна потужності споживання електричної енергії не завдають суттєвої шкоди технологічному процесу споживача. До прикладів таких невибагливих споживачів можна віднести:

- системи водопостачання з функцією накопичення;
- системи опалення з функцією накопичення;
- окремі обчислювальні комп'ютерні системи;
- системи промислового електролізу водневої енергетики;

- системи гарячого водопостачання з функцією накопичення теплової енергії;
- окремі системи кондиціонування повітря промислових об'єктів;
- окремі системи вентиляції.

Режим роботи таких споживачів може відповідати можливостям нестабільної генерації електричної енергії такими слабкопрогнозованими в поточному часі джерелами живлення як вітрові та сонячні електростанції.

Принцип цільового використання

Електрична енергія є самим універсальним видом енергії, проте вона потребує постійного регулювання та вимагає чіткого дотримання показників якості електричної енергії. При цьому сучасна уніфікація параметрів процесу електропостачання не дозволяє приєднувати не стандартизованих споживачів та джерела живлення, тому, що це порушує сам технологічний процес електропостачання.

Проте за умови автономного споживання електроенергії цей процес може мати значні відхилення від загальних стандартів об'єднаних мереж і при цьому згенерована електрична енергія буде корисно споживатися. Звісно такої переваги як універсальність така система буде позбавлена, тому розроблені фотоелектричні електростанції будуть мати суто цільове призначення та не зможуть працювати синхронно в загальних електричних мережах.

Принцип зменшення ступенів перетворення енергії

Відомо, що будь яке перетворення енергії в технологічних системах відбувається з використанням певного обладнання та систем. Також відомо, що будь який технологічний пристрій має коефіцієнт корисної дії менше одиниці та має втрати. Тому велика кількість ступенів перетворення енергії в будь якому разі буде зменшувати загальний ККД системи. Зменшення ступенів трансформації енергії дозволить підвищувати ККД всієї системи.

За принципом зменшення ступенів перетворення енергії зі складу технологічних схем фотоелектричних електростанцій виключається ланка перетворення постійного струму на змінний, а основним споживачем стає двигун постійного струму та інші споживачі постійного струму.

Принцип використання елементів схем за подвійним призначенням

Принцип спрощення технологічних схем передбачає також зменшення кількості вузлів та елементної бази електростанцій, що значно здешевшує кінцевий результат. Тому за цим принципом передбачається, що технологічні елементи схем окрім своєї прямої функції виконують додаткові функції. Наприклад вода окрім свого прямого призначення водопостачання може бути використана як робоче середовище гравітаційних накопичувачів енергії, а опорні конструкції та перепад висот водонапірної вежі може слугувати основною верхнього та нижнього б'єфів гідроакумуючої мікроелектростанції, також опорні конструкції водонапірної вежі можуть використовуватися як основа для монтажу фотоелектричних модулів, тощо.

3.2 Розробка спрощеної технологічної схеми цільової водопостачальної фотоелектричної електростанції з рідинним гравітаційним накопичувачем енергії.

Відомі фотоелектричні електростанції з функцією накопичення виробленої енергії яка реалізована на базі хімічних акумуляторів [42,43,44]. Недоліками таких фотоелектричних електростанцій є:

- висока вартість обладнання яке призначене для зберігання енергії та інтеграції подібної електростанції до загальної електричної мережі яка становить більш ніж половину від загальної вартості фотоелектричної електростанції;

- складність конструкції яка обумовлена тим, що батарея хімічних акумуляторів та система інверторів є складними електротехнічним пристроями та потребують значних експлуатаційних витрат.

Відомі фотоелектричні станції які мають у своєму складі гравітаційні накопичувачі енергії та силові інвертори. [45]. Недоліком таких електростанцій є висока вартість інверторів та додаткова ступінь перетворення параметрів електричної енергії, що знижує їх коефіцієнт корисної дії.

Відомі фотоелектричні станції які мають у своєму складі гравітаційні перетворювачі енергії зі споживачем постійного струму, та стисненим повітрям у якості робочого середовища [46]. Недоліком таких електростанцій є малий коефіцієнт корисної дії внаслідок значних втрат енергії при її перетворенні за рахунок зміни тиску повітря.

Дана технологічна схема покликана вирішити наступні технічні задачі:

- спростити технологічну схему фотоелектричної електростанції з функцією накопичення енергії;
- оптимізувати режим енергоспоживання систем централізованого водопостачання;
- підвищити ефективність роботи силових агрегатів систем централізованого водопостачання;

- розширити галузь використання фотоелектричних електростанцій.

В основу технологічної схеми поставлено задачу удосконалення конструкції комплексу фотоелектричної електростанції, яка має засоби накопичення виробленої електричної енергії.

Поставлена задача вирішується тим, що дана корисна модель містить у своїй конструкції типову водонапірну вежу, водозабір, насос, двигун постійного струму, гідротурбіну, гідрогенератор, систему управління гідроагрегатом. Сукупність вказаних елементів утворюють рідинний гравітаційний накопичувач енергії. Робочим середовищем вказаного накопичувача є вода яка використовується одразу за двома призначеннями:

- за прямим призначенням для водопостачання споживачів.;
- як робоче середовище рідинного гравітаційного накопичувача енергії.

Дана технологічна схема відрізняється від відомих тим, що має суто цільове використання електричної енергії, яка генерується фотоелектричними модулями і витрачається виключно на роботу приводного двигуна постійного струму насоса нагнітача. При цьому двигун постійного струму живиться безпосередньо постійним струмом від фотоелектричних модулів.

Суть корисної моделі технологічної схеми пояснюється кресленням, де на рис. 2.1 зображено конструкцію фотоелектричної станції з гравітаційним рідинним накопичувачем енергії, а на рисунку 2.2 її узагальнену технологічну схему.

Фотоелектрична станція містить фотоелектричні модулі 1, резервуар верхнього б'єфу 2, систему управління генерацією електричної енергії 3, насос 4, приводний двигун постійного струму 5, гідротурбіну 6, синхронний генератор 7, резервуар нижнього б'єфу 8.

Фотоелектричні модулі 1 розташовані на опорних конструкціях водонапірної вежі резервуар якої 2 окрім прямого призначення використовується як резервуар верхнього б'єфу гравітаційного рідинного накопичувача енергії.

