

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва, транспорту та енергетики
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“Допущено до захисту”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
канд. техн. наук., професор
_____Петро ПЛЕШКОВ
“___” _____2023р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої
освіти
на тему
“ Вибір оптимального місця приєднання сонячної
електростанції до розподільної електричної
мережі ”

Виконав здобувач вищої освіти
2 курсу магістратури, групи ЕЕ-22М
ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Марина ЛЕКАРЬ
«___» _____2023 р.

Керівник роботи
канд. техн. наук, доцент
_____Валентин СОЛДАТЕНКО
«___» _____2023 р.

Рецензент _____

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електротехнічні системи електроспоживання»

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри ЕТС та ЕМ

канд. техн. наук, професор

Петро ПЛІШКОВ.

«___» _____ 2023 р.

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

Лекарь Марині Сергійвні

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Вибір оптимального місця приєднання сонячної
електростанції до розподільної електричної мережі

Choosing optimal location for connecting a solar power plant to the distribution
grid

2. Керівник роботи (проекту) Солдатенко Валентин Петрович, канд. техн. наук., доц.
(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту 28.12.2023 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) Метою роботи є
забезпечення нормативного рівня напруги у вузлах розподільної електричної
мережі з номінальною напругою 0,4 кВ за рахунок раціонального вибору
кількості, потужності та місця інтеграції сонячних електричних станцій.
Завдання роботи: 1. Розглянути стан питання розвитку відновлюваної
енергетики в світі та Україні і питання їх використання в розподільних
електричних мережах. 2. Розробити математичну модель розподільної
електричної мережі та дослідити режими її роботи за умови зміни величини
навантаження у вузлах. 3. Дослідити вплив інтеграції генеруючих
потужностей сонячних електростанцій у вузли розподільної мережі на
режим напруги в них з визначенням доцільного місця установки
електростанцій, їх кількості та потужності. 4. Виконати розрахунок
техніко-економічних показників заходів із модернізації розподільної
електричної мережі. 5. Розробити заходи із охорони праці та техніки
безпечної експлуатації сонячних електростанцій.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>10.10.2023 р.</i>	
2	<i>Огляд потенціалу галузі сонячної енергетики та особливостей фотоджерел енергії для розподільних електричних мереж</i>	<i>13.10.2023 р.</i>	
3	<i>Синтез моделі розподільної мережі електроживлення та аналіз режиму напруги у вузлах схеми</i>	<i>25.10.2023 р.</i>	
4	<i>Визначення місця інтеграції електростанцій розподіленої генерації та розрахунок необхідного їх числа та кількісних показників потужності</i>	<i>30.10.2023 р.</i>	
5	<i>Техніко-економічний розрахунок заходів по модернізації електричної мережі</i>	<i>15.11.2023 р.</i>	
6	<i>Охорона праці</i>	<i>30.11.2023 р.</i>	
7	<i>Загальні висновки</i>	<i>07.12.2023 р.</i>	
8	<i>Оформлення пояснювальної записки КР</i>	<i>11.12.2023 р.</i>	
9	<i>Оформлення презентаційної частини КР</i>	<i>15.12.2023 р.</i>	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2023 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2023 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Лекарь М.С. Вибір оптимального місця приєднання сонячної електростанції до розподільної електричної мережі.

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання». – Центральноукраїнський національний технічний університет. – м. Кропивницький, 2023р.

Метою роботи є забезпечення нормативного рівня напруги у вузлах розподільної електричної мережі з номінальною напругою 0,4 кВ за рахунок раціонального вибору кількості, потужності та місця інтеграції сонячних електричних станцій.

Досліджено темпи впровадження енергії відновлюваних джерел в світі.

Розглянуті особливості використання сонячних електростанцій в якості генеруючих потужностей в розподільній електричній мережі.

Побудована математична модель електричної розподільної мережі напругою 0,4 кВ та з її допомогою проаналізовані режими напруги у вузлах схеми за умов зміни потужності вузлового споживання в діапазоні 50 % - 100 %.

Для змодельованої схеми було визначено можливі варіанти місця включення їх у вузли мережі та величина генеруючих потужностей для забезпечення допустимого профілю рівня напруги у вузлах.

Для оптимальних варіантів інтеграції потужності були розраховані техніко-економічні показники для випадку застосування в якості генераторів сонячних електростанцій.

Ключові слова: розподільна електрична мережа, вузол електричної схеми, режим напруги мережі, допустимий рівень напруги, сонячна електростанція

THE SUMMARY

Lekar M. Choosing optimal location for connecting a solar power plant to the distribution grid.

Specialty 141 – "Electric power, electrical engineering and electromechanics". – "Electrical power consumption systems". – Central Ukrainian National Technical University. – Kropyvnytskyi, 2023

The purpose of the work is to ensure the normative voltage level in the nodes of the distribution electric network with a nominal voltage of 0.4 kV due to the rational choice of the number, power and place of integration of solar power stations.

The rate of introduction of energy from renewable sources in the world has been studied.

The peculiarities of the use of solar power plants as generating capacities in the distribution electric network are considered.

A mathematical model of the electrical distribution network with a voltage of 0.4 kV was built and with its help the voltage regimes in the nodes of the scheme were analyzed under the conditions of a change in the node consumption power in the range of 50% - 100%.

For the modeled scheme, possible variants of the place of their inclusion in the network nodes and the amount of generating power to ensure an acceptable profile of the voltage level in the nodes were determined.

For the optimal options for power integration, technical and economic indicators were calculated for the case of use as generators of solar power plants.

Key words: electrical distribution network, electrical circuit node, network voltage mode, permissible voltage level, solar power plant

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	4
ЗМІСТ	6
ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	9
ВСТУП.....	10
РОЗДІЛ 1 ОГЛЯД ПОТЕНЦІАЛУ ГАЛУЗІ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ ТА ОСОБЛИВОСТЕЙ ФОТОДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	13
1.1 Огляд світового потенціалу використання сонячної енергетики в контексті географічних умов України.....	13
1.2 Розподілені джерела енергії як додаткові засоби підвищення якості електроенергії в розподільній мережі	21
1.3 Особливості режимів роботи інверторів фотоелектричних станцій для потреб регулювання потужності.....	23
1.4 Негативні наслідки занижених значень параметрів якості електроенергії в мережі живлення споживачів	26
1.5 Висновки до першого розділу.....	27
РОЗДІЛ 2 СИНТЕЗ МОДЕЛІ РОЗПОДІЛЬЧОЇ МЕРЕЖІ ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ ТА АНАЛІЗ РЕЖИМУ НАПРУГИ У ВУЗЛАХ СХЕМИ.....	29
2.1 Зв'язок параметрів режиму в електричній мережі з її параметрами	29
2.2 Опис будови схеми розподільної електромережі для моделювання	30
2.3 Розрахунок значень опорів віток модельованої електромережі	32
2.4 Вираження навантаження у вузлах у відносних базисних одиницях.....	37
2.5 Визначення у вузлах модельованої схеми значень напруги.....	39
2.6 Висновки до другого розділу	47

РОЗДІЛ 3 ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ ІНТЕГРАЦІЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ ТА РОЗРАХУНОК НЕОБХІДНОГО ЇХ ЧИСЛА ТА КІЛЬКІСНИХ ПОКАЗНИКІВ ПОТУЖНОСТІ	48
3.1 Визначення потужності та розташування однієї сонячної електростанції для забезпечення відповідного рівня відхилення напруги в електромережі	48
3.2 Розрахунок необхідного для регулювання напруги рівня додаткової потужності сонячних електростанцій для кожного вузла модельованої електромережі	52
3.3 Потужність сонячних електростанцій у вузлах з низькою напругою	55
3.4 Розрахунок потужності та доцільного місця інтеграції двох сонячних електростанцій	58
3.5 Порівняльний аналіз варіантів підключення сонячних електростанцій до вузлів модельованої електромережі	63
3.6 Висновки до третього розділу.....	64
РОЗДІЛ 4 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗРАХУНОК ЗАХОДІВ ПО МОДЕРНІЗАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	67
4.1 Розрахунок техніко-економічних показників заходів по заміні провідників в розподільній електричній мережі	67
4.2 Розрахунок техніко-економічних показників заходів по інтеграції джерел розосередженої генерації у вузли розподільної електричної мережі	71
4.2.1 Визначення техніко-економічних показників для варіанту інтеграції сонячної електростанції у кожен вузол.	71
4.2.2 Визначення техніко-економічних показників для варіанту інтеграції двох сонячних електростанцій	78
4.3 Висновки до четвертого розділу.....	84
РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ	86
5.1 Розробка заходів з охорони праці при спорудженні та використанні сонячних електростанцій	86
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	88

	8
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	90
ДОДАТКИ.....	93
Додаток А Код програми для розрахунків в середовищі MATLAB.....	94
Додаток Б Протокол розрахунків генерації електроенергії №1	99
Додаток В Протокол розрахунків генерації електроенергії №2	100

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

MPPT – пристрій пошуку точки максимальної потужності

РДЕ – розподільче джерело енергії

СЕС – сонячна електрична станція

ВСТУП

Актуальність теми. На сучасному етапі розвитку розподільних електричних мереж спостерігається тенденція до зростання кількості споживачів електроенергії та підвищення навантаження на розподільні електричні мережі. Це породжує проблеми із забезпеченням належної якості електропостачання. Основними показниками якості електроенергії є рівень напруги, частота струму, симетрія напруги та коефіцієнт гармонічних спотворень. Відхилення даних параметрів може спричинити поломки електрообладнання або скорочення терміну його служби.

Підвищити надійність та якість електропостачання дозволяє інтеграція в мережу розподілених генераторних систем. Втім важливо враховувати їх оптимальний розмір та розташування. В іншому разі це може негативно вплинути на параметри електроживлення та роботу всієї системи.

На даний час розроблено різноманітні потужні інструменти оптимізації для ефективного визначення доцільних місць інтеграції додаткової генерації електроенергії. Тому методи оптимізації постійно вдосконалюються і нещодавно стали предметом численних наукових досліджень. Отже, постає необхідність розглянути сучасні підходи до покращення показників якості електроенергії шляхом вирішення завдання розміщення та визначення потужності розподілених генераторних установок на базі відновлюваних джерел енергії.

Також доцільно здійснити техніко-економічне порівняння ефективності інтеграції сонячних електростанцій та традиційного методу підвищення рівня напруги в мережі за рахунок заміни кабелю на більший за перерізом.

Мета і задачі дослідження. *Метою роботи* є забезпечення нормативного рівня напруги у вузлах розподільної електричної мережі з номінальною напругою 0,4 кВ за рахунок раціонального вибору кількості, потужності та місця інтеграції сонячних електричних станцій.

Для досягнення мети в потрібно вирішити наступні задачі:

1. Розглянути стан питання розвитку відновлюваної енергетики в світі та Україні питання їх використання в розподільних електричних мережах.
2. Розробити математичну модель розподільної електричної мережі та дослідити режими її роботи за умови зміни величини навантаження у вузлах.
3. Дослідити вплив інтеграції генеруючих потужностей сонячних електростанцій у вузли розподільної мережі на режим напруги в них з визначенням доцільного місця установки електростанцій, їх кількості та потужності.
4. Виконати розрахунок техніко-економічних показників заходів із модернізації розподільної електричної мережі.
5. Розробити заходи із охорони праці та техніки безпечної експлуатації сонячних електростанцій.

Об'єкт дослідження – режими роботи розподільної електричної мережі напругою 0,4 кВ з сонячними електростанціями в якості генераторів потужності у вузлах схеми.

Предмет дослідження – закономірності впливу потужності сонячних електростанцій та місць їх інтеграції в розподільну мережу живлення на рівень напруги у вузлах схеми.

Методи дослідження. Під час виконання досліджень були застосовані методи теорії електричних кіл, методи математичного моделювання, метод розрахунку техніко-економічних показників

Наукова цінність роботи полягає в подальшому розвитку теорії пошуку раціонального місця інтеграції генеруючих потужностей відновлюваних джерел енергії в електричну мережу з визначенням їх параметрів для забезпечення допустимого режиму напруги у вузлах електричної схеми.

Практична цінність Для конкретної схеми розподільної електричної мережі напругою 0,4 кВ із заданим навантаженням у вузлах схеми були визначені раціональні місця інтеграції та величини генеруючих потужностей

на прикладі сонячних електростанцій та визначені техніко-економічні показники для найбільш доцільних варіантів інтеграції.

Структура роботи: кваліфікаційна робота складається із вступу, п'яти розділів, загальних висновків, переліку посилань, додатків. Повний обсяг роботи складає 100 сторінок. Основна частина викладена на 80 сторінках друкованого тексту, містить 25 рисунків та 25 таблиць. Список використаних джерел містить 23 джерела та викладений на 3 сторінках.

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД ПОТЕНЦІАЛУ ГАЛУЗІ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ ТА ОСОБЛИВОСТЕЙ ФОТОДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

1.1 Огляд світового потенціалу використання сонячної енергетики в контексті географічних умов України

Завдяки невичерпним та екологічно чистим властивостям відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), їх загальна глобальна потужність у світі на початок 2023 року досягла значення 3 371 793 МВт. Переважна доля (1 392 598 МВт) в складі відновлюваної енергетики належить гідроенергетиці, проте сонячна та вітрова енергія стрімко наздоганяють лідера. Два види відновлюваних джерел енергії показали найбільший приріст встановленої потужності протягом 2022 року, а саме: сонячні та вітрові установки завдяки розширенню потужностей на 191 578 МВт та 74 653 МВт нововстановлених установок відповідно.

Детальніше динаміку зміни встановленої потужності різних видів відновлюваної енергетики у світовому масштабі за період часу у десять років від 2013 р. до 2022 р. представлено у вигляді діаграм, що приведені на рис 1.1 – рис 1.5, а на рис 1.6 – динаміка зміни сумарної потужності окремих складових відновлюваної енергетики.

За даними того ж самого джерела в Україні встановлена потужність відновлюваних джерел енергії за видами на початок 2023 року складає:

- відновлювана енергетика взагалі 14 921 МВт;
- гідроенергетика 4 823 МВт;
- вітроенергетика 1 711 МВт;
- сонячна енергетика 8062 МВт;
- біоенергетика 275 МВт.

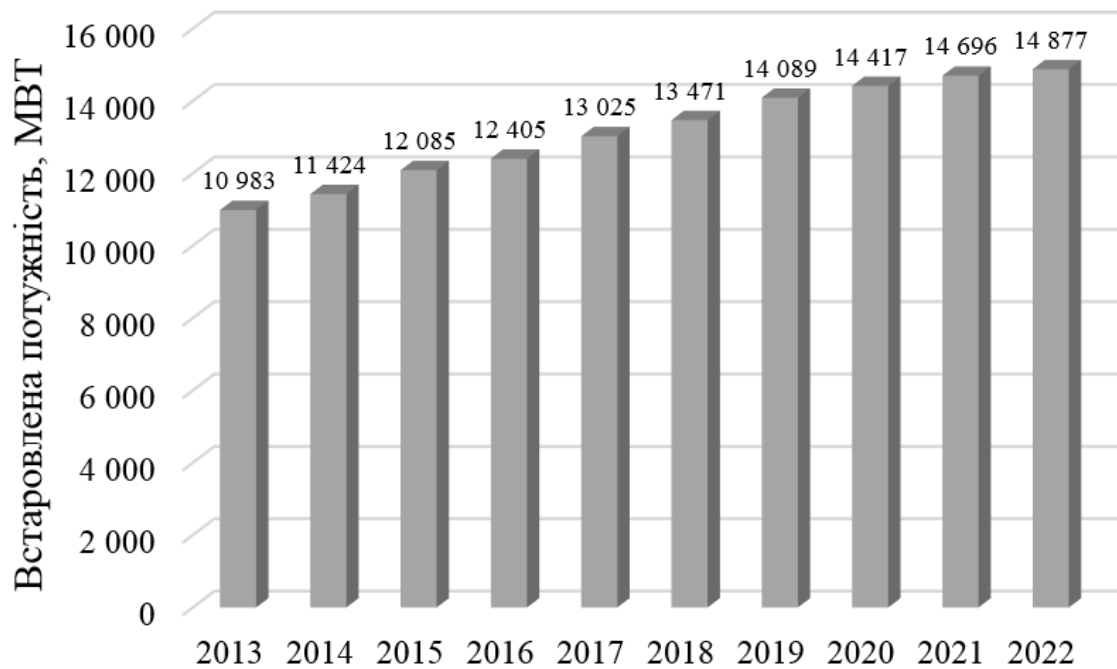


Рис. 1.1. – Динаміка встановленої потужності геотермальної енергетики у світі за 2013-2022 роки

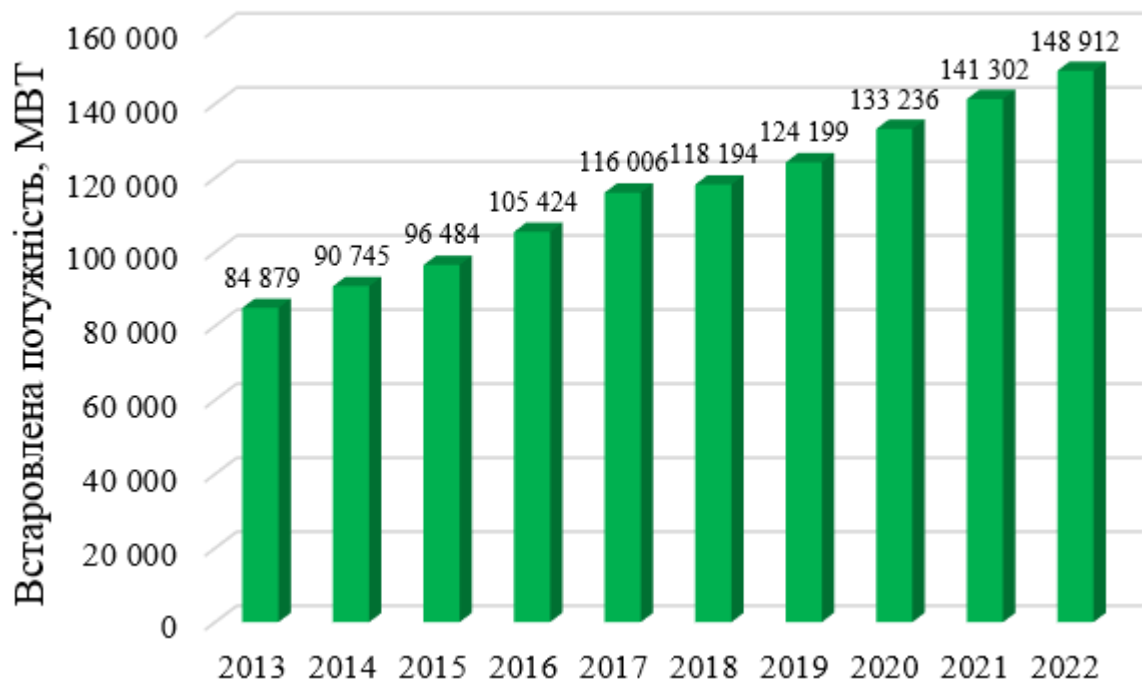


Рис. 1.2. – Динаміка встановленої потужності біоенергетичних установок у світі за 2013-2022 роки

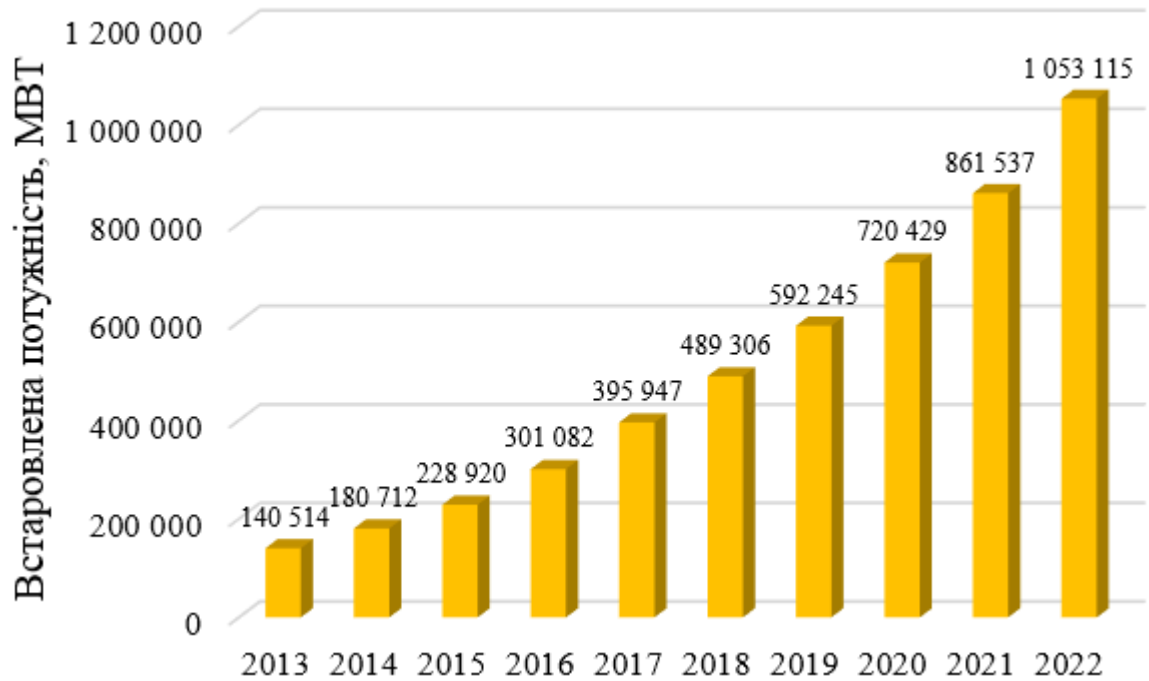


Рис. 1.3. – Динаміка встановленої потужності сонячних установок у світі за 2013-2022 роки

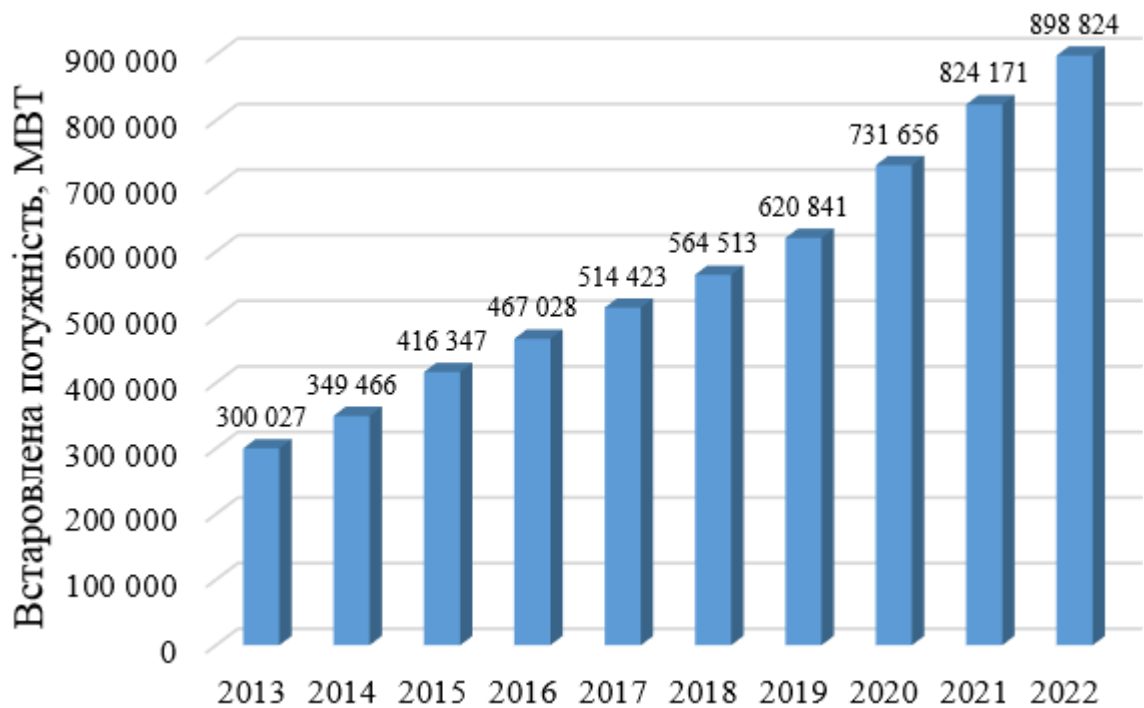


Рис. 1.4. – Динаміка встановленої потужності вітрових установок у світі за 2013-2022 роки

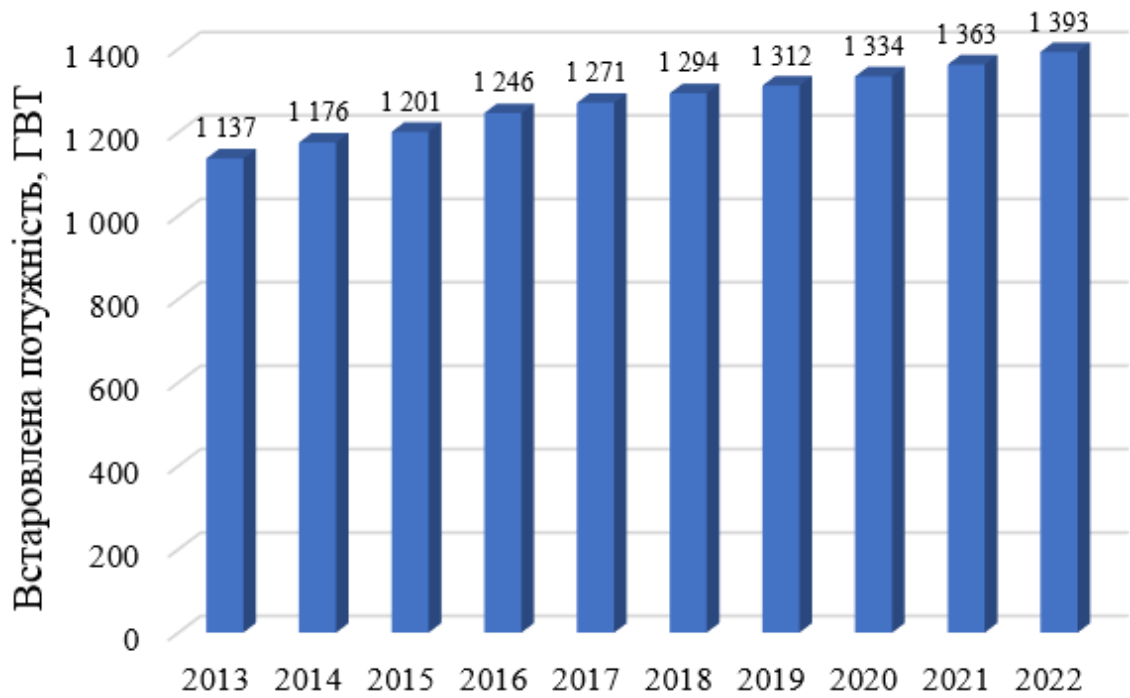


Рис. 1.5. – Динаміка встановленої потужності гідроелектричних установок у світі за 2013-2022 роки

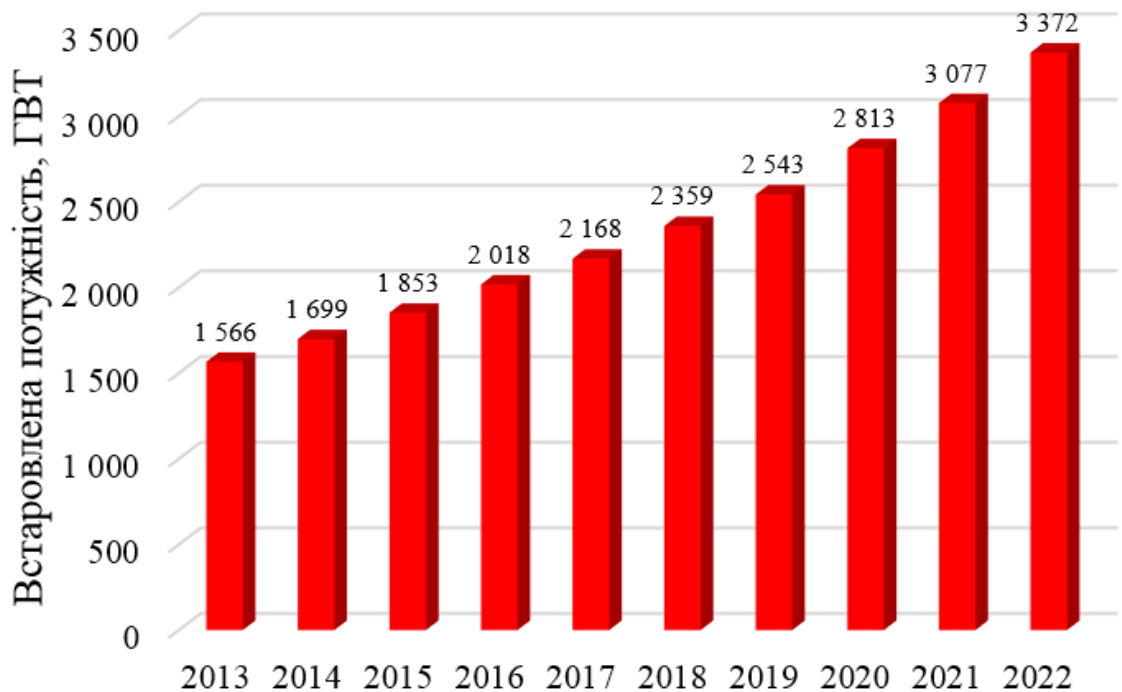


Рис. 1.6. – Динаміка загальної встановленої потужності відновлюваних джерел енергії у світі за 2013-2022 роки

Запаси сонячної енергії є величезними та повсюдними, їх можливо використовувати в будь-якому географічному місці, куди потрапляє сонячне проміння. Кількість сонячної радіації, відомої також як інсоляція, що кожної години сягає поверхні Землі, перевищує весь той об'єм енергії, яка спожита людством за рік. Ряд чинників, у тому числі географічні широта і довгота, час доби та поточний стан погодних умов, чинять вплив на обсяг енергії, придатної для вироблення електрики чи теплоти.

Оптимальний розподіл фотоелектричної енергії досліджується з двох ракурсів. Перший стосується енергосистеми і досягається через алгоритми оптимізації та обмеження електромережі. Однак неправильне планування величини та розстановки потужностей фотоенергетики може стримувати рівень генерації через зростання втрат потужності й зниження напруги в мережі. Другий ракурс застосовується для оцінки потенціалу фотоенергетичних ресурсів. Така оцінка потенціалу має значення для підключених до електромережі фотоелектричних систем. Загалом розрізняють чотири види вказаного потенціалу: теоретичний (досяжний), географічний, технічний та економічний (доцільний). Кожен має свої параметри і математичні моделі. Можливості фотоенергетичних установок також контролюються відповідно до державних норм і політики.

В Україні сонячна енергетика є популярним напрямком серед відновлюваних джерел енергії. Головним чинником територіального розташування сонячних електростанцій є рівень інсоляції. Найбільшу увагу приділяють регіонам з найвищою радіацією Сонця, як показано на представлений карті на рис. 1.7.

Споживачі, які планують вкласти інвестиції в сонячну енергетику, перш за все беруть до уваги продуктивність сонячних панелей протягом всього періоду експлуатації. Кількість електроенергії, що виробляється за допомогою фотоелектричних модулів, залежатиме від багатьох факторів, зокрема від географічного положення сонячної електростанції. За інших рівних умов кількість виробленої електрики прямо пропорційна обсягу сонячного

випромінювання, що потрапляє на земну поверхню в місці розташування об'єкта.

Сонце є доволі стабільним та екологічним джерелом енергії для генерування електрики у фотоелектричних системах. Головним фактором, що використовується під час планування сонячної електростанції, є інтенсивність сонячного випромінювання. Згадана модель враховує прямі, розсіяні та відбиті складники випромінювання за реальних робочих умов і ясної погоди, а також загальну освітленість на горизонтальну чи похилу поверхню.

Загальним результатом такого моделювання є карти розподілу електричного сонячного потенціалу, доступні у відкритому доступі. На представлений карті рис. 1.7 показано розподіл загального сонячного випромінювання та сонячного електричного потенціалу на території України за умови орієнтації сонячних модулів на південь та витримкою оптимального кута нахилу стосовно земної поверхні. Для порівняння наводиться також карта сонячного потенціалу на території Європи (рис. 1.8).

Таким чином питання дослідження передавання та розподілення фотоелектричних генеруючих потужностей в енергосистемі, включно з оптимізацією алгоритмів, обмежень, завдань та функцій цілі, є необхідним зважаючи на зростання частки відновлюваних джерел енергії в електромережі. Крім того потрібно виконувати оцінку потенціалу фотоелектричних ресурсів для оцінки стійкості енергосистеми, тому можливості енергосистеми та потенціал сонячних ресурсів варто розглядати одночасно.

Додатково слід зауважити, що перспективним є розвиток розподілених сонячних електростанцій та поєднання їх з накопичувачами енергії, що дозволить підвищити гнучкість та стійкість енергосистеми.

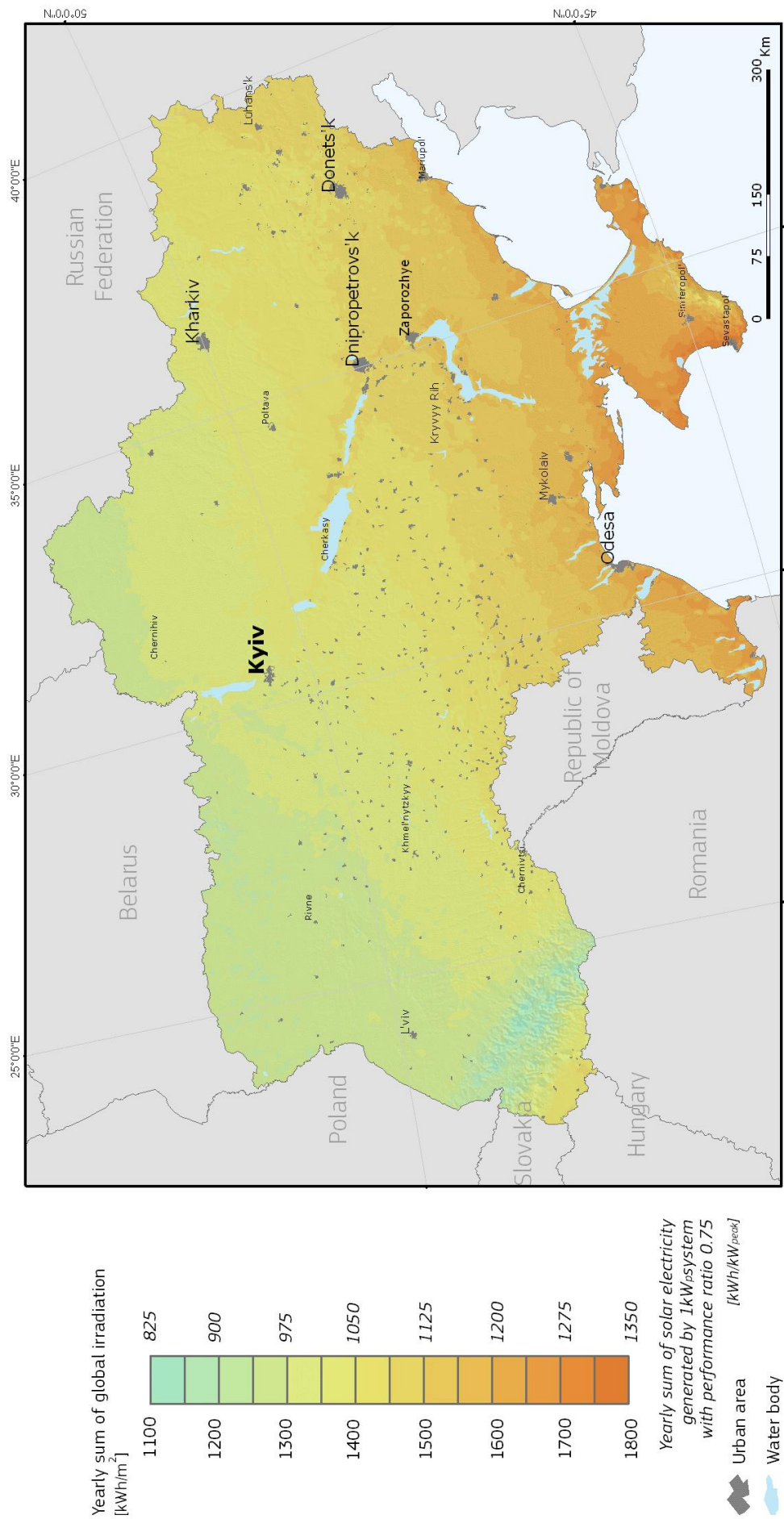


Рис. 1.7 – Випромінювання і потенціал сонячної енергії на території України

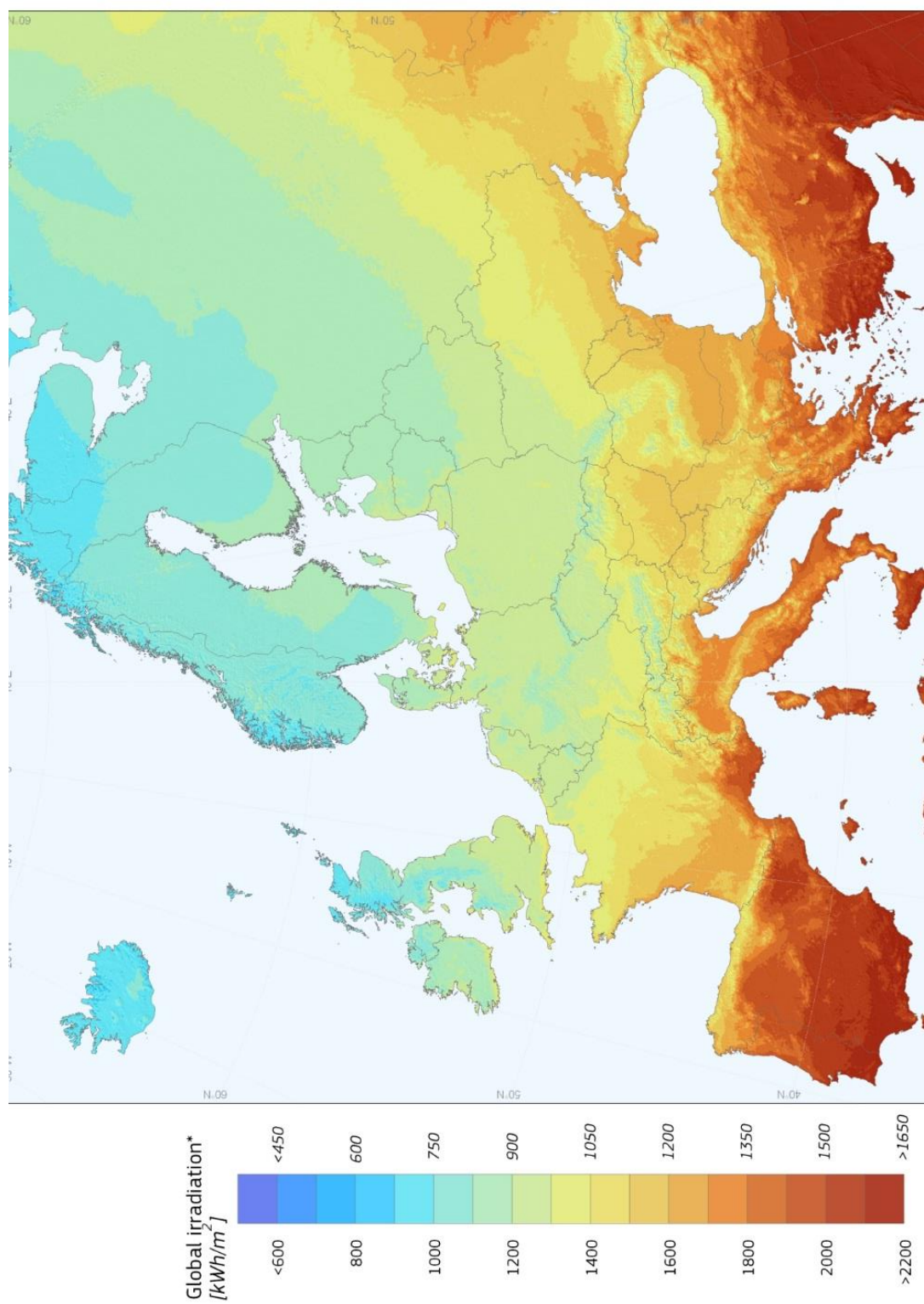


Рис. 1.8 – Випромінювання і потенціал сонячної енергії на території Європи

1.2 Розподілені джерела енергії як додаткові засоби підвищення якості електроенергії в розподільній мережі

Розподілені джерела енергії (РДЕ) інтегрують в об'єднану енергосистему для реалізації мети підвищення ефективності системи електропостачання завдяки гнучкості їх величини потужності.