Фотоелектричні модулі 1 генерують електричну енергію постійного струму, яка живить двигун постійного струму 5, двигун постійного струму обертає робочий орган насоса нагнітача води 4 який нагнітає воду з резервуару нижнього б'єфу 8 у резервуар верхнього б'єфу 2 та утворює тиск водяного стовпа який дорівнює висоті водонапірної вежі. Під час використання води за прямим призначенням для централізованого водопостачання споживачів від неї відбирається її кінетична енергія руху за допомогою гідротурбіни 6. Дана енергія перетворюється на електричну енергію за допомогою синхронного генератора 7. Регулювання режимів роботи гідротурбіни 6 та генератора 7 відбувається за допомогою відповідної системи управління 3.

Застосування технологічної схеми моделі завдяки спрощеному цільовому використанню фотоелектричних модулів та використанню води як робочого середовища гравітаційного рідинного накопичувача енергії дозволяє значною мірою спростити та здешевити технологічну схему фотоелектричної електростанції з функцією накопичення енергії.

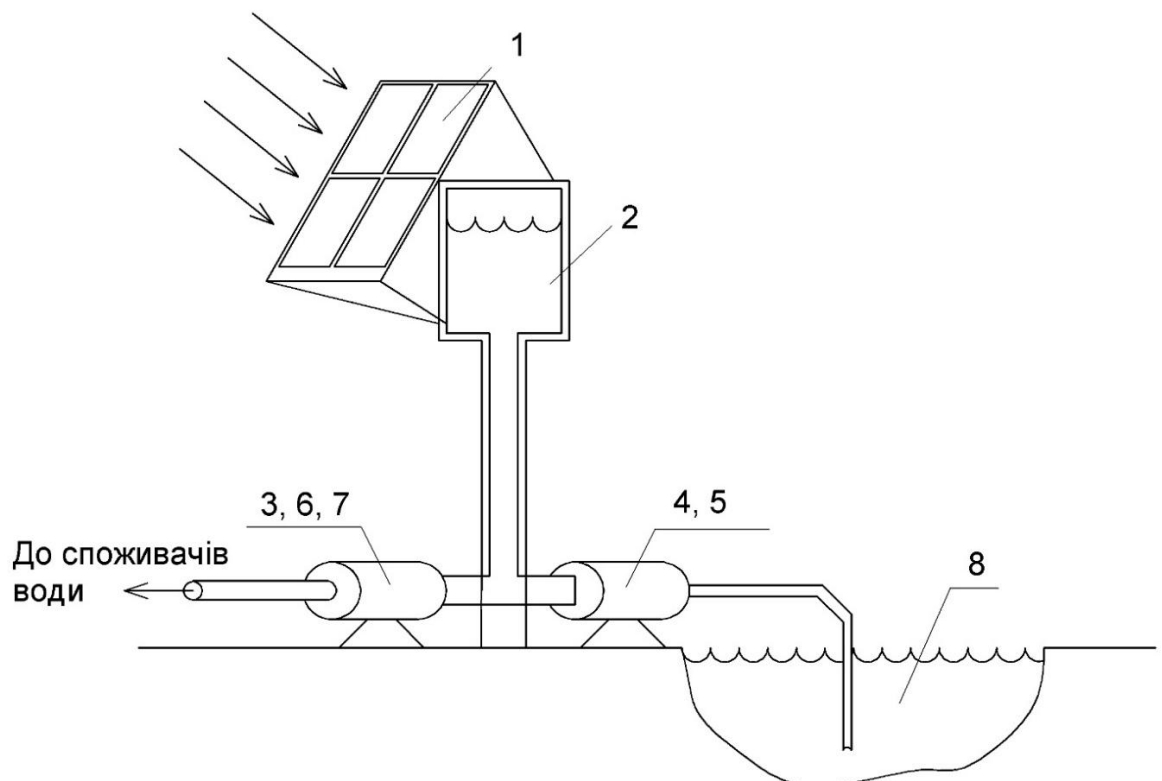


Рис. 2.1 Технологічна схема станції

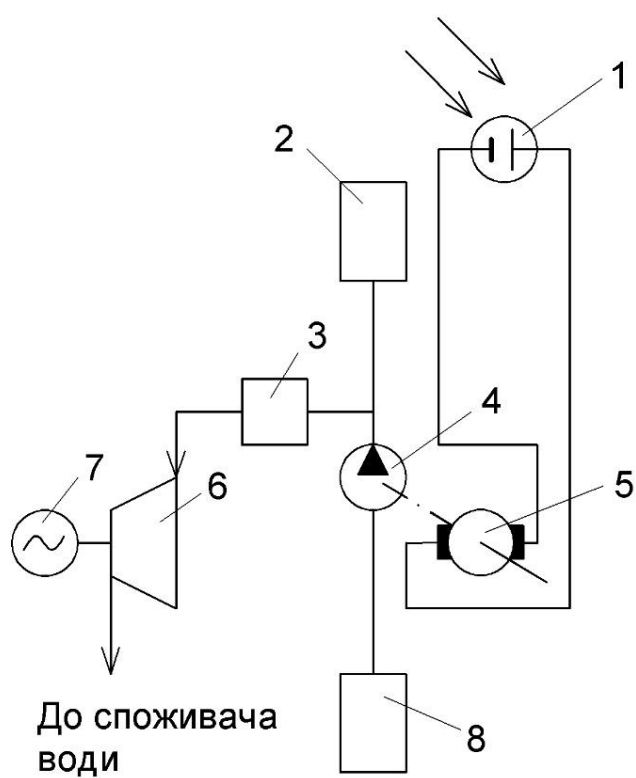


Рис. 2.2 Принципова електрична схема станції

РОЗДІЛ 4. ПРОЕКТУВАННЯ ЦІЛЬОВОЇ ВОДОПОСТАЧАЛЬНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

4.1 Аналіз вихідних даних на проєктування фотоелектричної електростанції

Вихідні умови на проєктування фотоелектричної електростанції для цільового використання для водопостачання фермерського господарства Харківської області відповідно до технічного завдання наведено в таблиці 2.12

Таблиця 4.12 Вихідні дані на проєктування фотоелектричної електростанції

Показник	Вимога	Од.вим	Кількісний показник
Розташування об'єкту	Харківська обл. Валківський р-н		49.904303, 35.712052
Тип електростанції за видом підключення до зовнішніх та внутрішніх мереж	Цільова, постійного струму	---	---
Бажана встановлена потужність фотоелектричних модулів		кВт	5
Бажана ємність засобів акумулювання енергії	Гравітаційне рідинне накопичення	м ³	50
Бажаний діапазон максимальної генерації електричної енергії	Максимально можливий за погодно-кліматичних умов	год.	10:00 – 15:00
Кліматичні умови району	Харківська область, Валківський р-н		
Бажаний річний обсяг згенерованої електричної енергії	Під власне споживання	кВт*год	5000

Відповідно до план-карти об'єкту та бажаного часу максимального навантаження визначимо максимально можливу кількість панелей фотоелектричних модулів, які розташовуються на землі та на опорних конструкціях водонапірної вежі та орієнтовані на південь. Визначення кількості фотоелектричних модулів відбувається на підставі проєктування їх розміщення по покрівлі об'єкту (рис. 3. 3)

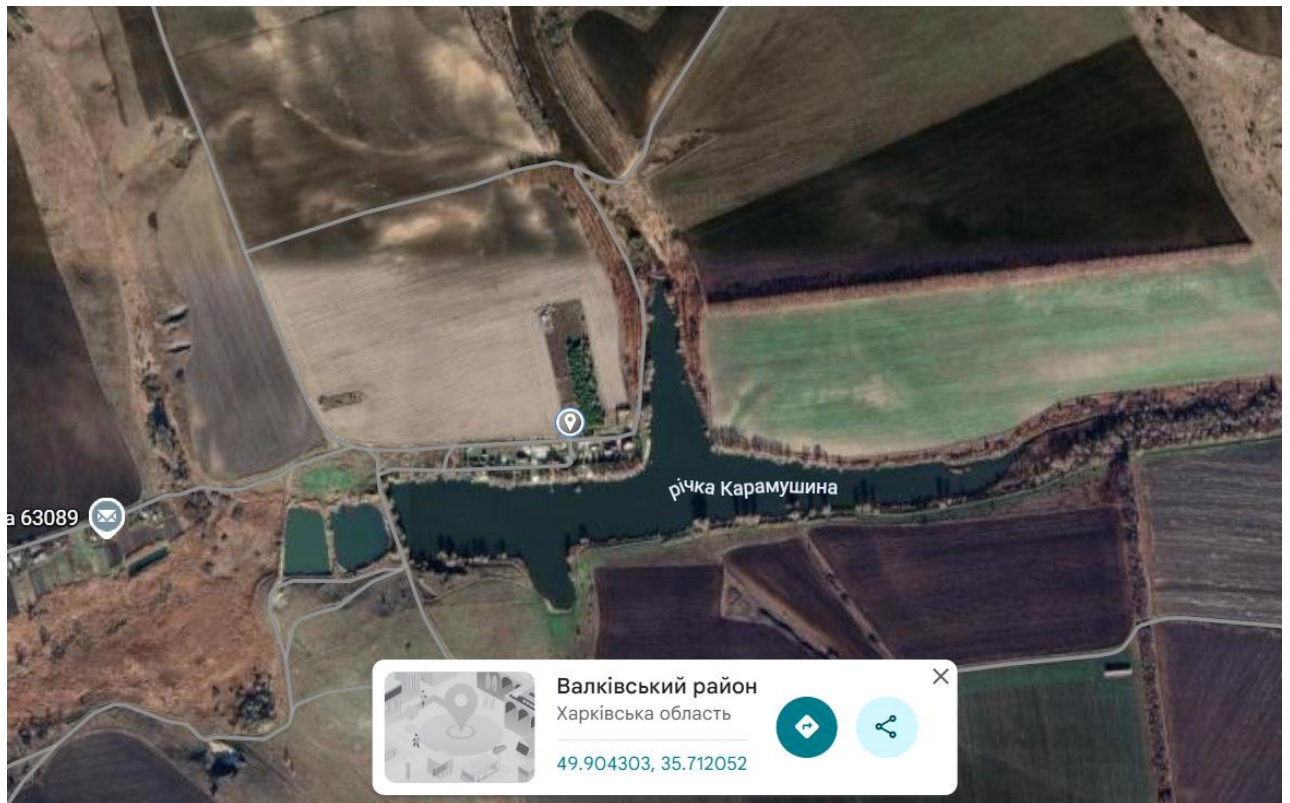
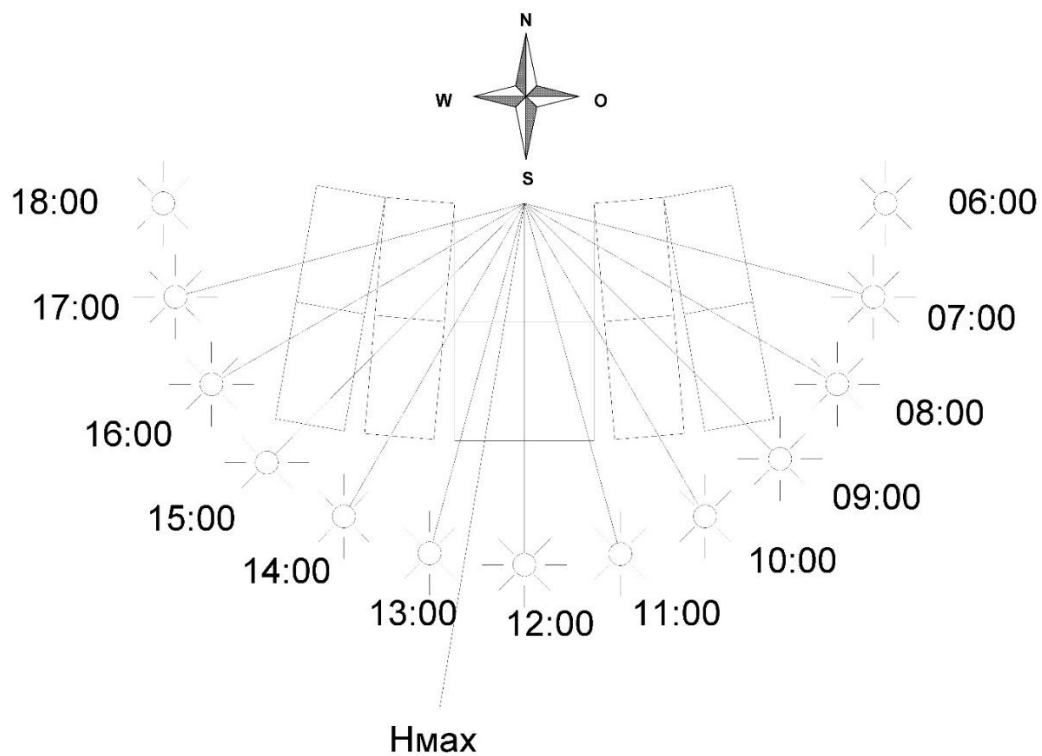