Класифікація розподілених джерел енергії зручно виконати на основі різних технологій та видів генерації активної та реактивної потужностей. Як правило за цим показником виділяють чотири типи розподілених джерел енергії, відмінності між якими зведені до табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Класифікація за типами розподілених джерел енергії

Тип розподіленого джерела енергії	Потужність розподіленого джерела енергії	
	активна	реактивна
тип I	генерується	відсутня
тип II	відсутня	генерується
тип III	генерується	генерується
тип IV	генерується	споживається

Нижче приводяться приклади розподілених джерел енергії за типами:

– до типу I можна віднести фотоелектричні панелі та паливні елементи, які виробляють енергію постійного струму, відтак без додаткових інверторних пристроїв відсутня можливість виробляти реактивну потужність;

– до типу II можна віднести синхронний компенсатор, схему модифікатора фази;

– до типу III можна віднести малі гідротурбіни, когенераційні або газові турбіни, які зазвичай працюють в парі із синхронним генератором, що є гнучким джерелом як активної так і реактивної потужності;

– до типу IV можна віднести індукційні машини (асинхронні генератори), що зазвичай використовуються у вітрових установках.

Висока ефективність енергосистеми залежить від здатності джерел віддавати активну та реактивну потужність, як у випадку джерел типу III. Разом з тим у випадку фотоелектричного джерела енергії все складніше. За рахунок сонячного інвертора стає можливим забезпечити зміну генерації активної складової енергії та вироблення або споживання реактивної складової енергії в реальному часі, що робить таке джерело пріоритетним у виборі.

Щодо визначення терміну «розподілене джерело енергії» немає єдиної думки, воно варіюється між різними джерелами як за потужністю, так і за змістом. За потужністю їх можна поділити на:

- надмалої потужності (від 1 Вт до 5 кВт);
- малої потужності (від 5 кВт до 5 МВт);
- середньої потужності (від 5 МВт до 50 МВт);
- великої потужності (від 50 МВт до 300 МВт).

Узагальнюючи наявну інформацію, розподілене джерело енергії доцільно визначити як невеликий енергоблок, що надає можливість регулювати потужність (як активну так і реактивну) в будь-якій точці електричної мережі, а його розміщення залежить від потужності мережі та рівня напруги. Отримана енергія від таких джерел може вироблятися як з відновлюваних ресурсів, так і з традиційних, її можна використовувати там, де це буде необхідно, і в той же час споживання енергії безпосередньо з системи розподілу від розподілених джерел не є обов'язковим.

Крім того, перевагою розподілених джерел є мінімізація втрат енергії під час її транспортування до кінцевих споживачів. А з огляду на зростання частки відновлюваних ресурсів, насамперед сонячної та вітрової генерації, розвиток розподіленої генерації стає особливо актуальним для підвищення надійності та стійкості енергосистеми.

Головною мотивацією використання сонячних електростанцій як розподілених джерел енергії є вирішення низки задач – екологічного характеру, економічного характеру, технічного характеру.

До екологічних переваг належать: скорочення викидів парникових газів; уникнення необхідності спорудження нових ліній електропередачі; зменшення шумового забруднення.

До економічних переваг належать: забезпечення гнучкості у розміщенні та потужності, що призводить до зниження початкових інвестицій; відсутність витрат на паливо, що здешевлює тариф на електроенергію; результатом використання чистих джерел енергії буде зменшення витрат на охорону здоров'я; збільшення інвестицій дозволяє зменшити безробіття.

До технічних переваг належать: підтримка профілю напруги, що знижує потребу в регуляторах напруги; підвищення надійності електропостачання; зменшення загальних втрат енергії та підвищення ефективності; збільшення пропускної спроможності мережі. Також забезпечується регулювання генерації активної та реактивної потужності в реальному часі.

Отже, розподілені джерела енергії на основі сонячної енергетики мають значний потенціал для вирішення нагальних проблем в енергетиці та економіці України.

1.3 Особливості режимів роботи інверторів фотоелектричних станцій для потреб регулювання потужності

У системі з фотоелектричними елементами сонячне випромінювання поглинається та видозмінюється на електроенергію завдяки здатності фотоелементів абсорбувати фотони та звільняти електрони. Рід електричного струму від фотоелементів є постійним, його можна конвертувати у змінний за допомогою інвертора.

Розрізняють три основних типи інверторів:

- мережеві;
- автономні;
- гібридні.

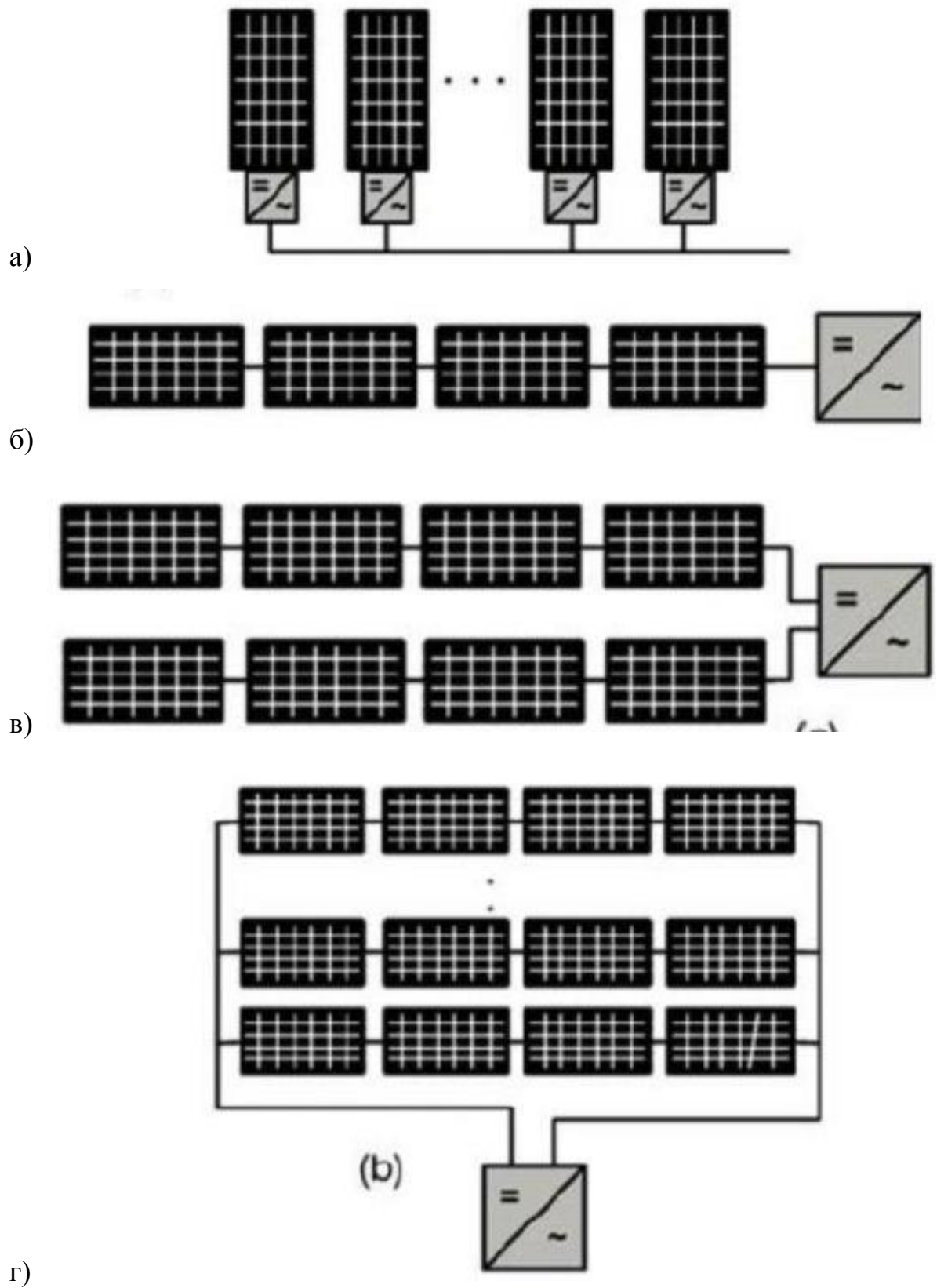
Автономні інвертори дозволяють заряджати акумулятори й живити навантаження від фотоелектричних модулів, однак не можуть генерувати електроенергію в мережу чи споживати її з мережі. Гібридні інвертори відрізняються від автономних лише наявністю входу з боку мережі. Мережеві інвертори поділяються на чотири види, які зображено на рис. 1.9:

- індивідуальні мікроінвертори;
- монострінгові;
- полістрінгові;
- централізовані.

Сучасні типи фотоелектричних інверторів надають можливість регулювати потужність в реальному масштабі часу, щоб сонячна електростанція змогла швидко реагувати на вимоги мережі для забезпечення параметрів якості електроенергії. Причому в доступі є два режими керування: активної та реактивної потужності. Крім того, розподілені інвертори дозволяють підвищити надійність системи в цілому та оптимізувати генерування і розподіл потужності.

Керування активною потужністю застосовується за наявності вимог щодо обмеження потужності сонячної електростанції або повного припинення генерації активної енергії. Якщо інвертор має працювати на повному навантаженні, зниження активної потужності необхідно деактивувати. Лімітування вихідної потужності інвертора зручно регулювати шляхом встановлення відсотка генерації активної енергії відносно номінального значення його потужності у різний час доби залежно від профілю споживання електричної енергії навантаженням.

Керування реактивною потужністю зазвичай застосовується на великих сонячних електростанціях, котрі мають виконувати функцію регулювання напруги в точці приєднання до мережі. Якщо інвертор не потребує регулювання напруги, він може працювати лише як генератор активної потужності.



а) з індивідуальним мікроінвертором; б) з монострінговим інвертором;

в) з полістрінговим інвертором; г) із централізованим інвертором

Рис. 1.9 – Схеми підключення фотоелектричних панелей до інверторів

Регулювати реактивну енергію можна різними методами, зокрема:

- підтриманням постійного значення генерації реактивної потужності;
- підтриманням постійного значення коефіцієнта потужності $\cos\varphi$;
- динамічним регулюванням співвідношення реактивної потужності до повної згідно з напругою мережі (по кривій залежності реактивної потужності та напруги $Q-U$);

- динамічним регулюванням коефіцієнта потужності $\cos\varphi$ залежно від поточної активної потужності (по кривій залежності коефіцієнта потужності та відносного значення активної потужності $\cos(\varphi)-P/P_{\text{ном}}$);

- динамічним регулюванням коефіцієнта потужності $\cos\varphi$ залежно від напруги (по кривій залежності коефіцієнта потужності та відносного значення напруги мережі $\cos(\varphi)-U/U_{\text{ном}}$);

Таке керування дозволяє оптимізувати режими роботи сонячної електростанції та підтримувати показники якості електроенергії на належному рівні.

1.4 Негативні наслідки занижених значень параметрів якості електроенергії в мережі живлення споживачів

Сучасні споживачі широко застосовують різноманітні чутливі пристрої на основі силової електроніки, що є вразливими до коливань та відхилень показників якості електроенергії у мережі живлення.

Так при спотворенні синусоїдальної форми кривої напруги живлення таке обладнання споживає несинусоїдний струм з мережі. Це може спричинити цілу низку технічних проблем:

- додатковий нагрів;
- неправильну роботу;
- прискорене старіння ізоляції;
- вихід з ладу пристроїв.

Окрім того, несинусоїдний струм призводить до надлишкових втрат енергії та потенційних пошкоджень у різних компонентах електромережі, зокрема в кабелях та трансформаторах. Це також часто має істотні негативні фінансові наслідки як для кінцевих споживачів через передчасну заміну обладнання, так і для постачальників та виробників устаткування.

Втрати потужності в трансформаторах зростають пропорційно квадрату струму навантаження та різко підвищуються зі збільшенням частоти гармонік в мережі. Такі витрати складаються з: омичних втрат у провідниках і виводах обмоток; втрат на вихрові струми в провідниках обмоток; втрат на вихрові струми в металевих елементах конструкції.

Останні викликають значне занепокоєння за наявності гармонічних складових струму, оскільки зростають пропорційно до квадрату гармонічної частоти. Вони можуть сягати близько 10% загальних втрат за повного навантаження, що призводить до перегрівання трансформатора.

Підвищене навантаження також може викликати перенапруги та збільшити ймовірність передчасного пошкодження трансформатора.

Присутність гармонічних складових у струмі значно впливає на кабелі через додаткові омичні втрати у лінійних та нульових провідниках внаслідок зростання діючого значення струму. Це підвищує робочу температуру кабелю та може скоротити термін його служби.

Виробники гарантують задовільну роботу обладнання лише за умови живлення синусоїдальною напругою згідно загальноприйнятих стандартів. Проте спотворення напруги може погіршити ефективність та надійність роботи устаткування, спричиняючи фінансові збитки користувачам.

Отже, підтримка належної якості електроенергії є важливим завданням для нормального функціонування споживачів та всієї енергосистеми.

1.5 Висновки до першого розділу

1. Проведено загальний аналіз поточного стану та перспектив сонячної

енергетики в Україні і світі. В результаті виявлено значне зростання та стрімкі темпи розвитку фотоелектричної галузі як в світі так і в Україні. Загальна встановлена потужність сонячних електростанцій України станом на 2021 рік сягнула 8062 МВт, що становить близько 1% від світової потужності сонячної генерації.

2. Дослідження розподілених джерел енергії та методів регулювання сонячних електростанцій з метою поліпшення показників якості електроенергії показало, що використання сонячних електростанцій як розподілених джерел дозволяє вирішувати низку екологічних, економічних та технічних завдань.

3. Показано, що розподілена сонячна генерація сприяє скороченню викидів парникових газів, зниженню собівартості електроенергії, підвищенню надійності електропостачання та якості електроенергії. Крім того, розвиток розподілених поновлюваних джерел є важливим напрямком для реформування енергетики України та підвищення її стійкості та конкурентноздатності.

РОЗДІЛ 2

СИНТЕЗ МОДЕЛІ РОЗОПДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ ТА АНАЛІЗ РЕЖИМУ НАПРУГИ У ВУЗЛАХ СХЕМИ

2.1 Зв'язок параметрів режиму в електричній мережі з її параметрами

Величина рівня напруги у вузлах розподільної електричної мережі знаходиться в тісній залежності від ряду параметрів як самої мережі, так і показників споживання потужності навантаженням. Для підтримання необхідного рівня напруги у вузлах в діапазоні від -5% до +5% від номінального значення напруги на кожній вітці мережі електроживлення слід змінювати якийсь із параметрів (конструктивний або робочий).

Як відомо втрати напруги у вітці електричної мережі визначаються:

$$\Delta U_{\text{вітки } i} = \frac{P_{\text{вітки } i} \cdot R_{\text{вітки } i} + Q_{\text{вітки } i} \cdot X_{\text{вітки } i}}{10^4 \cdot U_{\text{ном}}^2}, \quad (2.1)$$

де $P_{\text{вітки } i}$ – потужність активного навантаження вітки з номером i , Вт;

$Q_{\text{вітки } i}$ – потужність реактивного навантаження вітки з номером i , В·Ар;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга електричної мережі, В;

$R_{\text{вітки } i}$ – опір активний вітки з номером i , Ом;

$X_{\text{вітки } i}$ – опір реактивний вітки з номером i , Ом.

Впливати на величину активного та реактивного опору віток мережі можливо за рахунок заміни провідників цих віток (їх перерізу).

Стосовно ж навантаження у вузлах мережі, то впливати на них є можливість шляхом установки додаткового джерела електричної енергії. Таким чином за рахунок підключення сонячної електростанції у певний вузол електромережі відбувається перерозподіл активного навантаження у вузлі та

вітках у напрямку до централізованого джерела живлення. Це в свою чергу матиме вплив на режим напруги по всій довжині мережі в обидві сторони від встановленого додаткового джерела енергії.