Рис. 3.2 План-карта об'єкту



Дані геолокації
49.904303,
35.712052

Харківська обл,
Валківський р-н

Кількість модулів - 12 шт

Рис. 4.3 План розміщення фотоелектричних модулів на покрівлі об'єкту

Відповідно до плану розміщення фотоелектричних модулів маємо такі базові показники сонячної електростанції (таблиця 2.13)

Таблиця 4.13 Базові показники сонячної електростанції

Показник	Одиниця виміру	Значення
Кількість фотоелектричних модулів	шт.	12
Тип фотоелектричних модулів	---	Монокристалічні
Встановлена потужність одиниці фотоелектричного модулю	кВт	0,44
Загальна встановлена потужність електростанції	кВт	5,28

Визначимо очікувану річну генерацію електростанції за формулою:

$$W = P \times H \times PH,$$

де P – сумарна встановлена потужність фотоелектричних модулів, кВт

H – середньорічна сонячна інсоляція у вибраному кліматичному регіоні, кВт*год/м²

PH – коефіцієнт продуктивності роботи електростанції, в.о.

Результати розрахунків наведені в таблиці 2.4.3.

Таблиця 4.14 Визначення очікуваної річної генерації сонячної фотоелектричної електростанції, яка проєктується

Сумарна встановлена потужність фотоелектричних модулів	Середньорічна сонячна інсоляція	Коефіцієнт продуктивності	Річна генерація електричної енергії СЕС
P	H	PH	W
кВт	кВт*год/м ²	в.о.	кВт*год
5,28	1125	0,8	4752

4.2 Визначення елементної бази сонячної електростанції

Перелік основних елементів сонячної електростанції, що проєктується відповідає принциповій технологічній схемі сонячної електростанції (рис. 3.4) та наведено в таблиці 3.14.

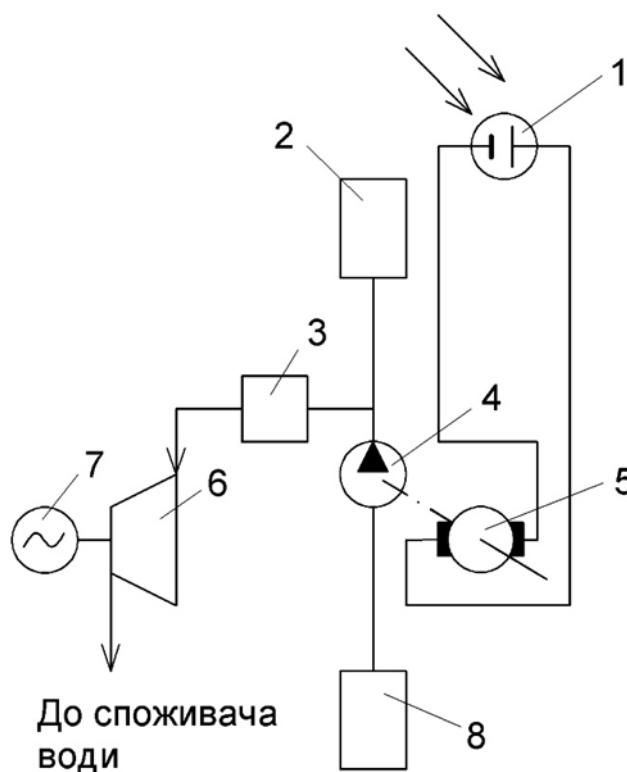


Рис. 4.4 Принципова технологічна схема сонячної фотоелектричної електростанції яка проєктується

Таблиця 4.15 Перелік елементної бази сонячної електростанції яка проєктується

Елемент	Тип	Посилання	Виробник
Двигун постійного струму			Китай
Фотоелектричні модулі	Tiger Neo N-type 54HL4R-BDV 420-440 Watt	https://jinkosolar.eu/wp-content/uploads/JKM420-440N-54HL4R-BDV-F1.2-EN-4.pdf	Китай
Акумуляторні блоки	Dyness B4850	https://magazzilla.com.ua/ua/p2343188942-akkumulyatornyj-blok-kvt.html?source=merchant_center&gad_source=1&gad_campaignid=21673251561&gbraid=0AAAAAqdLhGZNJkZjTaUR2VsfuoQqdrGTG&gclid=Cj0KCQiAo4TKBhDRARIsAGW29beKch3mjbOhf-joXrsAHnUaD0GgIw89Qp0Usmu4Bs n5V7uvB_6af2EaAtK-EALw_wcB	Китай

Таблиця 4.16 Технічні характеристики інвертора

Таблиця 4.15 Технічні характеристики фотоелектричних модулів

Mechanical Characteristics	
Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	108 (2×54)
Dimensions	1762×1134×30mm (69.37×44.65×1.18 inch)
Weight	22.0 kg (48.50 lbs)
Front Glass	1.6mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	1.6mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm , (-): 200mm or Customized Length