2.2 Опис будови схеми розподільної електромережі для моделювання

З метою математичного моделювання режимів роботи сонячних фотоелектричних установок в розподільній електричній мережі було обрано мережу з номінальною напругою 0,4 кВ. Модельована ділянка мережі включає магістральну ділянку та три бокові відгалуження в сторону навантаження. Загальна кількість вузлів у схемі рівне числу 33, підключення до централізованого джерела живлення відбувається у вузлі №1. Структура досліджуваної частини мережі представлена на рис. 2.1

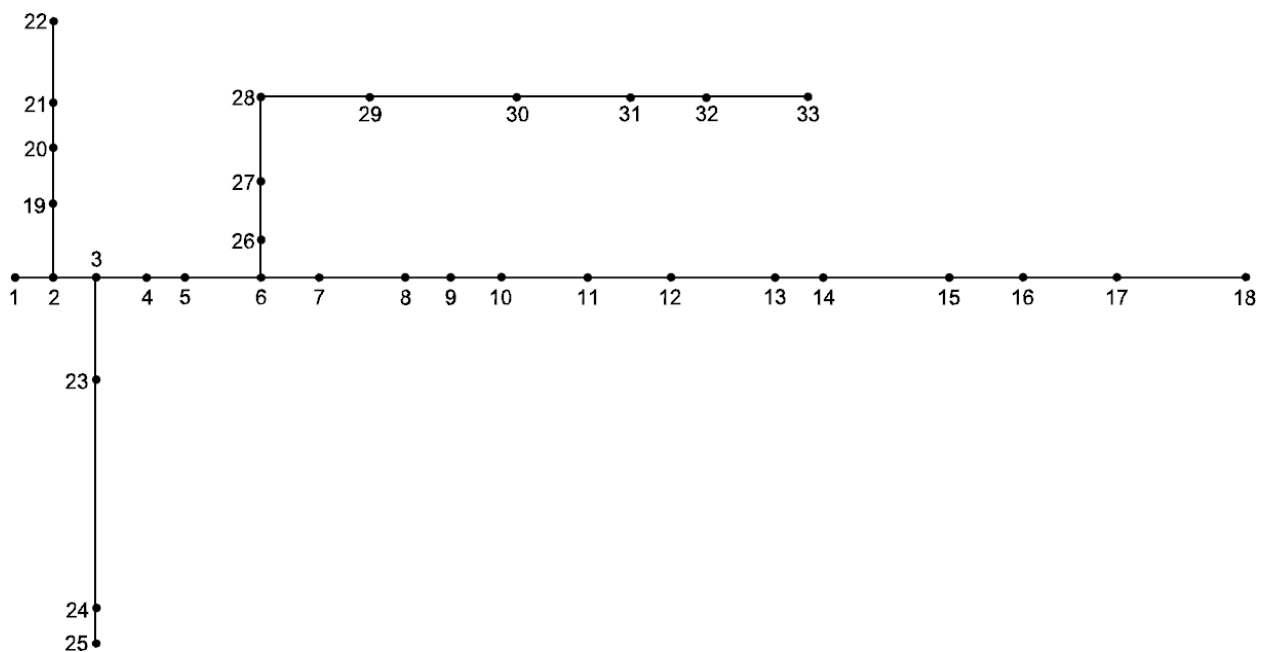


Рис. 2.1 – Загальний вигляд структури досліджуваної частини мережі

Характеристика окремих віток модельованої мережі рис. 2.1, а саме тип та параметри провідників вказані в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Параметри провідників віток модельованої мережі

Вітка схеми	Переріз провідника типу СІП	Довжина ділянки, м	Вітка схеми	Переріз провідника типу СІП	Довжина ділянки, м
1-2	3x50+1x50	16	17-18	3x25+1x50	52
2-3	3x50+1x50	18	2-19	3x25+1x50	30
3-4	3x50+1x50	21	19-20	3x25+1x50	23
4-5	3x50+1x50	16	20-21	3x25+1x50	19
5-6	3x50+1x50	31	21-22	3x25+1x50	33
6-7	3x25+1x50	24	3-23	3x25+1x50	41
7-8	3x25+1x50	35	23-24	3x25+1x50	91
8-9	3x25+1x50	19	24-25	3x25+1x50	15
9-10	3x25+1x50	21	6-26	3x25+1x50	16
10-11	3x25+1x50	35	26-27	3x25+1x50	24
11-12	3x25+1x50	34	27-28	3x25+1x50	34
12-13	3x25+1x50	42	28-29	3x25+1x50	44
13-14	3x25+1x50	20	29-30	3x25+1x50	59
14-15	3x25+1x50	51	30-31	3x25+1x50	46
15-16	3x25+1x50	30	31-32	3x25+1x50	31
16-17	3x25+1x50	38	32-33	3x25+1x50	41

Живлення розподільної мережі відбувається від стандартного силового трансформатора номінальною напругою 10/0,4 кВ та потужністю 0,25 МВа. Величина споживання потужності у вузлах схеми вказано в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Параметри розподілу максимального навантаження у вузлах мережі

№ вузла	Потужність навантаження, $B \cdot A$	№ вузла	Потужність навантаження, $B \cdot A$
1	$0 + j 0$	18	$2100 + j 40$
2	$3500 + j 400$	19	$3300 + j 10$
3	$4700 + j 700$	20	$8200 + j 120$
4	$2800 + j 400$	21	$3500 + j 60$
5	$1800 + j 10$	22	$5800 + j 70$
6	$3900 + j 100$	23	$3800 + j 40$
7	$4500 + j 500$	24	$6200 + j 800$
8	$4700 + j 300$	25	$7000 + j 600$
9	$2200 + j 20$	26	$3300 + j 20$
10	$3400 + j 200$	27	$4100 + j 20$
11	$2900 + j 100$	28	$3900 + j 110$
12	$3700 + j 80$	29	$2500 + j 30$
13	$2600 + j 30$	30	$4100 + j 50$
14	$2900 + j 90$	31	$3500 + j 200$
15	$2600 + j 0$	32	$4600 + j 100$
16	$2200 + j 20$	33	$3400 + j 40$
17	$1900 + j 20$		

2.3 Розрахунок значень опорів віток модельованої електромережі

Питомі параметри використаних у модельованій мережі провідників наведено у табл.2.3.

Таблиця 2.3 – Активний та індуктивний питомий опір провідників

Переріз провідника	Опір питомий (активний), <i>мОм/м</i>	Опір питомий (індуктивний), <i>мОм/м</i>	Тип провідника
3х25+1х50	1,5400	0,0827	СП-2
3х50+1х50	0,8220	0,0794	СП-2

Активний опір вітки $R_{\text{вітки } i}$ визначається за виразом:

$$R_{\text{вітки } i} = 10^{-3} \cdot r_{0i} \cdot l_{\text{вітки } i}, \quad (2.2)$$

де r_{0i} – питомий активний опір провідника вітки з номером i , *Ом/км*;

$l_{\text{вітки } i}$ – довжина вітки з номером i , *м*;

Реактивний опір вітки $X_{\text{вітки } i}$ визначається за виразом:

$$X_{\text{вітки } i} = 10^{-3} x_0 \cdot l_{\text{вітки } i}, \quad (2.3)$$

де x_0 – питомий індуктивний опір провідника вітки з номером i , *Ом/км*;

$l_{\text{вітки } i}$ – довжина вітки з номером i , *м*;

У якості прикладу нижче виконаний розрахунок опорів (активного та індуктивного) вітки мережі, яка з'єднує між собою вузли №1 та №2:

$$R_{\text{вітки } 1-2} = r_{0 \ 1-2} \cdot l_{1-2} = 10^{-3} \cdot 0,822 \cdot 16 = 0,01315 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{вітки } 1-2} = r_{01-2} \cdot l_{1-2} = 10^{-3} \cdot 0,0794 \cdot 16 = 0,00127 \text{ Ом}$$

Подальші розрахунки будуть виконані з використанням відносних базисних одиниць:

$$R_{\text{вітки } 1-2}^* = \frac{R_{\text{вітки } 1-2}}{Z_{\text{б}}},$$

$$X_{\text{вітки 1-2}^*} = \frac{X_{\text{вітки 1-2}}}{Z_{\delta}},$$

де Z_{δ} – величина базисного опору перераховується за виразом, Ом

$$Z_{\delta} = 10^3 \cdot U_{\delta}^2 \cdot S_{\delta}^{-1} \text{ Ом},$$

де U_{δ} – величина базисної напруги, що прийнята 0,4 кВ і рівна номінальній напрузі електричної мережі, Ом;

де S_{δ} – величина базисної потужності, що прийнята 250 кВ·А і рівна номінальній потужності силового трансформатора, від якої живиться електрична мережа у вузлі №1, кВ·А.

Визначимо величину базисного опору системи:

$$Z_{\delta} = 10^3 \cdot 0,4^2 \cdot 250^{-1} = 0,64 \text{ Ом}.$$

Таким чином опори (активний та індуктивний) вітки мережі, яка з'єднує між собою вузли №1 та №2 визначена у відносних базисних одиницях:

$$R_{\text{вітки 1-2}^*} = \frac{0,01315}{0,64} = 0,0206 \text{ в.о.},$$

$$X_{\text{вітки 1-2}^*} = \frac{0,00127}{0,64} = 0,002 \text{ в.о.},$$

Аналогічним чином було проведено розрахунок для опорів інших віток модельованої електричної мережі рис. 2.1. Результати розрахунку зведено до табл. 2.4

Для подальшого визначення величини напруги у вузлах електричної мережі необхідні дані про комплекс повного опору віток мережі починаючи від джерела живлення.

Таблиця 2.4 – Розрахунок опорів віток модельованої електричної мережі

Вітка мережі	Активний опір вітки, в.о.	Реактивний опір вітки, в.о.	Вітка мережі	Активний опір вітки, в.о.	Реактивний опір вітки, в.о.
1-2	0,0206	0,0020	17-18	0,1230	0,0067
2-3	0,0221	0,0022	2-19	0,0701	0,0038
3-4	0,0260	0,0026	19-20	0,0532	0,0029
4-5	0,0196	0,0020	20-21	0,0436	0,0024
5-6	0,0388	0,0038	21-22	0,0773	0,0042
6-7	0,0556	0,0031	3-23	0,0966	0,0053
7-8	0,0821	0,0045	23-24	0,2169	0,0117
8-9	0,0436	0,0024	24-25	0,0340	0,0019
9-10	0,0484	0,0027	6-26	0,0364	0,0020
10-11	0,0821	0,0045	26-27	0,0556	0,0031
11-12	0,0797	0,0044	27-28	0,0797	0,0044
12-13	0,0990	0,0054	28-29	0,1038	0,0057
13-14	0,0460	0,0026	29-30	0,1399	0,0076
14-15	0,1206	0,0066	30-31	0,1086	0,0059
15-16	0,0701	0,0038	31-32	0,0725	0,0040
16-17	0,0893	0,0049	32-33	0,0966	0,0053

Визначатимемо цю величину як суму комплексів повних опорів усіх віток від вузла №1 (центр живлення) до кінця вітки що розраховується. Виконаємо детальний розрахунок комплексу повного опору для вітки, що зєднує між собою вузли №21 та №22:

$$\underline{Z}_{21-22} = \underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{2-19} + \underline{Z}_{19-20} + \underline{Z}_{20-21} + \underline{Z}_{21-22} = (0,0206 + j0,002) +$$

$$+ (0,0701 + j0,0038) + (0,0532 + j0,0029) + (0,0436 + j0,0024) +$$

$$+ (0,0773 + j0,0042) = 0,2628 + j0,0153 \text{ в. о.}$$

Аналогічно виконаний розрахунок для кожної вітки модельованої електричної мережі рис. 2.1. Листинг програми для розрахунку зазначених вище опорів за допомогою середовища MATLAB приведено у Додатку А, а результати розрахунку зведено до табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Розрахунок комплексу повних опорів віток модельованої електричної мережі

Вітка мережі	Активний опір вітки, в.о.	Вітка мережі	Активний опір вітки, в.о.
1-2	0,0196 + j 0,002	17-18	0,123 + j 0,0067
2-3	0,0221 + j 0,0022	2-19	0,0701 + j 0,0038
3-4	0,026 + j 0,0026	19-20	0,0532 + j 0,0029
4-5	0,0196 + j 0,002	20-21	0,0436 + j 0,0024
5-6	0,0388 + j 0,0038	21-22	0,0773 + j 0,0042
6-7	0,0556 + j 0,0031	3-23	0,0966 + j 0,0053
7-8	0,0821 + j 0,0045	23-24	0,2169 + j 0,0117
8-9	0,0436 + j 0,0024	24-25	0,034 + j 0,0019
9-10	0,0484 + j 0,0027	6-26	0,0364 + j 0,002
10-11	0,0821 + j 0,0045	26-27	0,0556 + j 0,0031
11-12	0,0797 + j 0,0044	27-28	0,0797 + j 0,0044
12-13	0,099 + j 0,0054	28-29	0,1038 + j 0,0057
13-14	0,046 + j 0,0026	29-30	0,1399 + j 0,0076
14-15	0,1206 + j 0,0066	30-31	0,1086 + j 0,0059
15-16	0,0701 + j 0,0038	31-32	0,0725 + j 0,004
16-17	0,0893 + j 0,0049	32-33	0,0966 + j 0,0053

2.4 Вираження навантаження у вузлах у відносних базисних одиницях

З метою можливості подальшого аналізу найбільш узагальнених режимів роботи розподільної мережі для кількох можливих під час експлуатації рівнів навантаження (50 %, 70 %, 100 %) здійснимо переведення активного та реактивного споживання потужності у відносні базисні одиниці з використанням даних табл. 2.2 за наступним виразом:

$$\underline{S}_n^* = P_n^* + jQ_n^* = \frac{k_{\text{відбору}}}{100 \cdot S_6} (P_n + jQ_n),$$

де $\underline{S}_n^*$ – комплекс повного навантаження у вузлі n , в.о.;

P_n^* – відносна активна потужність навантаження у вузлі n , в.о.;

Q_n^* – відносна реактивна потужність навантаження у вузлі n , в.о.;

$k_{\text{відбору}}$ – коефіцієнт відбору потужності у вузлі, %;

P_n – найвища активна потужність навантаження у вузлі n , Вт;

Q_n – найвища реактивна потужність навантаження у вузлі n , Вар;

S_6 – величина базисної потужності, В·А.

Виконаємо в якості прикладу визначення комплексу повного навантаження для вузла за номером №3 при значенні коефіцієнта відбору потужності рівному 50 %

$$\underline{S}_3^* = \frac{50}{100 \cdot 250000} (4700 + j700) = 0,00940 + j0,0014 \quad \text{в.о.}$$

Аналогічні розрахунки проведені і для інших вузлів модельованої схеми рис. 2.1. Текст програми для розрахунку за допомогою програми MATLAB наведена у Додатку А. Результати розрахунку приведені в табл. 2.6

Таблиця 2.6 – Значення комплексу повного навантаження у вузлах модельованої схеми приведені у відносних базисних одиницях

Вузол схеми	Значення величини $10^3 \cdot \underline{S}_n^*$, в.о.		
	$k_{\text{відбору}} = 50 \%$	$k_{\text{відбору}} = 70 \%$	$k_{\text{відбору}} = 100 \%$
2	7,00 + j 0,80	9,80 + j 1,12	14,00 + j 1,60
3	9,4 + j 1,40	13,16 + j 1,96	18,80 + j 2,80
4	5,60 + j 0,80	7,84 + j 1,12	11,20 + j 1,60
5	3,60 + j 0,02	5,04 + j 0,03	7,20 + j 0,04
6	7,80 + j 0,20	10,92 + j 0,28	15,60 + j 0,40
7	9,00 + j 1,00	12,60 + j 1,40	18,00 + j 2,00
8	9,40 + j 0,60	13,16 + j 0,84	18,80 + j 1,20
9	4,40 + j 0,04	6,16 + j 0,06	8,80 + j 0,08
10	6,80 + j 0,40	9,52 + j 0,56	13,60 + j 0,80
11	5,80 + j 0,20	8,12 + j 0,28	11,60 + j 0,40
12	7,40 + j 0,16	10,36 + j 0,22	14,80 + j 0,32
13	5,20 + j 0,06	7,28 + j 0,08	10,40 + j 0,12
14	5,80 + j 0,18	8,12 + j 0,25	11,60 + j 0,36
15	5,20 + j 0,00	7,28 + j 0,00	10,40 + j 0,00
16	4,40 + j 0,04	6,16 + j 0,06	8,80 + j 0,08
17	3,80 + j 0,04	5,32 + j 0,06	7,60 + j 0,08
18	4,20 + j 0,08	5,88 + j 0,11	8,40 + j 0,16
19	6,60 + j 0,02	9,24 + j 0,03	13,20 + j 0,04
20	16,40 + j 0,24	22,96 + j 0,34	32,80 + j 0,48
21	7,00 + j 0,12	9,80 + j 0,17	14,00 + j 0,24
22	11,60 + j 1,40	16,24 + j 1,96	23,20 + j 2,80
23	7,60 + j 0,08	10,64 + j 0,11	15,20 + j 0,16
24	12,40 + j 1,60	17,36 + j 2,24	24,80 + j 3,20
25	14,00 + j 1,20	19,60 + j 1,68	28,00 + j 2,40
26	6,60 + j 0,04	9,24 + j 0,06	13,20 + j 0,08
27	8,20 + j 0,04	11,48 + j 0,06	16,40 + j 0,08
28	7,80 + j 0,22	10,92 + j 0,31	15,60 + j 0,44
29	5,00 + j 0,06	7,00 + j 0,08	10,00 + j 0,12
30	8,20 + j 0,10	11,48 + j 0,14	16,40 + j 0,20
31	7,00 + j 0,40	9,80 + j 0,56	14,00 + j 0,80
32	9,20 + j 0,20	12,88 + j 0,28	18,40 + j 0,40
33	6,80 + j 0,08	9,52 + j 0,11	13,60 + j 0,16

2.5 Визначення у вузлах модельованої схеми значень напруги

Визначення величини напруги у вузлах модельованої схеми буде проведено методом поступового (покрокового) наближення до тих пір, поки різниця між напругами будь-якого вузла між сусідніми кроками буде складати менше ніж 10^{-3} відносних одиниць. Стартове значення напруг у вузлах прийнято $1 + j 0$ в.о.

В якості прикладу проведемо визначення величини напруги у вузлах модельованої схеми при максимальному навантаженні за формулою:

$$\underline{I}_{n^*} = \frac{{}^*S_{n^*}}{\underline{U}_{n^*}} \text{ в.о.},$$

де $\underline{I}_{n^*}$ – комплекс струму навантаження у вузлі n , в.о.;

${}^*S_{n^*}$ – комплексно спряжена потужність навантаження у вузлі n , в.о.;

$\underline{U}_{n^*}$ – комплекс напруги у вузлі n , в.о..

За приведеним виразом для вузла №2 при коефіцієнті відбору потужності рівному 100 % отримаємо:

$$\underline{I}_{2^*} = \frac{0,014 - j0,0016}{1} = 0,014 - j0,0016 \text{ в.о.}$$

Для інших вузлів схеми рис. 2.1 розрахунки проводяться з використанням програмного коду в пакеті MATLAB аналогічно.

Результати розрахунку зведені у табл. 2.7.

Комплекс напруги в мережевих вузлах визначається за виразом:

$$\underline{U}_{n^*} = \underline{U}_{n-1} - \underline{I}_{n^*} \cdot \underline{Z}_{(n-1)-n^*} \text{ в.о.},$$

де $\underline{U}_{n^*}$ – комплекс напруги у вузлі n , в.о.;

$\underline{I}_n^*$ – комплекс струмового навантаження у вузлі n , в.о.;

$\underline{Z}_{(x-1)-x^*}$ – комплекс повного опору вітки, через яку тече струм $\underline{I}_n^*$, в.о.

Таблиця 2.7 – Результати визначення струмового навантаження у вузлах розподільної електромережі на першому ітераційному кроці

№	$\underline{I}_n^*$, в.о.;	№	$\underline{I}_n^*$, в.о.	№	$\underline{I}_n^*$, в.о.
1	–	12	$0,0148 - j0,00032$	23	$0,0152 - j0,00016$
2	$0,0140 - j0,00160$	13	$0,0104 - j0,00012$	24	$0,0248 - j0,00320$
3	$0,0188 - j0,00280$	14	$0,0116 - j0,00036$	25	$0,0280 - j0,00240$
4	$0,0112 - j0,00160$	15	$0,0104 - j0,00$	26	$0,0132 - j8,00e-05$
5	$0,0072 - j4,0e-05$	16	$0,0088 - j8,0e-05$	27	$0,0164 - j8,00e-05$
6	$0,0156 - j0,00040$	17	$0,0076 - j8,0e-05$	28	$0,0156 - j0,00044$
7	$0,0180 - j0,00200$	18	$0,0084 - j0,00016$	29	$0,0100 - j0,00012$
8	$0,0188 - j0,00120$	19	$0,0132 - j4,00e-05$	30	$0,0164 - j0,00020$
9	$0,0088 - j8,0e-05$	20	$0,0328 - j0,00048$	31	$0,0140 - j0,00080$
10	$0,0136 - j0,00080$	21	$0,0140 - j0,00024$	32	$0,0184 - j0,00040$
11	$0,0116 - j0,00040$	22	$0,0232 - j0,00280$	33	$0,0136 - j0,00016$

В якості прикладу проведемо визначення комплексу напруги вузла №2:

$$\begin{aligned}\underline{U}_{2^*} &= \underline{U}_{1^*} - \underline{I}_{2^*} \cdot \underline{Z}_{1-2^*} = (1 + j0) - (0,014 - j0,0016) \cdot (0,0196 - j0,002) = \\ &= 0,9907 - j0,000435 \text{ в.о.}\end{aligned}$$

$$U_{2^*} = 0,9917 \text{ в.о.}$$

За аналогічного підходу проводиться розрахунок для інших вузлів модельованої схеми, а результати розрахунку приведені в табл. 2.8.

Таблиця 2.8 – Результати розрахунку модулів напруги у вузлах модельованої схеми на першому ітераційному кроці

Номер вузла	Напруга у вузлі	Номер вузла	Напруга у вузлі	Номер вузла	Напруга у вузлі
1	1,001	12	0,9196	23	0,9768
2	0,9917	13	0,9139	24	0,9653
3	0,9834	14	0,9118	25	0,9643
4	0,9758	15	0,9075	26	0,9554
5	0,9703	16	0,9058	27	0,9496
6	0,9596	17	0,9044	28	0,9426
7	0,9517	18	0,9034	29	0,9351
8	0,9415	19	0,9859	30	0,9263
9	0,9369	20	0,9822	31	0,9213
10	0,9322	21	0,9806	32	0,9190
11	0,9253	22	0,9788	33	0,9177

Підсумкові втрати потужності в модельованій мережі у відносних та іменованих одиницях обраховуються за наступним виразом:

$$\Delta S_{\text{мережі}^*} = \sum \Delta S_{\text{віток}^*} = \sum R_{(x-1)x^*} \left(\frac{U_x - U_{x-1}}{Z_{(x-1)x^*}} \right)^2 = 0,0243 \text{ в.о.},$$

$$\Delta S_{\text{мережі}} = \Delta S_{\text{мережі}^*} \cdot S_{\text{б}} = 0,0243 \cdot 250 = 6,076 \text{ кВА}.$$

Результати обчислень на першому ітераційному кроці найбільша числова відмінність напруги між наближеннями складає 0,0977 в.о. Це свідчить про необхідність подальших розрахунків.

Тому з використанням нововизначених рівнів напруги у вузлах визначаються струмові навантаження у вузлах схеми:

$$\underline{I}_{2*} = \frac{S_{2*}^*}{\underline{U}_{2*}} = \frac{0,014 - j0,0016}{0,9907 - j0,000435} = 0,01413 - j0,00162 \text{ в.о.}$$

Для інших вузлів виконуються аналогічні розрахунки а їх результати зведено до табл. 2.9.

Таблиця 2.9 – Результати визначення струмового навантаження у вузлах розподільної електромережі на другому ітераційному кроці

№	$\underline{I}_n^*$, в.о.;	№	$\underline{I}_n^*$, в.о.	№	$\underline{I}_n^*$, в.о.
		12	$0,01610 - j0,00040$	23	$0,01557 - j0,00017$
2	$0,01413 - j0,00162$	13	$0,01139 - j0,00017$	24	$0,02571 - j0,00331$
3	$0,01913 - j0,00286$	14	$0,01273 - j0,00044$	25	$0,02906 - j0,00249$
4	$0,01148 - j0,00165$	15	$0,01147 - j5,05e-05$	26	$0,01383 - j0,00012$
5	$0,00742 - j5,41e-05$	16	$0,00972 - j0,00013$	27	$0,01728 - j0,00013$
6	$0,016271 - j0,00045$	17	$0,00841 - j0,00012$	28	$0,01656 - j0,00051$
7	$0,01892 - j0,00215$	18	$0,00930 - j0,00022$	29	$0,01070 - j0,00016$
8	$0,01998 - j0,00133$	19	$0,01340 - j4,73e-05$	30	$0,01772 - j0,00028$
9	$0,00940 - j0,00011$	20	$0,03342 - j0,00050$	31	$0,01520 - j0,00092$
10	$0,01460 - j0,00090$	21	$0,01429 - j0,00025$	32	$0,02003 - j0,00051$
11	$0,01254 - j0,00047$	22	$0,02372 - j0,00287$	33	$0,01483 - j0,00023$

Визначимо рівень напруги у вузлі №2 на другому ітераційному кроці:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{2*} &= \underline{U}_{1*} - \underline{I}_{2*} \cdot \underline{Z}_{1-2*} = (1 + j0) - (0,01413 - j0,00162) \cdot (0,0196 - j0,002) = \\ &= 0,9912 - j0,00051 \text{ в.о.} \end{aligned}$$

$$U_{2*} = 0,9912 \text{ в.о.}$$

Для інших вузлів розрахунки виконуються аналогічно і результати представлені в табл. 2.10.

Таблиця 2.10 – Результати розрахунку модулів напруги у вузлах модельованої схеми на другому ітераційному кроці

Номер вузла	Напруга у вузлі	Номер вузла	Напруга у вузлі	Номер вузла	Напруга у вузлі
1	1	12	0,9131	23	0,9755
2	0,9912	13	0,9069	24	0,9636
3	0,9823	14	0,9045	25	0,9626
4	0,9742	15	0,8998	26	0,9522
5	0,9683	16	0,8979	27	0,946
6	0,9568	17	0,8963	28	0,9384
7	0,9482	18	0,8952	29	0,9303
8	0,9371	19	0,9853	30	0,9208
9	0,932	20	0,9815	31	0,9154
10	0,9269	21	0,9798	32	0,9128
11	0,9194	22	0,978	33	0,9114

Підсумкові втрати потужності в модельованій мережі у відносних та іменованих одиницях обраховуються за наступним виразом:

$$\Delta S_{\text{мережі}^*} = \sum \Delta S_{\text{віток}^*} = \sum R_{(x-1)x^*} \left(\frac{U_x - U_{x-1}}{Z_{(x-1)x^*}} \right)^2 = 0,0279 \text{ в.о.},$$

$$\Delta S_{\text{мережі}} = \Delta S_{\text{мережі}^*} \cdot S_{\text{б}} = 0,0279 \cdot 250 = 6,976 \text{ кВА}.$$

Із результатів обчислень на другому кроці ітерації видно, що найбільша числова відмінність напруги між наближеннями складає 0,0092 в.о. Це свідчить про необхідність подальших розрахунків.

Тому з використанням нововизначених рівнів напруги у вузлах визначаються струмові навантаження у вузлах.

$$\underline{I}_{2*} = \frac{S_{2*}^*}{\underline{U}_{2*}} = \frac{0,014 - j0,0016}{0,9912 - j0,00051} = 0,01413 - j0,00162 \text{ в.о.}$$

Для інших вузлів виконуються аналогічні розрахунки а їх результати зведено до табл. 2.11.

Таблиця 2.11 – Результати визначення струмового навантаження у вузлах розподільної електромережі на третьому ітераційному кроці

№	$\underline{I}_n^*$, в.о.;	№	$\underline{I}_n^*$, в.о.	№	$\underline{I}_n^*$, в.о.
		12	$0,01622 - j0,00041$	23	$0,015597 - j0,00017$
2	$0,01413 - j0,00162$	13	$0,01147 - j0,00017$	24	$0,02576 - j0,00332$
3	$0,01915 - j0,00286$	14	$0,01283 - j0,00045$	25	$0,02911 - j0,00249$
4	$0,01150 - j0,00165$	15	$0,01156 - j5,11e-05$	26	$0,01387 - j0,00012$
5	$0,00744 - j5,45e-05$	16	$0,00980 - j0,00013$	27	$0,01735 - j0,00013$
6	$0,01631 - j0,00046$	17	$0,00848 - j0,00012$	28	$0,01663 - j0,00052$
7	$0,01899 - j0,00216$	18	$0,00939 - j0,00022$	29	$0,01075 - j0,00016$
8	$0,02007 - j0,00134$	19	$0,01341 - j4,75e-05$	30	$0,01782 - j0,00028$
9	$0,00945 - j0,00011$	20	$0,03345 - j0,00050$	31	$0,01530 - j0,00093$
10	$0,01468 - j0,00091$	21	$0,01430 - j0,00025$	32	$0,02017 - j0,00051$
11	$0,01262 - j0,00048$	22	$0,02374 - j0,00287$	33	$0,01493 - j0,00023$

Визначимо рівень напруги у вузлі №2 на третьому ітераційному кроці:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{2*} &= \underline{U}_{1*} - \underline{I}_{2*} \cdot \underline{Z}_{1-2*} = (1 + j0) - (0,01413 - j0,00162) \cdot (0,0196 - j0,002) = \\ &= 0,9902 - j0,00045 \text{ в.о.} \end{aligned}$$

$$U_{2*} = 0,9902 \text{ в.о.}$$

Для інших вузлів розрахунки виконуються аналогічно і результати представлені в табл. 2.12.

Таблиця 2.12 – Результати розрахунку модулів напруги у вузлах модельованої схеми на третьому ітераційному кроці

Номер вузла	Напруга у вузлі	Номер вузла	Напруга у вузлі	Номер вузла	Напруга у вузлі
1	1,00000	12	0,91255	23	0,97541
2	0,9902	13	0,90627	24	0,96345
3	0,98224	14	0,90388	25	0,96246
4	0,97403	15	0,89915	26	0,95196
5	0,96812	16	0,89722	27	0,94569
6	0,95656	17	0,89561	28	0,93809
7	0,94791	18	0,89446	29	0,92989
8	0,93671	19	0,98524	30	0,92034
9	0,93164	20	0,98144	31	0,91486
10	0,92648	21	0,97979	32	0,91233
11	0,91890	22	0,97795	33	0,91089

Підсумкові втрати потужності в модельованій мережі у відносних та іменованих одиницях:

$$\Delta S_{\text{мережі}^*} = \sum \Delta S_{\text{віток}^*} = \sum R_{(x-1)x^*} \left(\frac{U_x - U_{x-1}}{Z_{(x-1)x^*}} \right)^2 = 0,0282 \text{ в.о.},$$

$$\Delta S_{\text{мережі}} = \Delta S_{\text{мережі}^*} \cdot S_0 = 0,0282 \cdot 250 = 7,06 \text{ кВА}.$$

Результати розрахунку рівнів напруг у вузлах схеми електричної мережі за результатами трьох ітераційних кроків свідчать, що максимальна відмінність між напругами вузлів двох останніх ітераційних кроків рівна 0,0007 в.о., що нижче заданого рівня похибки. Тому обчислення можна вважати закінченими. З метою автоматизації розрахунків та підвищення їх точності була розроблена відповідна програма для середовища MATLAB,

листинг якої подано у Додатку А.

Таким чином для випадку роботи мережі із коефіцієнтом відбору $k_{\text{відбору}} = 50\%$ загальні втрати в електричній мережі складають $1630 \text{ В}\cdot\text{А}$, для $k_{\text{відбору}} = 70\%$ втрати рівні $32845 \text{ В}\cdot\text{А}$, для $k_{\text{відбору}} = 100\%$ втрати рівні $70687 \text{ В}\cdot\text{А}$. Відповідні розрахункові значення рівнів напруги у вузлах схеми приведено в табл. 2.13 і на рис. 2.2.

Таблиця 2.13 – Результати розрахунків модулів напруги у вузлах модельованої схеми для трьох значень коефіцієнта відбору потужності

Вузол	Напруга у вузлі, в.о.			Вузол	Напруга у вузлі, в.о.		
	$k_{\text{відбору}} = 50\%$	$k_{\text{відбору}} = 70\%$	$k_{\text{відбору}} = 100\%$		$k_{\text{відбору}} = 50\%$	$k_{\text{відбору}} = 70\%$	$k_{\text{відбору}} = 100\%$
1	1,00000	1,00000	1,00000	18	0,94928	0,92767	0,89360
2	0,99534	0,99336	0,99029	19	0,99240	0,98923	0,98435
3	0,99103	0,98724	0,98135	20	0,99053	0,98659	0,98056
4	0,98710	0,98164	0,97315	21	0,98971	0,98544	0,97890
5	0,98426	0,97761	0,96723	22	0,98880	0,98416	0,97706
6	0,97872	0,96973	0,95568	23	0,98768	0,98252	0,97453
7	0,97460	0,96385	0,94703	24	0,98183	0,97425	0,96258
8	0,96926	0,95624	0,93583	25	0,98134	0,97357	0,96159
9	0,96686	0,95281	0,93077	26	0,97652	0,96659	0,95109
10	0,96441	0,94930	0,92560	27	0,97352	0,96232	0,94482
11	0,96082	0,94417	0,91803	28	0,96988	0,95714	0,93721
12	0,95782	0,93988	0,91168	29	0,96597	0,95157	0,92902
13	0,95485	0,93563	0,90540	30	0,96142	0,94507	0,91947
14	0,95373	0,93402	0,90301	31	0,95882	0,94136	0,91400
15	0,95150	0,93083	0,89828	32	0,95761	0,93963	0,91146
16	0,95059	0,92952	0,89635	33	0,95693	0,93866	0,91002
17	0,94983	0,92845	0,89475				

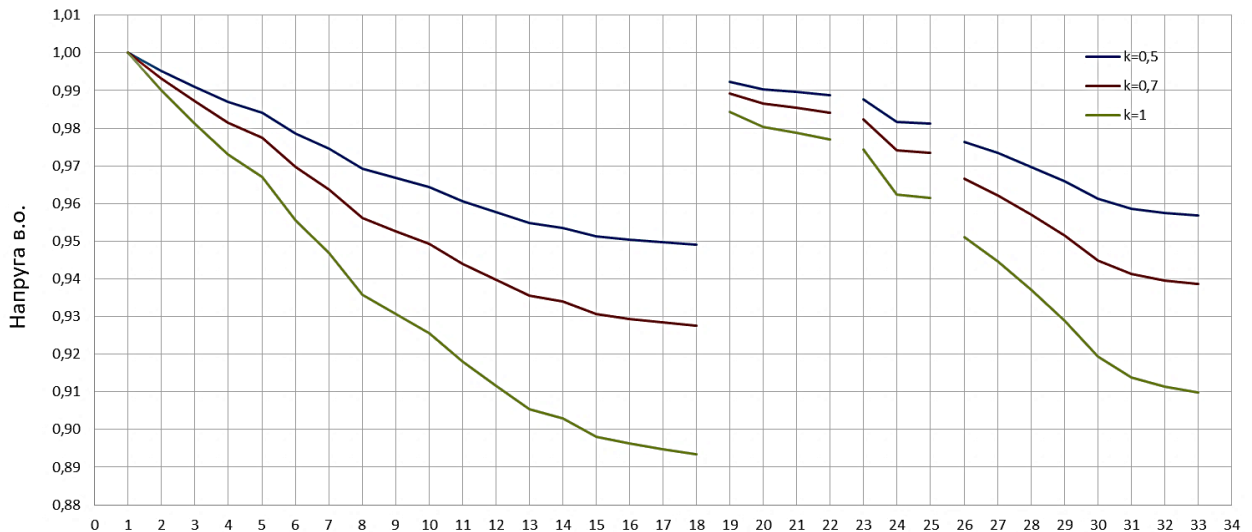


Рисунок 2.2 – Ілюстрація рівня напруги в модельованій електричній мережі до підключення сонячних електростанцій

Аналіз даних табл. 2.13 та рис. 2.2 показує, що максимально низький рівень вузлової напруги спостерігається у вузлі №18, де відносно значення напруги нижче мінімально допустимої величини 0,95 в.о., причому для усіх значень коефіцієнта відбору потужності. Для вирівнювання напруги до допустимого значення, таким чином у вузлі №18 потрібно встановити додаткову генеруючу потужність сонячних електричних станцій.

2.6 Висновки до другого розділу

Було проаналізовано модель електромережі напругою 0,4 кВ та розраховано рівні напруги у вузлах для трьох режимів навантаження без інтеграції сонячної електростанції. Найнижче значення напруги за пікового навантаження у вузлі №18 становило 89 %, що не є допустимо.

Отримані результати свідчать про необхідність впровадження заходів із підвищення рівня напруги у проблемних вузлах шляхом інтеграції сонячних електростанцій або інших додаткових джерел електроенергії. Це дозволить забезпечити експлуатаційні характеристики електромережі відповідно до нормативних вимог.

РОЗДІЛ 3

ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ ІНТЕГРАЦІЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ ТА РОЗРАХУНОК НЕОБХІДНОГО ЇХ ЧИСЛА ТА КІЛЬКІСНИХ ПОКАЗНИКІВ ПОТУЖНОСТІ

3.1 Визначення потужності та розташування однієї сонячної електростанції для забезпечення відповідного рівня відхилення напруги в електромережі

Вибір оптимального місця розташування та потужності сонячної електростанції є важливим завданням для підтримання експлуатаційних показників та режимів роботи електромережі відповідно до нормативів.

Інтеграція додаткової потужності генерації у певні вузли мережі може зашкодити її допустимим режимам роботи. Тому при виборі однієї сонячної електростанції слід ретельно визначити таке місце в мережі, де її потужність буде мінімальною для забезпечення допустимих рівнів напруги (не вище 105 %) як за мінімального споживання потужності, так і за максимально можливого споживання потужності (не нижче 95 %) навантаження.

У Додатку А Наводиться фрагмент коду MATLAB для розрахунку необхідної додаткової потужності у одному обраному вузлі мережі з метою забезпечення припустимих меж відхилення напруги за трьох рівнів навантаження.

Результати моделювання у програмі MATLAB наведено у табл. 3.1 і на рис. 3.1, з аналізу яких очевидно, що слід встановлювати додатково генеруючу потужність у вузлах мережі для забезпечення рівня напруги не нижче як 95 % за трьох режимів навантаження. У вузлах з пропусками даними (н.д.) інтеграція додаткових джерел неможлива, оскільки додана в одному вузлі потужність для досягнення мінімального рівня напруги 95 % призводить до перевищення у іншому вузлі максимально припустимого значення понад як

105 %, що порушує вимоги до якості електроенергії.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку необхідної потужності сонячних електростанцій та місця їх встановлення.

Вузол	Величина потужності інтегрованої сонячної електростанції, кВт			Вузол	Величина потужності інтегрованої сонячної електростанції, кВт		
	$k_{\text{відбору}} = 100 \%$	$k_{\text{відбору}} = 70 \%$	$k_{\text{відбору}} = 50 \%$		$k_{\text{відбору}} = 100 \%$	$k_{\text{відбору}} = 70 \%$	$k_{\text{відбору}} = 50 \%$
2	682,963	391,081	19,94	18	н. д.	30,16	0,401
3	317,935	182,364	9,319	19	н. д.	н. д.	19,84
4	194,488	111,823	5,711	20	н. д.	н. д.	19,84
5	150,3	86,473	4,409	21	н. д.	н. д.	19,84
6	102,805	59,318	3,106	22	н. д.	н. д.	19,84
7	73,046	41,082	2,104	23	н. д.	н. д.	9,319
8	73,146	29,860	1,503	24	н. д.	н. д.	9,218
9	73,346	29,759	1,303	25	н. д.	н. д.	9,218
10	73,647	29,659	1,102	26	103,406	59,318	3,106
11	74,348	29,559	0,902	27	104,509	59,419	3,006
12	н. д.	29,459	0,802	28	н. д.	59,519	3,006
13	н. д.	29,559	0,701	29	н. д.	59,92	3,006
14	н. д.	29,559	0,601	30	н. д.	60,621	3,006
15	н. д.	29,659	0,501	31	н. д.	н. д.	3,006
16	н. д.	29,759	0,501	32	н. д.	н. д.	3,006
17	н. д.	29,96	0,401	33	н. д.	н. д.	2,906

Отже, оптимальні вузол підключення та мінімальна потужність сонячної електростанції для забезпечення допустимих меж відхилення напруги в електромережі є різними за трьох розглянутих рівнів навантаження. Зокрема, за 50 % пікового навантаження потрібно 0,401 кВт у вузлі №17 або №18 вузлі; за 70 % пікового – 29,459 кВт у вузлі №12; за повного пікового навантаження – 73,046 кВт у вузлі №7.