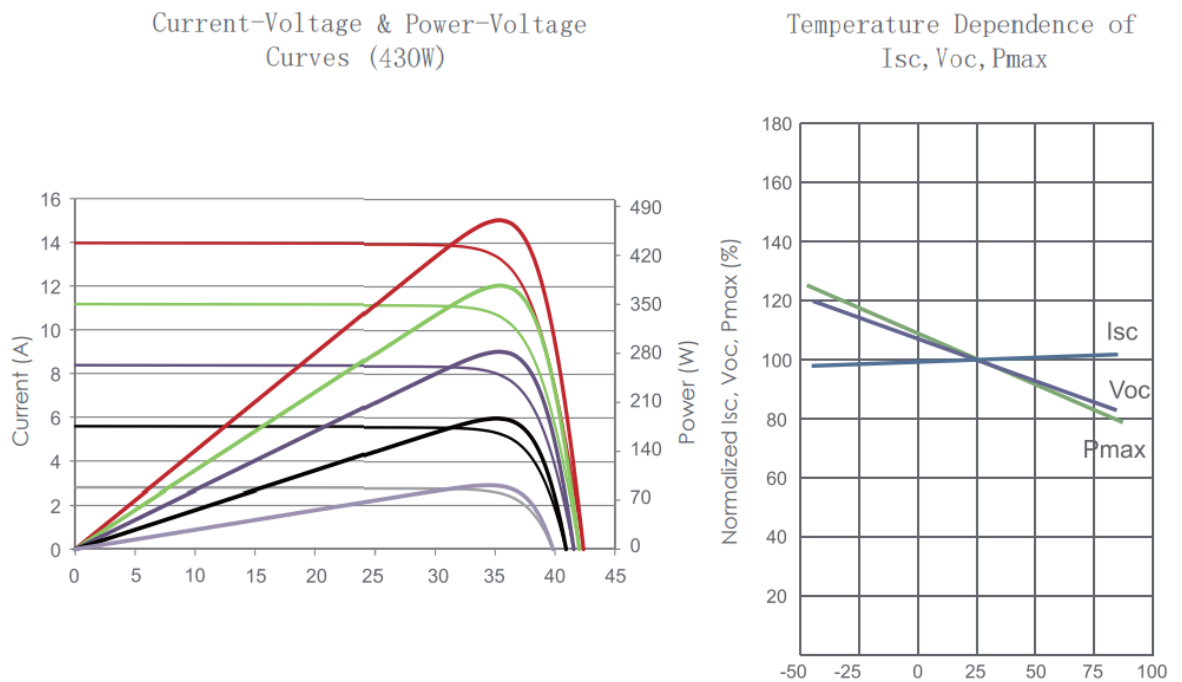


Рис. 4.7 Вольт-амперні та температурні характеристики фотоелектричних модулів

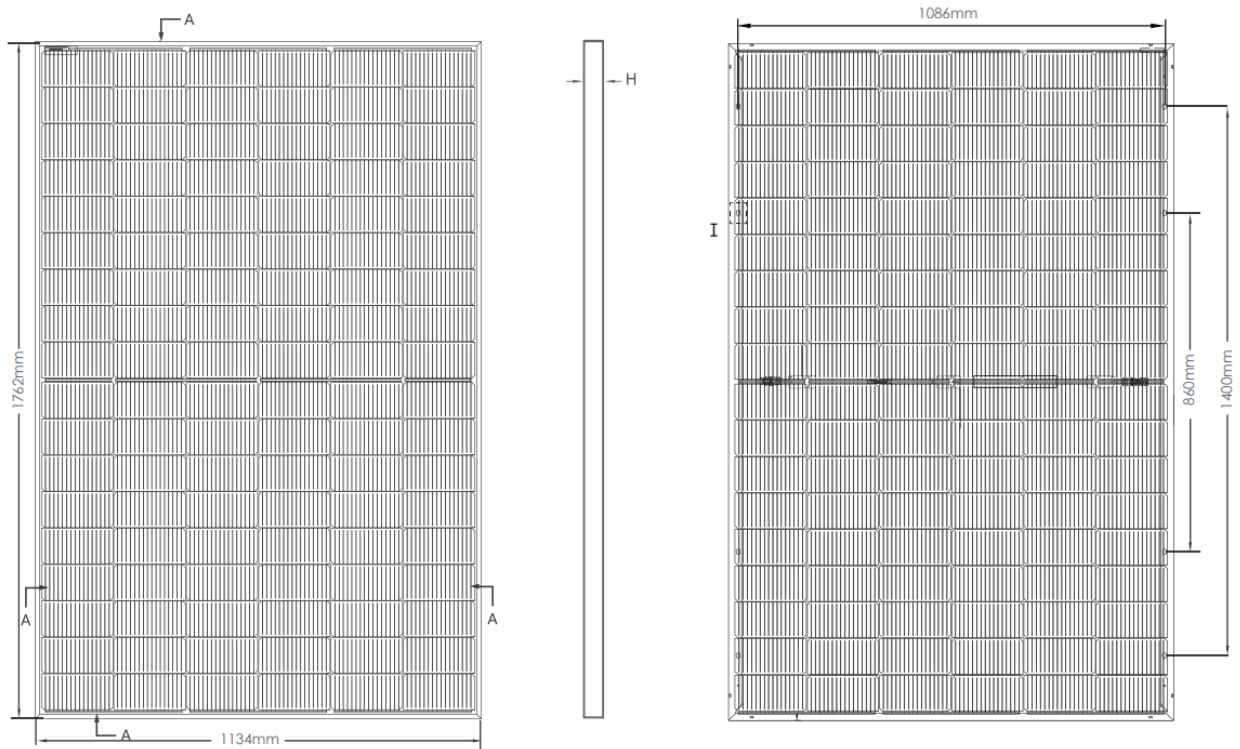


Рис. 3.8 Габаритні та монтажні розміри фотоелектричних модулів

Таблиця 3.16 Технічні характеристики акумуляторних блоків

Item	B4850 Parameter value
Nominal Voltage(V)	48
Work Voltage Range(V)	42~54
Nominal Capacity(Ah)	50
Nominal Energy(kWh)	2.4
Nominal Power(kW)	0.7
Max Power(kW)	2.4
1S Peak Power(kW)	2.64
1S Peak Current(A)	55
Charging Current(A)	25
Discharge Current(A)	25