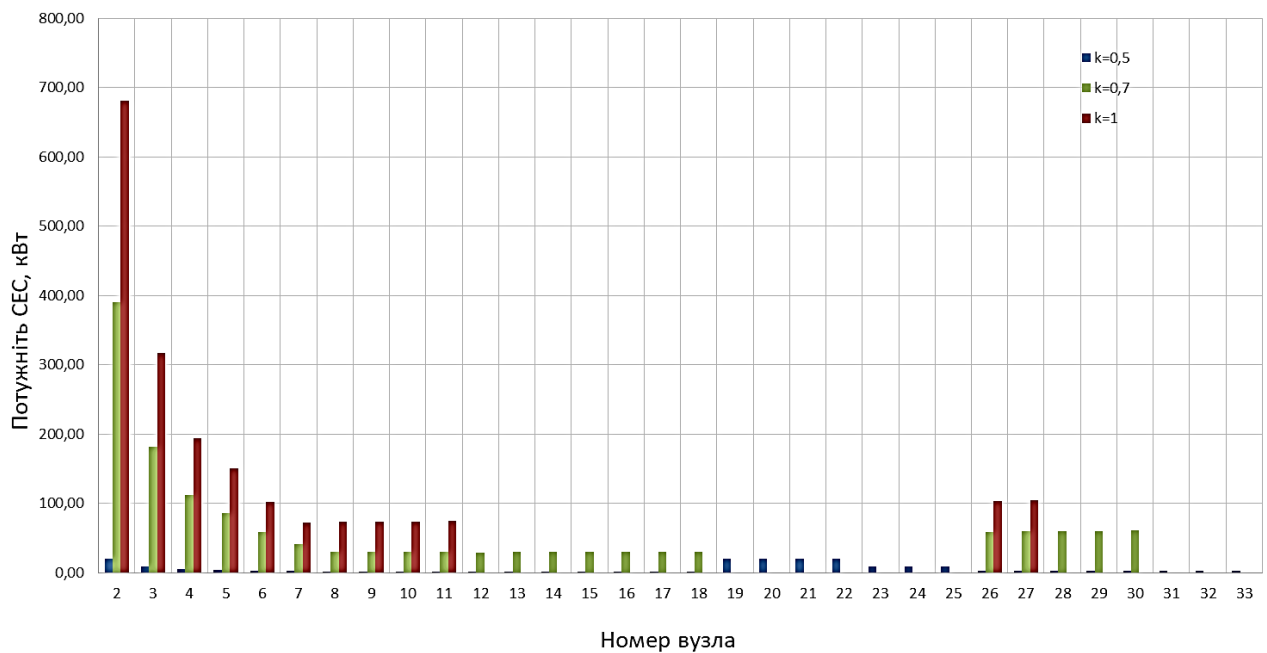
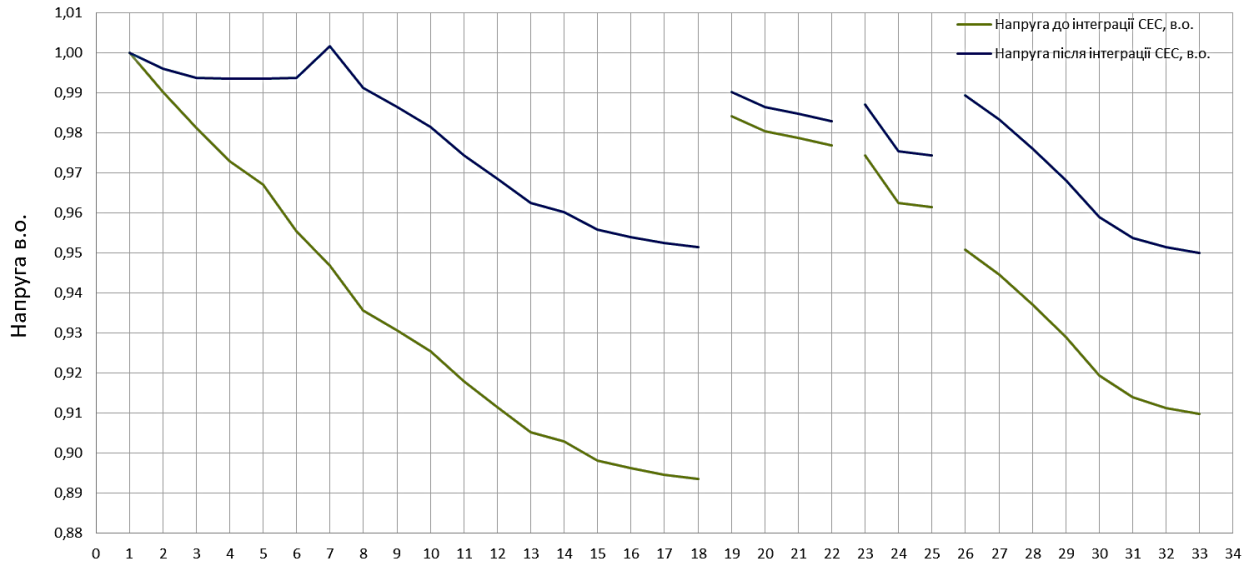


Рисунок 3.1 – Ілюстрація результатів розрахунку місця встановлення та необхідної потужності сонячних електростанцій

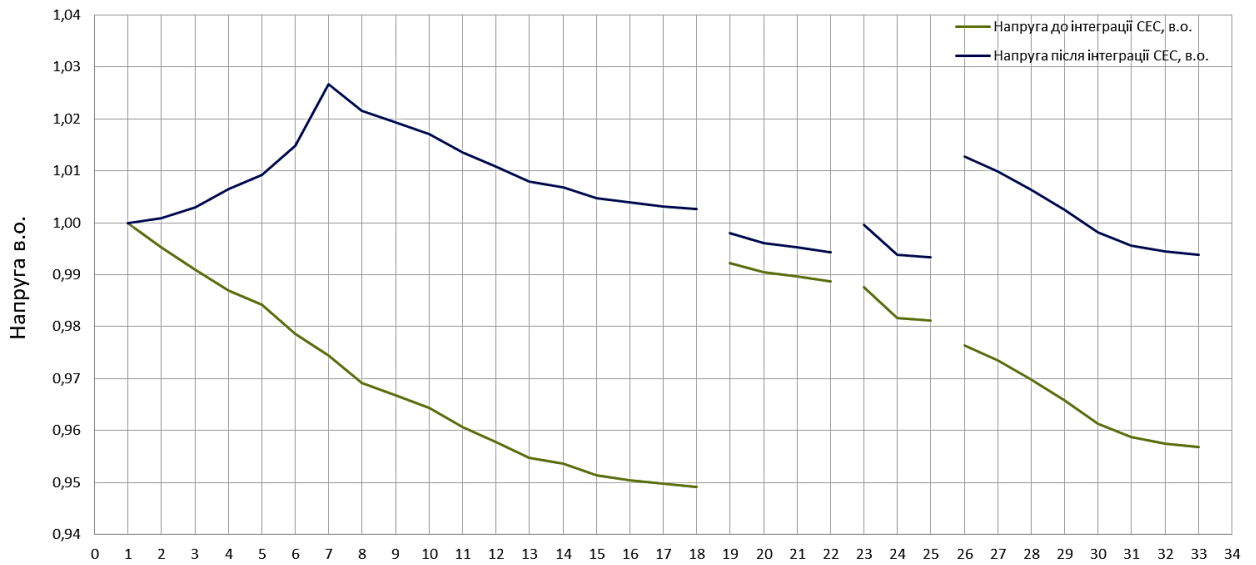
Для перевірки було розраховано рівні напруги у вузлах мережі за умови інтеграції зазначеної вище потужності у вузол №7 при піковому навантаженні, а також за коефіцієнта відбору потужності рівному 50 %. Код відповідної програми приведений в Додатку А.

Результати моделювання в MATLAB проілюстровано на графіках зміни напруги у вузлах до та після інтеграції СЕС за режимів навантаження 100 % (рис.3.2 а) та 50 % (рис.3.2 б). Як видно з результатів розрахунків є необхідність у регулюванні потужності сонячної електростанції.

Аналізуючи графіки на рис. 3.2, а легко встановити, що інтеграція додаткової потужності сонячних електростанцій величиною 73,046 кВт у вузол №7 забезпечує необхідні межі напруги від 95% до 105% від номінального значення на всіх ділянках електромережі за пікового навантаження. Натомість з рис. 3.2, б видно, що за вдвічі меншої потужності споживання ніж в максимальному режимі потреби у регулюванні сонячної електростанції немає і вся додатково вироблена енергія може бути використана.



а)



б)

а – для випадку $k_{\text{відбору}} = 100\%$, б – для випадку $k_{\text{відбору}} = 50\%$,

Рисунок 3.2 – Графічні результати визначення рівня напруги у вузлах модельованої електричної мережі до та після інтеграції додаткової потужності 73,046 кВт сонячної електростанції

Тому буде раціональним вибір потужності сонячної електростанції за

умови пікового навантаження. Хоча це потребує більших капітальних вкладень, проте дозволяє забезпечити необхідний рівень напруги в мережі триваліший час. Крім того, додатково вироблена енергія за менших навантажень може бути реалізована споживачам, що компенсує витрати на впровадження більш потужної сонячної електростанції.

3.2 Розрахунок необхідного для регулювання напруги рівня додаткової потужності сонячних електростанцій для кожного вузла модельованої електромережі

Для забезпечення необхідного рівня напруги в кожному з вузлів електромережі буде виконано розрахунок параметрів потужності сонячних електростанцій малої потужності. Ці станції дозволять компенсувати недостатню потужність в окремих точках мережі, вплинувши таким чином на розподіл напруги в мережі.

Задачею є визначення потрібної встановленої потужності таких міні-СЕС для кожного з вузлів 32 (за виключенням балансуєчого першого вузла) цієї електромережі. Розрахунок буде виконаний для трьох можливих рівнів навантаження цих вузлів (50%, 70%, 100%).

Для вирішення поставленого завдання розроблено фрагмент програмного коду мовою MATLAB, що приведений у Додатку А. Цей код реалізує обчислення додаткової потужності, яку необхідно забезпечити за допомогою сонячних електростанцій в кожному окремому випадку навантаження.

Для перевірки ефективності запропонованого підходу щодо інтеграції додаткових джерел живлення у вигляді сонячних електростанцій малої потужності було проведено моделювання роботи системи.

Згідно отриманих результатів, для підтримки рівня напруги в електромережі не нижче 95% від номінального значення при різних значеннях коефіцієнта відбору потужності ($k_{\text{відбору}} = 50 \%$, $k_{\text{відбору}} = 70 \%$, $k_{\text{відбору}} = 100 \%$)

необхідна додаткова встановлена потужність сонячних електростанцій в кожному з вузлів складає: 0,101 кВт, 0,902 кВт та 1,603 кВт відповідно.

Загальна додаткова потужність для всієї мережі з 32 вузлами при цьому становитиме відповідно 3,21 кВт, 28,9 кВт та 51,3 кВт для тих же умов навантаження.

Для перевірки запасу потужності та необхідності регулювання режимів роботи сонячної електростанції було промодельовано режим роботи при максимальному навантаженні ($k_{\text{відбору}} = 100 \%$) та визначені рівні напруги у вузлах мережі при інтеграції потужності 1,603 кВт у вузли схеми. Також була виконана перевірка розрахунком мінімального режиму навантаження ($k_{\text{відбору}} = 50 \%$) щоб пересвідчитись в допустимості режиму напруги.

У Додатку А наведено фрагмент коду програми MATLAB, який реалізує обчислення рівня напруги у вузлах розглянутої електромережі за наступних умов: піковому рівні навантаження ($k_{\text{відбору}} = 100 \%$), інтеграції додаткової потужності сонячної електростанції величиною 1,603 кВт в вузли схеми з №2 по №33, коефіцієнті увімкненої потужності 50% для перевірки режиму напруги в мінімальному навантаженні.

Для наочного представлення результатів моделювання роботи системи електромережі до та після інтеграції запропонованих заходів, на рис. 3.3, а проілюстровано графік зміни рівня напруги по вузлах для двох випадків: без додаткових джерел живлення за умови пікового навантаження ($k_{\text{відбору}} = 100 \%$); після встановлення сонячних електростанцій потужністю 1,603 кВт у вузли при тому ж рівні навантаження.

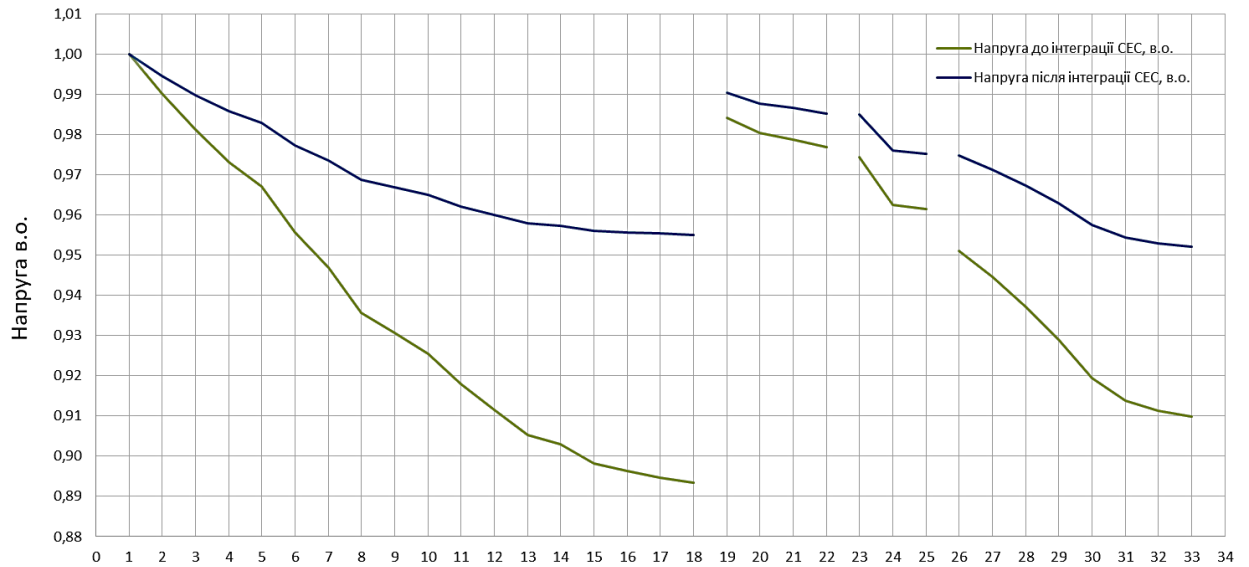
Аналогічна демонстрація результатів моделювання режиму з вузловими навантаженнями на рівні 50% представлена на рис. 3.3, б.

Узагальнюючи результати проведеного моделювання та аналізу графічних залежностей на рис. 3.3 можна підсумувати таке:

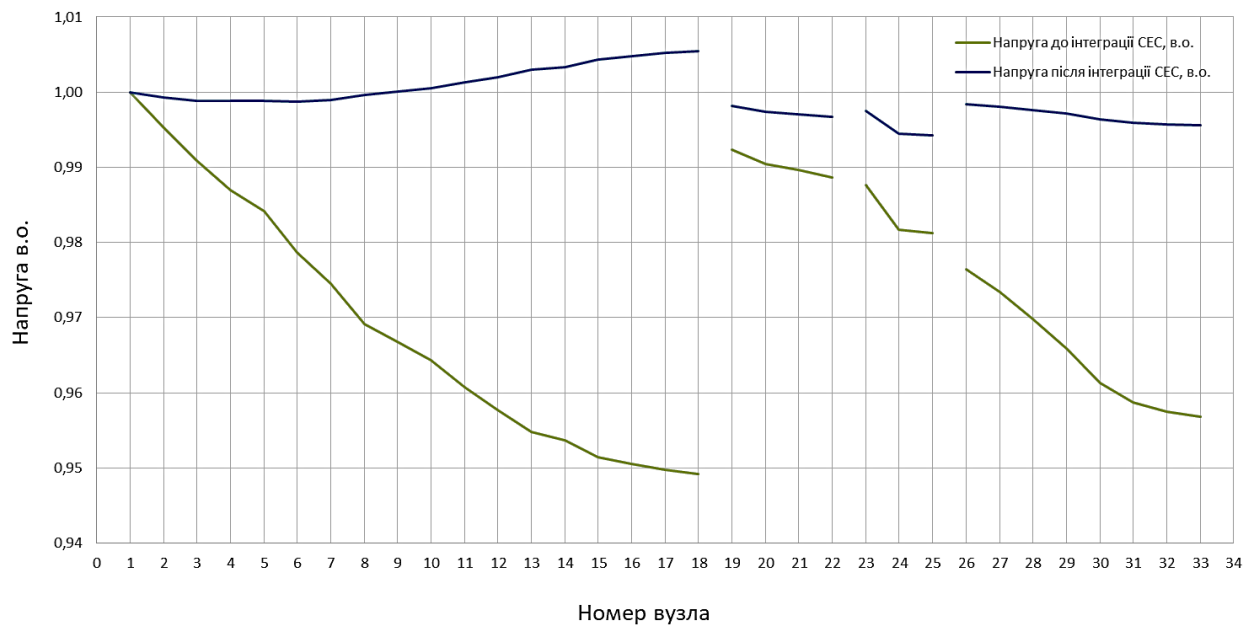
- інтеграція додаткової потужності сонячних електростанцій у розмірі 1,603 кВт у кожен із вузлів 2-33 дозволяє забезпечити необхідний рівень напруги 95 % - 105 % від номінального значення по всій електромережі за

умови максимального (пікового) навантаження;

– за нижчих рівнів навантаження (50% від пікового) потреби в регулюванні потужності СЕС не виникає, тому вся доступна потужність генерована СЕС може бути використана, що підвищує ефективність системи.



а)



б)

а – для випадку $k_{\text{відбору}} = 100\%$, б – для випадку $k_{\text{відбору}} = 50\%$,

Рисунок 3.3 – Результати розрахунку рівнів напруги до та після підключення сонячної електростанції потужністю 1,603 кВт у вузли

Таким чином для забезпечення необхідної якості електропостачання при будь-яких можливих режимах роботи даної електромережі доцільно вибрати потужність СЕС виходячи з умови максимального проектного навантаження. Сумарна потужність СЕС по всій мережі за цих умов повинна складати 51,3 кВт (1,603 кВт на вузол), що було визначено розрахунковим шляхом на попередньому етапі дослідження.

3.3 Потужність сонячних електростанцій у вузлах з низькою напругою

Для оптимізації витрат на реалізацію запропонованого підходу доцільно обмежитися встановленням сонячних електростанцій лише у тих вузлах модульованої електромережі, де спостерігається недостатня напруга при певних рівнях навантаження.

Зокрема, аналіз показав, що рівень напруги менше 95 % номінального: при $k_{\text{відбору}} = 50 \%$ у вузлах №17 та №18; при $k_{\text{відбору}} = 70 \%$ у вузлах №10 - №18 та №30 - №33; при $k_{\text{відбору}} = 100 \%$ у вузлах №7 - №18 та №27 - №33.

Отже, для забезпечення нормативів якості електроенергії достатньо обмежитися інтеграцією сонячних установок саме в зазначених вузлах. Їх загальна потужність має розраховуватися, виходячи з умови підтримки рівня напруги на рівні не нижче 95% у цих "проблемних" точках мережі за будь-якого рівня навантаження.

Такий підхід дозволить значно зменшити капітальні вкладення в реалізацію проекту при забезпеченні всіх необхідних технічних умов.

Фрагмент коду MATLAB для розрахунку потрібної додаткової потужності сонячних електростанцій у вузлах схеми, де рівень напруги падає нижче 95% від номінального приведений у Додатку А.

Розрахунок виконується для трьох рівнів навантаження електромережі: при $k_{\text{відбору}} = 50 \%$, $k_{\text{відбору}} = 70 \%$, $k_{\text{відбору}} = 100 \%$.

У табл. 3.2 наведено результати розрахунку необхідної потужності сонячних електростанцій для трьох рівнів навантаження електромережі саме у тих її вузлах, де спостерігається недостатня напруга, а саме, для рівнів: $k_{відбору} = 50 \%$ потрібна потужність вказана для №17 та №18 вузлів; $k_{відбору} = 70 \%$ №10 – для №18 та №30 - №33 вузли; $k_{відбору} = 100 \%$ для – №7 - №18 та №27 - №33 вузли.

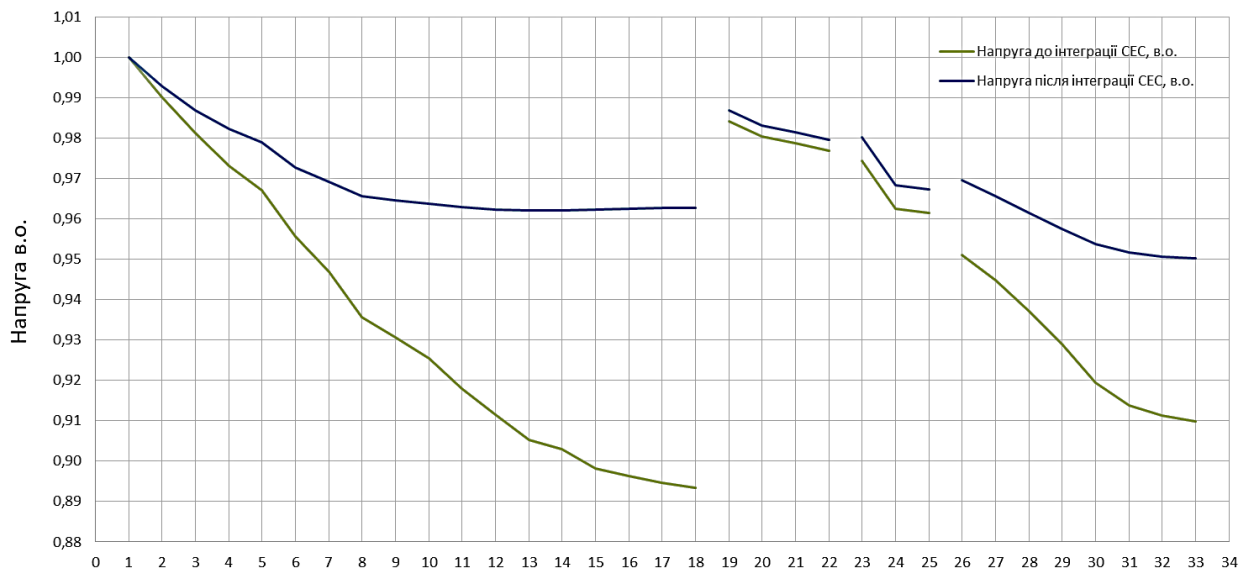
Таблиця 3.2 – Потужність у вузлах схеми з напругою нижче рівня 95 %.

Вузли інсталяції СЕС	Вузлова потужність СЕС для всіх вузлів, кВт		
	$k_{відбору} = 100 \%$	$k_{відбору} = 70 \%$	$k_{відбору} = 50 \%$
№17-№18	н. д.	15,15	0,202
№10-№18 та №30-№33	2,323	1,111	0,101
№7-№18 та №27-№33	1,818	1,01	0,101
Вузли інсталяції СЕС	Інтегральна потужність СЕС для всіх вузлів, кВт		
	$k_{відбору} = 100 \%$	$k_{відбору} = 70 \%$	$k_{відбору} = 50 \%$
№17-№18	н. д.	30,3	0,404
№10-№18 та №30-№33	30,199	14,443	1,313
№7-№18 та №27-№33	34,542	19,19	1,919

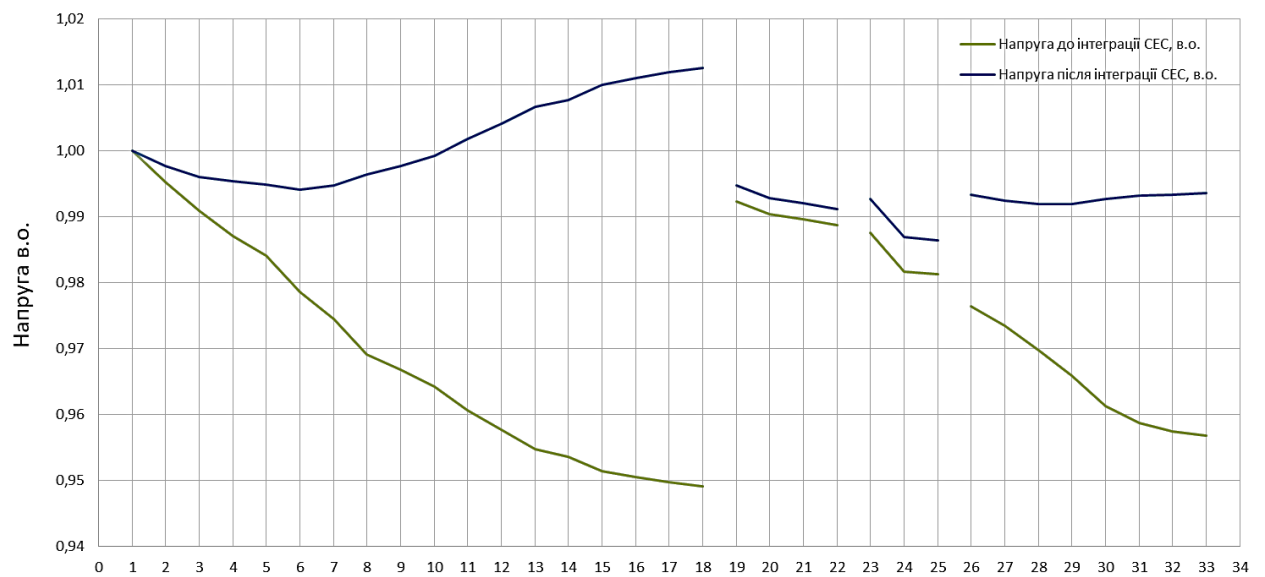
Беручи до уваги наведені розрахунки, можна зробити висновок, що оптимальним є варіант інтеграції сонячної електростанції потужністю 2,323 кВт у кожен з вузлів №10-№18 і №30-№33, оскільки варіант розміщення СЕС у вузлах №17-№18 не задовольняє за умовами напруги в допустимих межах, а у випадку вузлів №7-№18 і №27-№33 необхідно більша потужність.

Виконаємо аналіз режиму напруги для обраного варіанту розміщення генерації СЕС потужністю 2,323 кВт у кожен з вузлів №10-№18 і №30-№33 при максимальному навантаженні з перевіркою при половинному навантаженні. Загальна потужність СЕС для 14 зазначених вузлів складає 29,9 кВт. Відповідний код програми MATLAB приведений у Додатку А.

Результати розрахунку представлені на рис. 3.4.



а)



б)

а – для випадку $k_{\text{відбору}} = 100\%$, б – для випадку $k_{\text{відбору}} = 50\%$,

Рисунок 3.4 – Розподіл рівнів напруги в модельованій мережі до та після підключення 2,323 кВт потужності сонячної електростанції

Для наочної демонстрації ефективності обраного варіанту інтеграції сонячних електростанцій на рис. 3.4, а представлено графік зміни рівня

напруги по вузлах електромережі у випадках інтеграції додаткових джерел при максимальному навантаженні та після встановлення СЕС потужністю 2,323 кВт у вузли №10-№8 та №30-№33 за того ж рівня споживання.

Аналогічні результати моделювання режиму з 50% вузлового навантаження представлено на рис. 3.4, б.

Отже, проаналізувавши дані, представлені на рис. 3.4, а можна дійти висновку, що інтеграція 13 додаткових сонячних електростанцій загальною потужністю 30,199 кВт до вузлів №10-№18 та №30-№33 електромережі дозволить забезпечити необхідні межі напруги в діапазоні 95%-105% на всіх ділянках мережі за умови пікового електроспоживання.

Що стосується навантаження на рівні половини пікового, то з даних, представлених на рис. 3.4, б можна побачити, що за таких умов необхідності в регулюванні генерації сонячних електростанцій немає. Вся вироблена ними електроенергія може бути використана споживачами. Це означає, що при виборі потужності додаткових генеруючих підстанцій слід орієнтуватися саме на умови пікового споживання електроенергії.

3.4 Розрахунок потужності та доцільного місця інтеграції двох сонячних електростанцій

У попередніх розділах було продемонстровано, що розміщення єдиної потужної сонячної електростанції для всієї електромережі є недоцільним рішенням. Адже потужність такої станції значно перевищуватиме сумарну потужність декількох дрібніших станцій. Крім того, експлуатація великої кількості інтегрованих СЕС вимагає додаткових витрат.

З цих причин буде розглянуто варіант з інтеграцією додаткової генеруючої потужності лише у двох точках електромережі. Перевіримо, чи дозволить це забезпечити необхідний рівень відхилення напруги за умови як пікового, так і напівпікового електроспоживання.

Приклад коду MATLAB для визначення оптимального розташування та

потужності двох однакових сонячних електростанцій, потрібних для забезпечення мінімально припустимого рівня напруги в електромережі приведений у Додатку А.

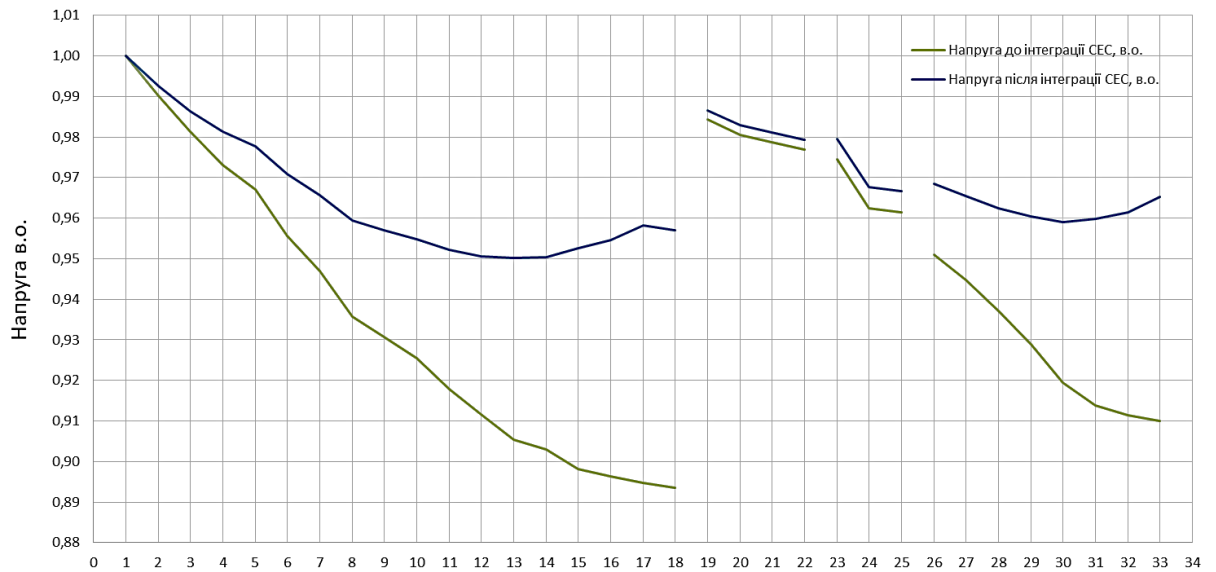
Отримані в результаті моделювання дані свідчать, що найоптимальнішим є розміщення двох сонячних електростанцій потужністю по 13,3 кВт у вузлах №17 та №33 електромережі. Для остаточної перевірки обчислимо рівень напруги в кожній точці мережі за умов пікового навантаження після підключення цих додаткових СЕС. А також перевіримо режим при зменшенні загального навантаження вдвічі – це дозволить зрозуміти, чи буде потреба в регулюванні генерації станцій.

Результати моделювання показано на рис. 3.5. Узагальнюючи результати моделювання, водно, що інтеграція двох додаткових сонячних електростанцій потужністю по 13,3 кВт до вузлів №17-№33 дозволяє забезпечити дотримання необхідних меж відхилення напруги в мережі (95%-105%) за умов максимального навантаження (рис. 3.5, а), а за режиму з навантаженням на рівні половини від максимального відсутня потреба у регулюванні потужності генерації СЕС (рис. 3.5, б) і вони можуть працювати з максимальною віддачею потужності.

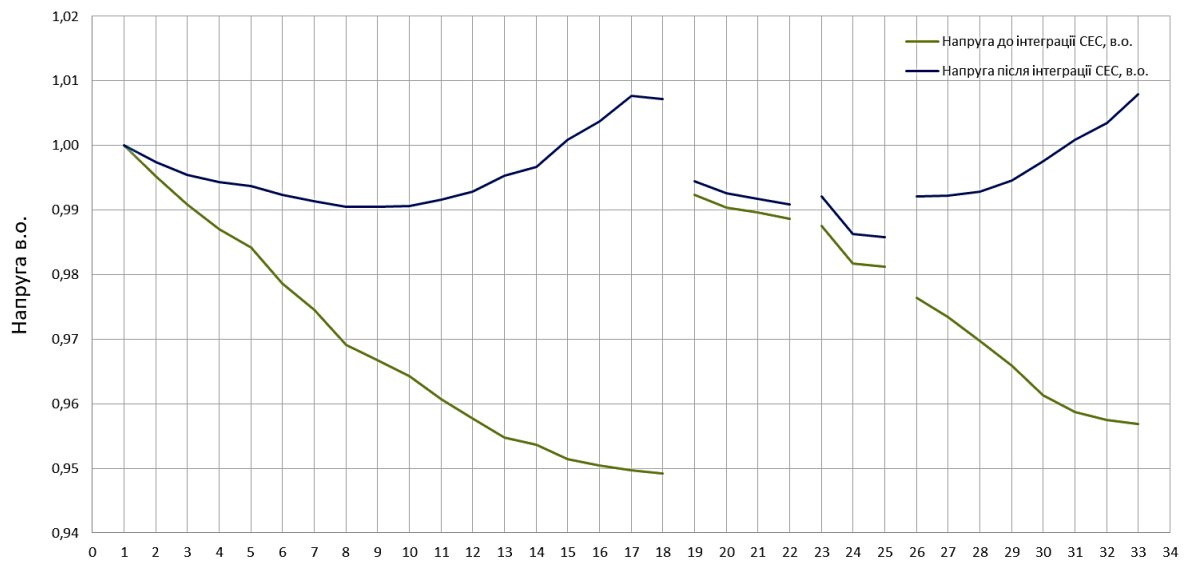
Проаналізувавши дані, можна зробити висновок, що встановлена у вузлі №33 сонячна електростанція потужністю 13,3 кВт має завищену потужність. Адже рівень напруги в прилеглій ділянці мережі не знижується до мінімально допустимого значення 95% від номінальної напруги.

Отже, має сенс розглянути можливість інтеграції СЕС різної потужності в двох точках електромережі. Це дозволить точніше підібрати необхідний обсяг додаткової генерації для кожного з вузлів.

Фрагмент програмного коду мовою MATLAB, який реалізує алгоритм пошуку оптимальної потужності і місцеположення двох сонячних електростанцій різної потужності з метою забезпечення мінімально припустимого рівня напруги в електромережі наведено в Додатку А.



а)



б)

а – для випадку $k_{\text{відбору}} = 100\%$, б – для випадку $k_{\text{відбору}} = 50\%$,

Рисунок 3.5 – Розподіл напруги по вузлам схеми до та після підключення двох сонячних електростанцій потужністю 13,3 кВт

За підсумками моделювання в середовищі MATLAB найбільш оптимальне розміщення двох сонячних електростанцій наступних параметрів:

потужністю 14 кВт у вузол №16 та потужністю 9,7 кВт у вузол №33.

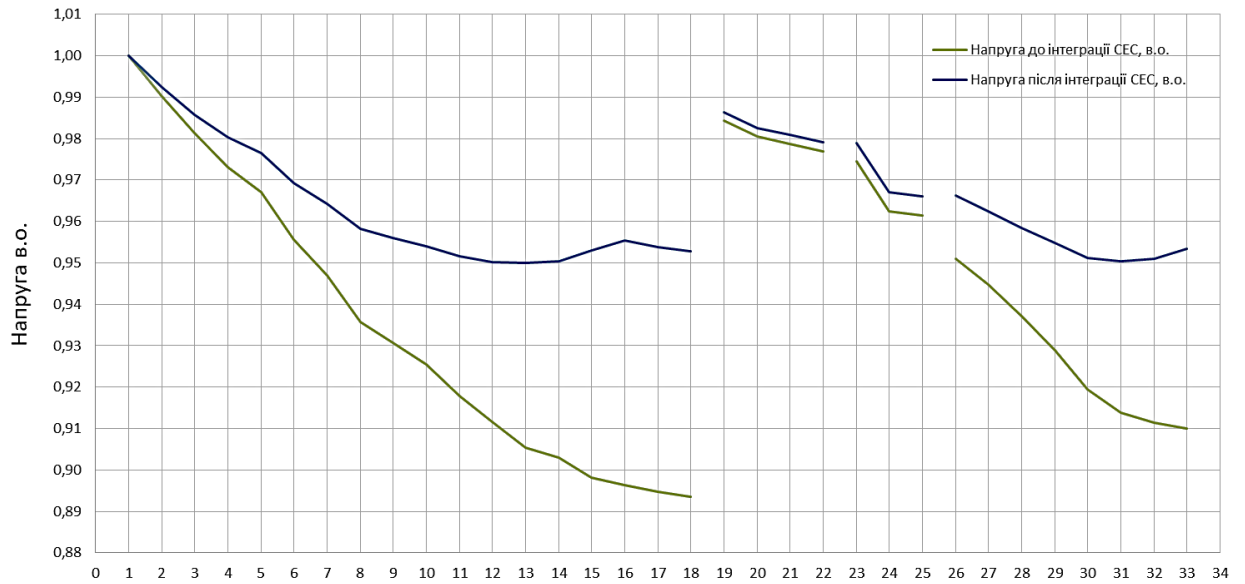
Для остаточного аналізу даного рішення, виконаємо додаткові розрахунки режимів роботи мережі з інтегрованою генерацією. Зокрема, обчислимо рівні напруги в кожній точці за умови максимального (пікового) навантаження після підключення додаткової потужності СЕС. А також перевіримо режим при зниженні загального енергоспоживання вдвічі – це дозволить з'ясувати потребу в регулюванні генерації сонячних станцій.

Результати розрахунку представлені на графіках рис. 3.6.