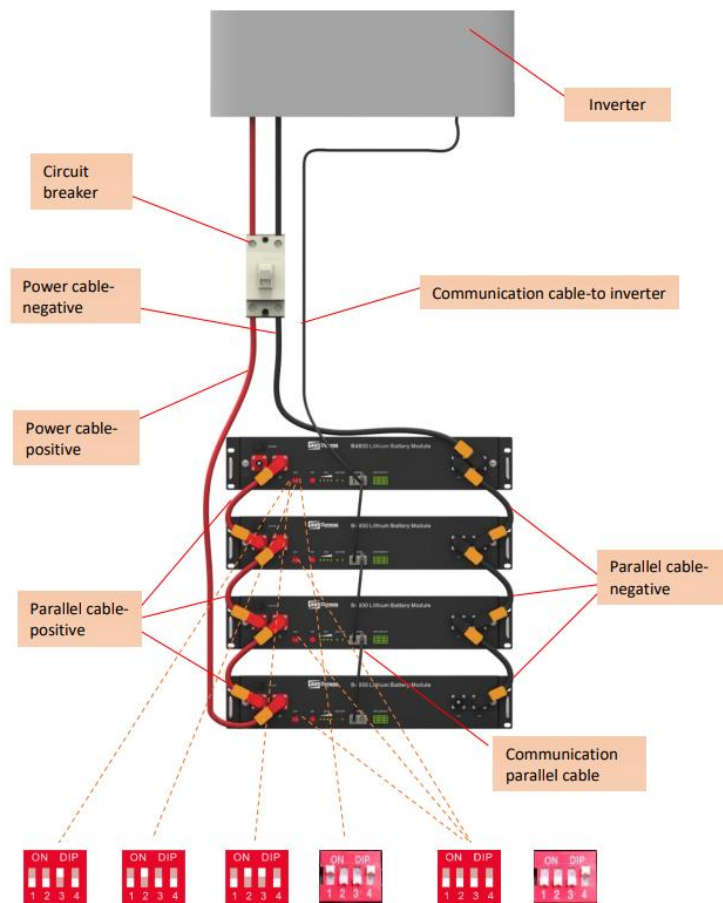
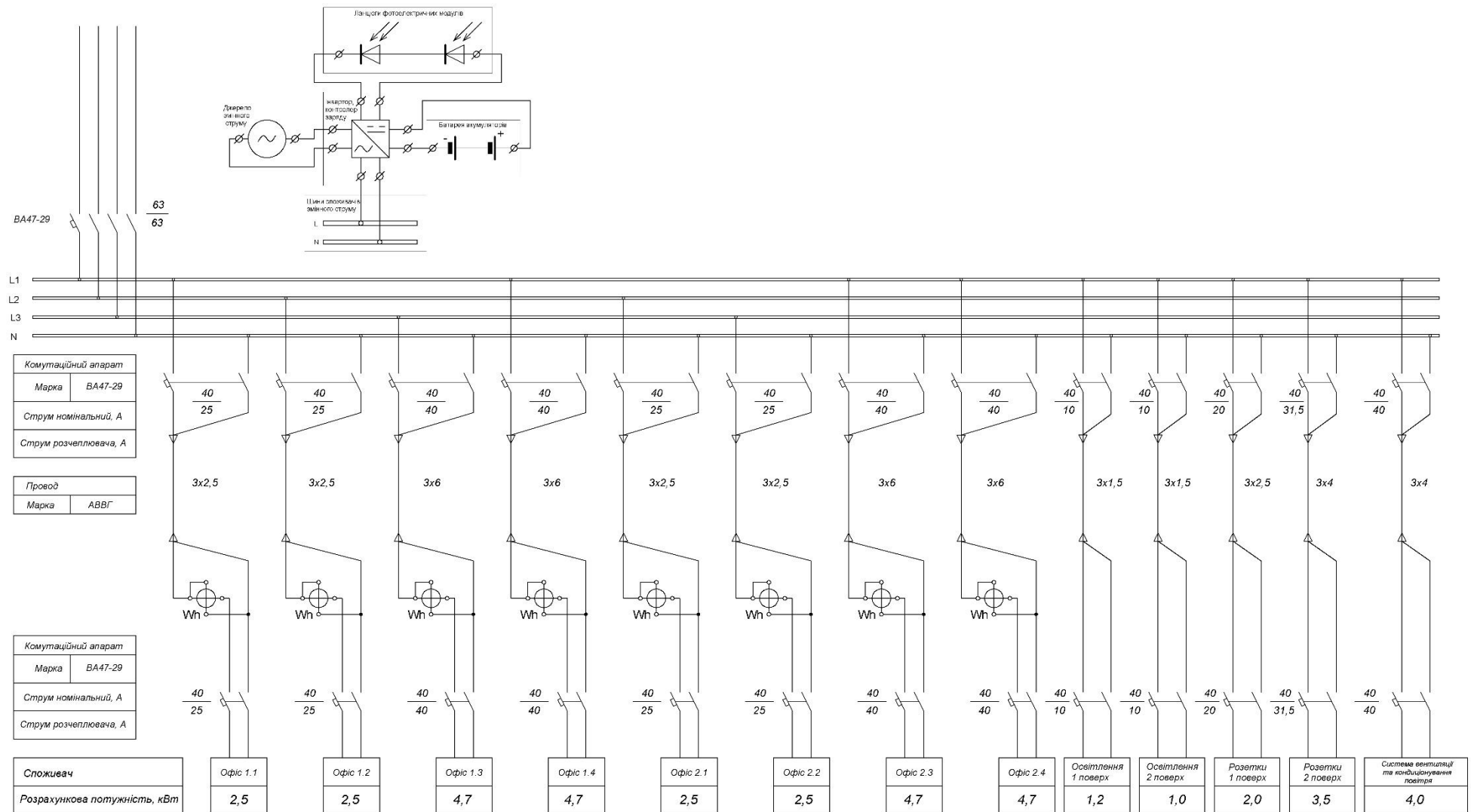


Рис. 4.9 Схема підключення акумуляторних блоків

4.3 Складання принципової однолінійної схеми системи комплексного електропостачання об'єкту

Спроектована однолінійна схема системи комплексного енергозабезпечення представлена на рис.3.10

Схема живлення споживачів — магістральна, резервне живлення забезпечується по фазі L1 від інвертора, який керує режимами роботи фотоелектричних модулів, дизель-генератора та акумуляторних батарей.



Висновки за розділом 4

У четвертому розділі роботи виконано ескізне проєктування цільової водопостачальної електростанції у Харківській області.

Розроблено структурну схему системи комплексного енергозабезпечення та здійснено проєктування системи електропостачання фермерського господарства із застосуванням трьох джерел живлення: централізованої електричної мережі, фотоелектричної сонячної електростанції та дизельного генератора. Окремо проведено проєктування фотоелектричної електростанції.

Визначено показники надійності функціонування системи розподілу електроенергії, що дозволяє оцінити ефективність та стійкість запропонованих рішень.

ВИСНОВКИ

Розробка та впровадження цільових фотоелектричних електростанцій зі спрощеною технологічною схемою є перспективним напрямом розвитку енергетики України. Це рішення поєднує технічну ефективність, економічну доцільність та екологічну безпечність, що відповідає сучасним вимогам сталого розвитку та міжнародним зобов'язанням держави.

У магістерській кваліфікаційній роботі виконано комплексне дослідження технічних та методологічних аспектів використання фотоелектричної сонячної енергії для потреб систем водопостачання та водовідведення.

Аналіз сучасного стану енергозабезпечення систем водопостачання та водоочистки показав, що традиційні джерела електроенергії характеризуються високими експлуатаційними витратами та екологічними ризиками. Використання фотоелектричних технологій у комунально-побутовому секторі дозволяє знизити залежність від централізованих мереж та забезпечити стале енергопостачання.

Розробка технологічних схем живлення систем очистки води підтвердила доцільність застосування комбінованих джерел енергії (мережа, сонячна електростанція, дизель-генератор), що підвищує надійність та гнучкість роботи об'єктів водопостачання.

Аналітичний огляд літератури та статистичні дослідження засвідчили значний міжнародний досвід використання фотоелектричних систем у міських водопостачальних комплексах. Визначено ключові тенденції розвитку галузі та обґрунтовано методику дослідження для умов України.

Проектування варіантів систем енергопостачання з використанням сонячних електростанцій дозволило сформулювати базові технічні рішення для інтеграції фотоелектричних технологій у міські системи водопостачання.

Розробка спрощеної технологічної схеми водопостачальної фотоелектричної електростанції з гравітаційним рідинним накопичувачем енергії показала можливість зниження вартості впровадження та підвищення

ефективності використання сонячної енергії за рахунок оптимізації структури системи.

Проектування цільової водопостачальної фотоелектричної електростанції для умов Харківської області підтвердило технічну та економічну доцільність застосування спрощених схем. Визначено елементну базу, складено однолінійну схему комплексного електропостачання та розраховано показники надійності системи.

Отримані результати свідчать, що використання фотоелектричних технологій у системах водопостачання забезпечує:

- зниження енергетичних витрат;

- підвищення екологічної безпеки;

- можливість автономної роботи у віддалених регіонах;

- розширення сфери застосування відновлюваних джерел енергії в комунальному секторі.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. L. Qoaider and D. Steinbrecht, "Photovoltaic systems: A cost competitive option to supply energy to off-grid agricultural communities in arid regions," *Appl. Energy*, vol. 87, no. 2, pp. 427–435, 2010.
2. Y. Bakelli, A. Hadj Arab, and B. Azoui, "Optimal sizing of photovoltaic pumping system with water tank storage using LPSP concept," *Sol. Energy*, vol. 85, no. 2, pp. 288–294, 2011.
3. G. D. P. da Silva and M. H. Sharqawy, "Techno-economic analysis of low impact solar brackish water desalination system in the Brazilian Semiarid region," *J. Clean. Prod.*, vol. 248, 2020.
4. S. Ould-Amrouche, D. Rekioua, and A. Hamidat, "Modelling photovoltaic water pumping systems and evaluation of their CO₂ emissions mitigation potential," *Appl. Energy*, vol. 87, no. 11, pp. 3451–3459, 2010.
5. J. K. Kaldellis, E. Meidanis, and D. Zafirakis, "Experimental energy analysis of a stand-alone photovoltaic-based water pumping installation," *Appl. Energy*, vol. 88, no. 12, pp. 4556–4562, 2011.
6. M. Al-Hrari, İ. Ceylan, K. Nakoa, and A. Ergün, "Concentrated photovoltaic and thermal system application for fresh water production," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 171, no. July 2019, 2020.
7. S. S. Chandel, M. Nagaraju Naik, and R. Chandel, "Review of solar photovoltaic water pumping system technology for irrigation and community drinking water supplies," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 49, pp. 1084–1099, 2015.
8. N. Pichel, M. Vivar, M. Fuentes, and K. Eugenio-Cruz, "Study of a hybrid photovoltaic-photochemical technology for meeting the needs of safe drinking water and electricity in developing countries: First field trial in rural Mexico," *J. Water Process Eng.*, vol. 33, Sep. 2020. ISSN: 2088-8708 *Int J Elec & Comp Eng*, Vol. 11, No. 3, June 2021 : 1962 – 1968 1968
9. S. Kiwan, M. Al-Nimr, and I. Salim, "A hybrid solar chimney/photovoltaic thermal system for direct electric power production and water distillation," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 38, Feb. 2020.

10. H. Xu, X. Ji, L. Wang, J. Huang, J. Han, and Y. Wang, "Performance study on a small-scale photovoltaic electrodialysis system for desalination," *Renew. Energy*, vol. 154, pp. 1008–1013, 2020.
11. S. Statkic, B. Jovanovic, A. Micic, N. Arsic, and S. Jović, "Adaptive neuro fuzzy selection of the most important factors for photovoltaic pumping system performance prediction," *J. Build. Eng.*, vol. 30, no. July 2019, pp. 1–6, 2020.
12. T. Vezin et al., "Borehole water level model for photovoltaic water pumping systems," *Appl. Energy*, vol. 258, Jul. 2020.
13. J. Dai et al., "Design and construction of floating modular photovoltaic system for water reservoirs," *Energy*, vol. 191, 2020.
14. R. J. Chilundo, G. A. Maúre, and U. S. Mahanjane, "Dynamic mathematical model design of photovoltaic water pumping systems for horticultural crops irrigation: A guide to electrical energy potential assessment for increase access to electrical energy," *J. Clean. Prod.*, vol. 238, 2019.
15. W. Shao et al., "Evaluation of a photovoltaic water-supply scheme for the surface water system in Xiamen, China," *Appl. Energy*, vol. 230, pp. 357–373, Aug. 2018.
16. M. Errouha, A. Derouich, B. Nahid-Mobarakeh, S. Motahhir, and A. El Ghzizal, "Improvement control of photovoltaic based water pumping system without energy storage," *Sol. Energy*, vol. 190, pp. 319–328, Aug. 2019.
17. A. de O. Ferreira, A. U. Brito, M. A. B. Galhardo, L. Ferreira, and W. N. Macêdo, "Modeling, control and simulation of a small photovoltaic-wind water pumping system without battery bank," *Comput. Electr. Eng.*, vol. 84, 2020.
18. S. El-Ghzizel, H. Zeggar, M. Tahaikt, F. Tiyal, A. Elmidaoui, and M. Taky, "Nanofiltration process combined with electrochemical disinfection for drinking water production: Feasibility study and optimization," *J. Water Process Eng.*, vol. 36, Feb. 2020.
19. M. Molinos-Senante and R. Sala-Garrido, "Energy intensity of treating drinking water: Understanding the influence of factors," *Appl. Energy*, vol. 202, pp. 275–281, Sep. 2017.

20. Y. Sun et al., "Characteristics of water quality of municipal wastewater treatment plants in China: implications for resources utilization and management," *J. Clean. Prod.*, vol. 131, pp. 1–9, Sep. 2016.
21. M. Elyaqouti, L. Bouhouch, and A. Ihal, "Modelling and Predicting of the Characteristics of a Photovoltaic Generator on a Horizontal and Tilted Surface," *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 6, no. 6, pp. 2257–2576, Dec. 2016.
22. Amirullah and A. Kiswantono, "Power Quality Enhancement of Integration Photovoltaic Generator to Grid under Variable Solar Irradiance Level Using MPPT-Fuzzy," *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 6, no. 6, pp. 2629–2642, Dec. 2016. M. Lal Azad, P. K. Sadhu, S. Das, B. Satpati, A. Gupta, P. Arvind, and R. Biswas, "An Improved Approach to Design a Photovoltaic Panel," *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, vol. 5, no. 3, pp. 515–520, Mar. 2017.
23. Syafii, R. Putra, and H. Putra, "Online Monitoring of Grid Connected Residential Photovoltaic System using Zigbee and Web Server," *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, vol. 7, no. 3, pp. 668–675, Sep. 2017.
24. A. Hassani, M. Maamoun, R. Tadriss, and A. Nesba, "A New High Speed and Accurate FPGA-based Maximum Power Point Tracking Method for Photovoltaic Systems," *International Journal of Power Electronics and Drive Systems*, vol. 8, no. 3, pp. 1335–1344, Sep. 2017.
25. J. Cunliang, W. Yanxiong, and W. Zerong, "Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Based on Improved Method," *TELKOMNIKA Telecommunication Computing Electronics and Control*, vol. 14, no. 2, pp. 404–410, Jun. 2016.
26. M. Satyanarayana and P. S. Kumar, "Analysis and Design of Solar Photovoltaic Grid Connected Inverter," *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Informatics*, vol. 3, no. 4, pp. 199–208, Dec. 2015.
27. C. Sharma and A. Jain, "Entrepreneurship Through Start-ups in Hill Areas Using Photovoltaic Systems," *Bulletin of Electrical Engineering and Informatics*, vol. 6, no. 2, pp. 105–121, Jun. 2017.

28. Coker, A. K. 2007 Cost estimation and economic evaluation. Ludwig's Applied Process Design for Chemical and Petrochemical Plants 1, 69–102.
- CSB. 2021 Unit Prices of Construction and Installations, Republic of Turkey, Ministry of Environment, Urbanization and Climate Change. Available from: <https://webdosya.csb.gov.tr/db/yfk/icerikler/bf-2021-ingilizce-20210809122118.pdf>
29. Cubukcu, M. & Gumus, H. 2020 Performance analysis of a grid-connected photovoltaic plant in eastern Turkey. Sustainable Energy Technologies and Assessments 39, 100724. Dincer, I. & Abu-Rayash, A. 2019 Energy Sustainability. Academic Press, Cambridge, MA.
30. Durin, B. & Margeta, J. 2014 Analysis of the possible use of solar photovoltaic energy in urban water supply systems. Water 6 (6), 1546–1561.
31. Elías-Maxil, J. A., Van Der Hoek, J. P., Hofman, J. & Rietveld, L. 2014 Energy in the urban water cycle: actions to reduce the total expenditure of fossil fuels with emphasis on heat reclamation from urban water. Renewable and Sustainable Energy Reviews 30, 808–820.
32. Foster, R., Ghassemi, M. & Cota, A. 2009 Solar Energy: Renewable Energy and the Environment. CRC press, Boca Raton, FL. Gad, H. E. & El-Gayar, S. M. 2009 Performance prediction of a proposed photovoltaic water pumping system at South Sinai, Egypt climate conditions. In Thirteenth International Water Technology Conference, IWTC13.
33. Ghoneim, A. A. 2006 Design optimization of photovoltaic powered water pumping systems. Energy Conversion and Management 47 (11–12), 1449–1463.
34. Jamil, M., Anees, A. S. & Rizwan, M. 2012 SPV based water pumping system for an academic institution. American Journal of Electrical Power and Energy Systems 1 (1), 1–7. KCETAŞ Annual Report 2020. Available from: <https://www.kcetas.com.tr/faaliyet-raporlari>.
35. Kolhe, M., Joshi, J. & Kothari, D. 2004 Performance analysis of a directly coupled photovoltaic water-pumping system. IEEE Transactions on Energy Conversion 19 (3), 613–618.

36. Mantri, S. R., Kasibhatla, R. S. & Chennapragada, V. K. B. 2020 Grid-connected vs. off-grid solar water pumping systems for agriculture in India: a comparative study. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 1–15.
37. Margeta, J. & Durin, B. 2017 Innovative approach for achieving sustainable urban water supply system by using solar photovoltaic energy. *Ingeniería E Investigación* 37 (1), 58–67.
38. Meah, K., Ula, S. & Barrett, S. 2008 Solar photovoltaic water pumping-opportunities and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12 (4), 1162–1175.
39. Merve, O. & Akkurt, Ş. 2017 Kayseri ilinin yenilenebilir enerji potansiyeli (Renewable energy potential of Kayseri). *Niğde Ömer Halisdemir Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi* 6 (2), 362–374.
40. Mokeddem, A., Midoun, A., Kadri, D., Hiadsi, S. & Raja, I. A. 2011 Performance of a directly-coupled PV water pumping system. *Energy Conversion and Management* 52 (10), 3089–3095.
41. Muljadi, E. 1997 PV water pumping with a peak-power tracker using a simple six-step square-wave inverter. *IEEE Transactions on Industry Application* 33 (3), 714–721.
42. Nayar, C., Vasu, E. & Phillips, S. 1993 Optimised solar water pumping system based on an induction motor driven centrifugal pump. In: *Proceedings of the IEEE 10th Conference on Computer, Communication, Control and Power Engineering*. Vol. 5, pp. 388–393.
43. Ong, S., Campbell, C., Denholm, P., Margolis, R. & Heath, G. 2013 Land-use requirements for solar power plants in the United States (No. NREL/TP-6a20-56290). National Renewable Energy Lab., NREL, Golden, CO.
44. Ozcan, O. & Ersoz, F. 2019 Project and cost-based evaluation of solar energy performance in three different geographical regions of Turkey: investment analysis application. *Engineering Science and Technology, an International Journal* 22 (4), 1098–1106.
45. Padmavathi, K. & Daniel, S. A. 2011 Studies on installing solar water pumps in domestic urban sector. *Sustainable Cities and Society* 1 (3), 135–141. PVsyst 2021. Available from: <https://www.pvsyst.com/help/> (accessed 6 October 2021).

46. Ramos, J. S. & Ramos, H. M. 2009 Solar powered pumps to supply water for rural or isolated zones: a case study. *Energy for Sustainable Development* 13 (3), 151–158.
47. Rehman, S. & Sahin, A. Z. 2016 A wind-solar PV hybrid power system with battery backup for water pumping in remote localities. *International Journal of Green Energy* 13 (11), 1075–1083.
48. Reniers, G., Talarico, L. & Paltrinieri, N. 2016 Cost-benefit analysis of safety measures. *Dynamic Risk Analysis in the Chemical and Petroleum Industry*, 195–205.
- Rodriguez, L. N. 2018 Solar Photovoltaic Array Sizing as an Initial Investment in SPVWPS in Megacities: The Case of Mexico City's Groundwater Wells. Master's Thesis, Environmental Technology & International Affairs, Wien, Austria.