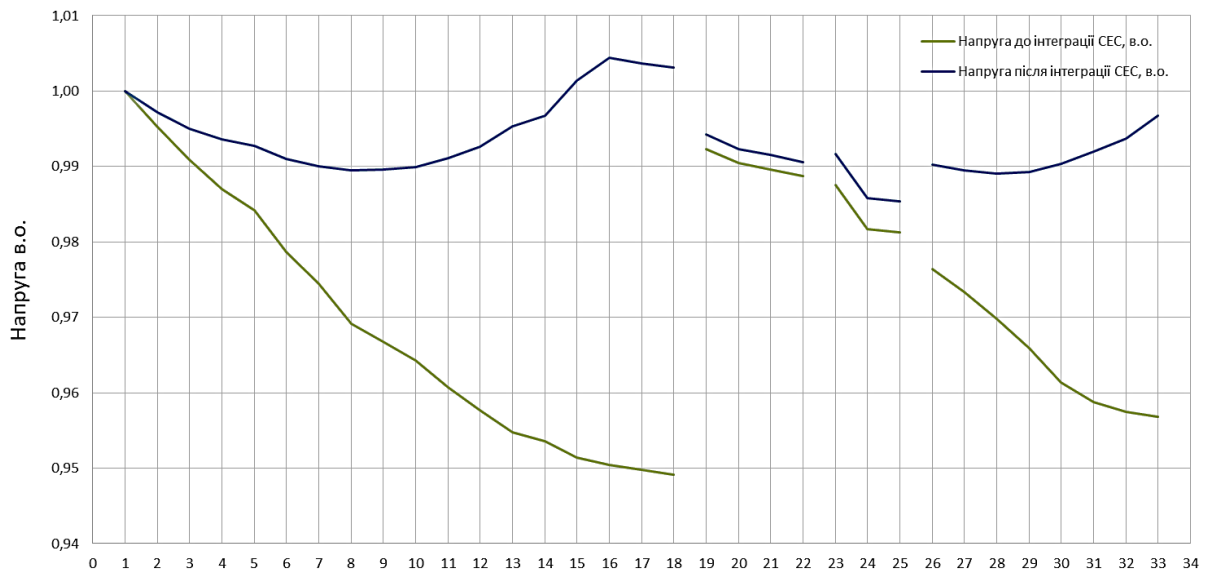
Узагальнюючи дані графіків, зображений на рис. 3.6 можна підсумувати, що підключення сонячних електростанцій потужністю 14 кВт та 9,7 кВт відповідно до 16-го та 33-го вузлів дозволяє забезпечити дотримання граничних значень напруги в межах 95%-105% від номінального значення в усіх точках мережі за умови максимального (пікового) навантаження. Разом з тим в режимі з навантаженням на рівні половини пікового відсутня необхідність в додатковому регулюванні потужності інтегрованих електростанцій. Вся вироблена СЕС енергія може бути використана в мережі.

Узагальнюючи результати дослідження, слід відмітити, що інтеграція двох додаткових джерел розосередженої генерації в різні вузли електромережі може забезпечити необхідний рівень напруги в усіх її точках. При цьому використання СЕС однакової потужності вимагає більшої сумарної величини доданої генерації порівняно з випадком застосування станцій різної потужності.

Отже, найбільш оптимальним є підключення сонячних електростанцій різної потужності - 14 кВт та 9,7 кВт відповідно до 16-го і 33-го вузлів даної електромережі. Сумарна додаткова потужність такої генерації складатиме 23,7 кВт. Моделювання підтвердило, що саме така інтеграція дозволяє забезпечити напругу в допустимих межах в кожній точці мережі.



а)



б)

а – для випадку $k_{\text{відбору}} = 100\%$, б – для випадку $k_{\text{відбору}} = 50\%$,

Рисунок 3.6 – Графік розподілу напруги у вузлах моделюваної електромережі до та після інтеграції двох сонячних електростанцій 14 кВт (вузол №16) та 9,7 кВт (вузол №33)

3.5 Порівняльний аналіз варіантів підключення сонячних електростанцій до вузлів модельованої електромережі

Результати виконаних обчислень стосовно місця підключення сонячних електростанцій, їх кількості та необхідної потужності для забезпечення підтримання напруги у вузлах модельованої схеми мережі в допустимих межах 95 % - 100 % за умови зміни навантаження у вузлах мережі зведено в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Підсумкові дані по розміщенню та параметрам варіантів підключення сонячних електростанцій у вузлах електромережі.

Номер вузла підключення СЕС	Кількість СЕС	Потужність СЕС, кВт		Граничне відхилення напруги, %
		загальна	індивідуальна	
№7	1	72,9	72,9	+2,7 (№7)
№2-№33	32	51,2	1,6	-0,6 (№25)
№10-№18 №30-№33	13	29,9	2,3	+1,3 (№18)
№17 та №33	2	26,6	13,3	+0,8 (№33)
№16 та №33	2	23,7	14 9,7	-1,1 (№28)

Узагальнюючи дані табл. 3.3, можна зробити наступні висновки, що мінімальна сумарна потужність додаткової генерації для забезпечення граничних значень напруги в діапазоні 95 % - 100 % в кожному вузлі за умов пікового навантаження складає 23,7 кВт. Це досягається при інтеграції двох сонячних електростанцій 14 кВт та 9,7 кВт до 16-го та 33-го вузлів. Натомість мінімальне відхилення напруги на рівні -0,6% за напівпікового навантаження забезпечується розосередженою інтеграцією сонячної електростанції потужністю 2,3 кВт в кожен з вузлів (загалом 51,2 кВт).

Для наочного відображення отриманих результатів оптимізації доцільно

побудувати порівняльні графіки залежності сумарної потужності інтегрованої генерації та відхилення напруги від обраної конфігурації додаткових сонячних електростанцій, які приведені на рис. 3.7.

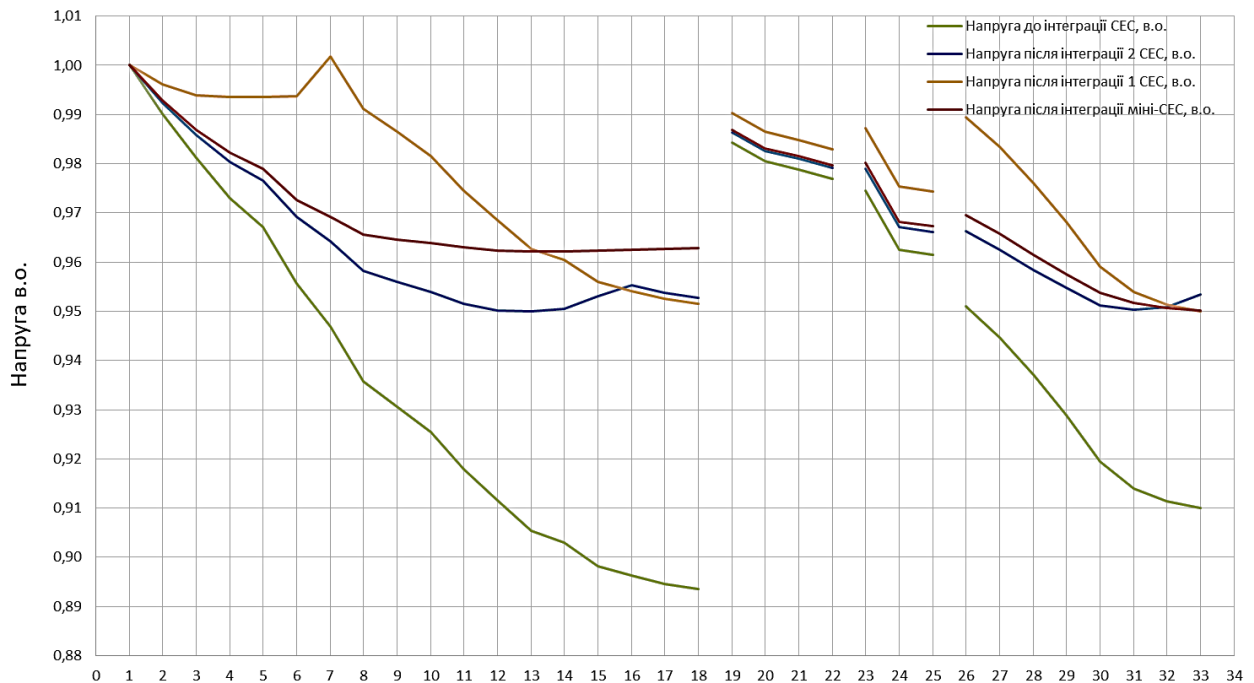


Рисунок 3.7 – Порівняльний аналіз розподілу рівнів напруги у вузлах модельованої мережі при підключенні сонячних електростанцій у вузлах схеми та при піковому навантаженні

3.6 Висновки до третього розділу

1. Визначено оптимальне місце розташування та необхідну потужність одиничної сонячної електростанції для забезпечення задовільного режиму напруги в діапазоні 95 % - 105 % в усіх вузлах електромережі за умов пікового навантаження. Результати моделювання показали, що підключення сонячної електростанції потужністю 72,9 кВт до 7-го вузла є найбільш ефективним рішенням. Також було перевірено режим роботи мережі за напівпікового споживання. Встановлено, що за таких умов додаткове регулювання потужності СЕС не потрібне, оскільки максимальне відхилення напруги

102,6 % у 7-му вузлі не виходить за встановлені межі.

2. Визначено необхідну одиничну потужність СЕС на рівні 1,6 кВт на вузол для забезпечення граничних значень напруги 95 % - 105 % в усіх вузлах за умов пікового навантаження. З урахуванням загальної кількості вузлів (32), сумарна потужність розосередженої генерації має становити 51,2 кВт. Перевірка режиму за напівпікового споживання показала, що додаткове регулювання потужності інтегрованих СЕС не потрібне. Максимальна напруга склала 100,5 % у вузлі №18 і знаходиться в допустимих межах.

3. Визначено оптимальне розміщення СЕС в електромережі для компенсації локального зниження напруги. А саме – інтеграція додаткових генеруючих потужностей доцільна у вузлах з 10 по 18 та з 30 по 33. Розраховано необхідну індивідуальну потужність кожної СЕС для забезпечення якісних показників напруги 95 % - 105 % за умови максимального проектного навантаження. Вона складає 2,3 кВт на одну станцію. Визначено сумарну потужність СЕС для 14 зазначених вузлів - вона дорівнює 29,9 кВт. Ця величина є мінімально необхідною для вирішення поставленого завдання. Підтверджено відсутність необхідності регулювання режимів роботи СЕС при зниженні навантаження вдвічі - рівень напруги залишається в допустимих межах, сягаючи максимуму 101,3 % у вузлі №18.

4. Було визначено мінімально необхідну сумарну потужність двох сонячних електростанцій та оптимальне місце їх розташування для забезпечення припустимих меж відхилення напруги 95 % - 105 % за умови пікового навантаження. У першому випадку потужність двох однакових за потужністю СЕС склала 26,6 кВт, розміщених у 17 та 33 вузлах (по 13,3 кВт кожна). У другому випадку потужності СЕС є різними: 14 кВт у 16 вузлі та 9,7 кВт у 33 вузлі, разом 23,7 кВт. Також було перевірено необхідність регулювання генерації СЕС за навантаження на рівні половини пікового. В обох випадках регулювання потужності сонячних електростанцій зайве.

5. Було проведено порівняння усіх розглянутих вище варіантів інтеграції сонячних електростанцій. Найменша сумарна потужність для забезпечення

меж напруги 95 % - 105 % у кожному вузлі мережі за пікового навантаження становить 23,7 кВт шляхом впровадження двох СЕС потужністю 14 кВт та 9,7 кВт у 16 та 33 вузли відповідно. Водночас найнижче відхилення напруги за навантаження на рівні половини пікового (-0,6%) досягається при інтеграції СЕС потужністю 2,3 кВт у кожен вузол та загальною потужністю 51,2 кВт.

РОЗДІЛ 4

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗРАХУНОК ЗАХОДІВ ПО МОДЕРНІЗАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

У даному розділі проводиться розрахунок техніко-економічних показників запропонованих рішень по модернізації електричної розподільної мережі, які дозволяють забезпечити допустимий режим напруги у вузлах навантаження.

4.1 Розрахунок техніко-економічних показників заходів по заміні провідників в розподільній електричній мережі

Як було показано в попередніх дослідженнях, рівень напруги в окремих вузлах мережі може знижуватися нижче гранично допустимого значення 95 % від номінального значення напруги за певних режимів роботи. Це пов'язано зі значними втратами напруги в лініях електропередачі через їх активний та реактивний опір.

Одним з варіантів вирішення цієї проблеми є модернізація ліній живлення шляхом заміни існуючих провідників на провідники з більшим перерізом струмопровідних жил. Це дозволяє зменшити активний та індуктивний опір і, відповідно, втрати напруги в мережі.

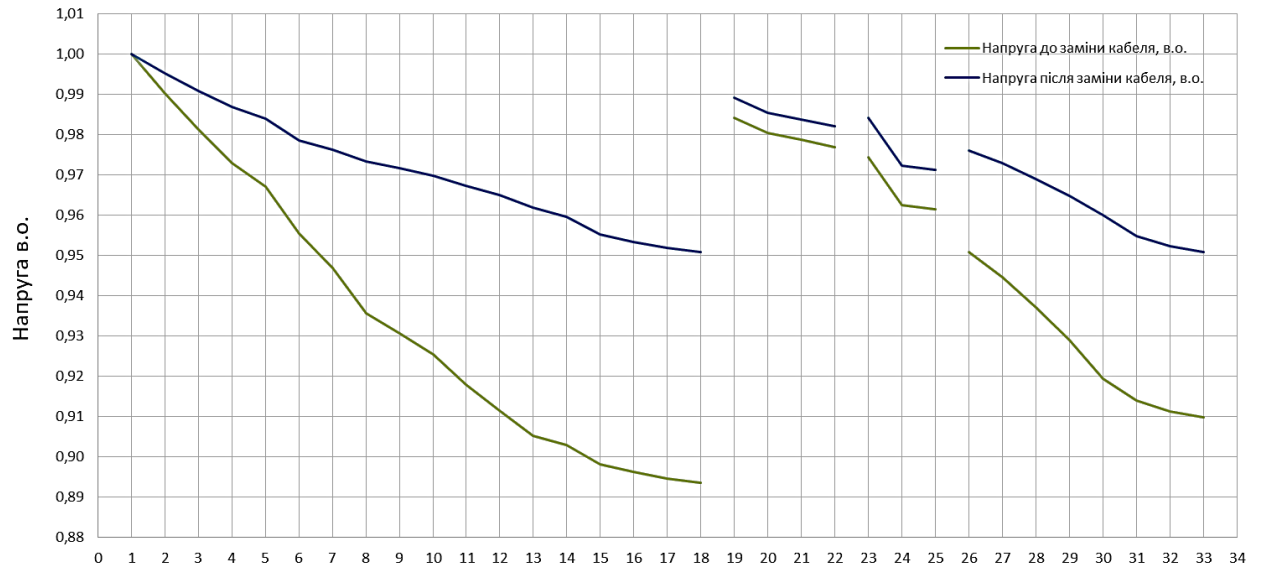
В табл. 4.1 представлено типи та довжини нових провідників на кожній з ділянок після проведення модернізації. На рис. 4.1 показано розподіл рівнів напруги у вузлах відповідно за умовами максимального та 50 %-го навантаження до і після заміни провідників.

Далі необхідно здійснити техніко-економічні розрахунки з метою визначення економічних показників запропонованого заходу з модернізації мережі для обґрунтування доцільності запропонованих змін.

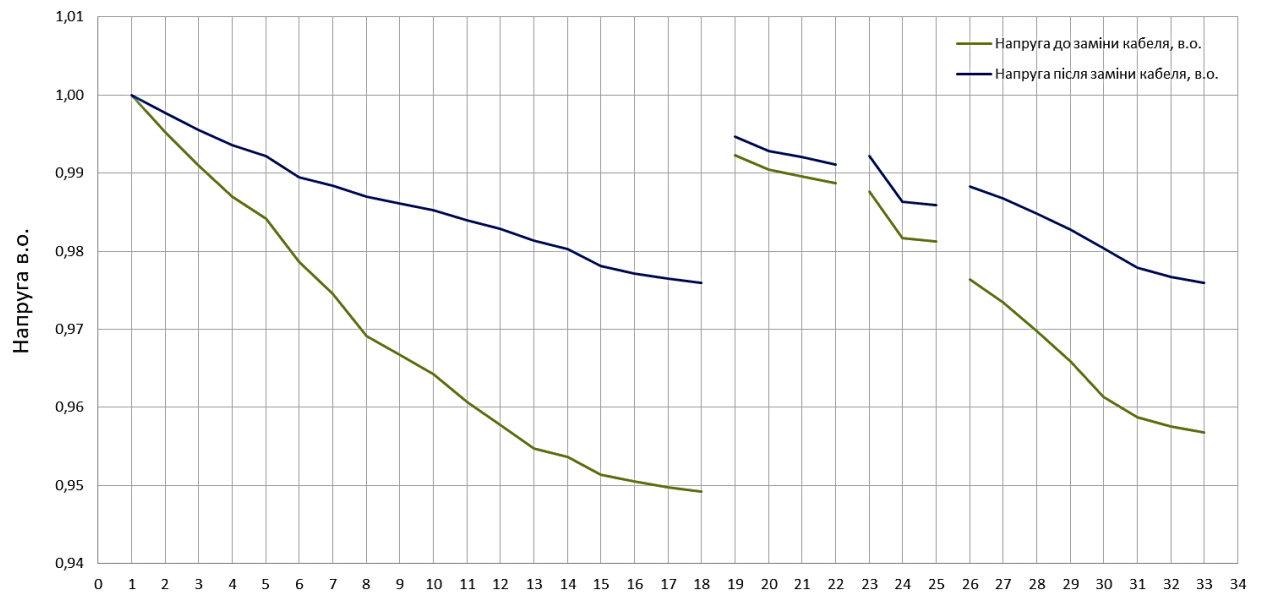
Таблиця 4.1 – Параметри провідників віток електромережі після її модернізації

Вітка схеми	Тип і переріз провідника	Довжина ділянки, м	Вітка схеми	Переріз провідника типу СП-2	Довжина ділянки, м
1-2	СП-4 3х95+1х95	16	17-18	СП-2 3х25+1х50	52
2-3	– // –	18	2-19	– // –	30
3-4	– // –	21	19-20	– // –	23
4-5	– // –	16	20-21	– // –	19
5-6	– // –	31	21-22	– // –	33
6-7	– // –	24	3-23	– // –	41
7-8	– // –	35	23-24	– // –	91
8-9	СП-4 3х70+1х70	19	24-25	– // –	15
9-10	– // –	21	6-26	СП-2 3х50+1х50	16
10-11	– // –	35	26-27	– // –	24
11-12	– // –	34	27-28	– // –	34
12-13	СП-2 3х50+1х50	42	28-29	– // –	44
13-14	– // –	20	29-30	– // –	59
14-15	– // –	51	30-31	СП-2 3х25+1х50	46
15-16	– // –	30	31-32	– // –	31
16-17	– // –	38	32-33	– // –	41

Як видно із результати моделювання приведених на рис. 4.1 за умови навантаження у вузлах на рівні 50 % від максимального максимальне відхилення напруги в мережі (у 18-му вузлі) склало -2,4% від номінального значення, що в межах допустимих значень ($\pm 5\%$). При максимальному навантаженні втрати активної потужності в електромережі після модернізації склали 3,4 кВА.



а)



б)

а – для випадку $k_{\text{відбору}} = 100\%$, б – для випадку $k_{\text{відбору}} = 50\%$,

Рисунок 4.1 – Розподіл рівнів напруги у вузлах модельованої схеми електричної мережі до та після модернізації шляхом заміни провідників

Розрахунки проводилися за допомогою програмного забезпечення MATLAB. Фрагмент коду, що реалізує моделювання режимів роботи мережі, наведено в Додатку А.

На основі отриманих даних можна зробити висновок, що запропоновані зміни дозволяють забезпечити необхідну якість електроенергії в усіх вузлах мережі. Наступним кроком виконаємо оцінку економічної ефективності даного рішення.

Для економічного обґрунтування доцільності реалізації проекту модернізації кабельних ліній розрахуємо повну вартість заміни провідників. Вартість кабельної продукції визначається на основі прайс-листів основних виробників (табл. 4.2). Додатково враховуються витрати на монтажні-налагоджувальні роботи у розмірі 20% від вартості кабелів. Сума цих складових і буде являти собою загальну величину необхідних капіталовкладень в модернізацію електромережі за даним варіантом. Порівняння отриманої оцінки інвестицій з ефектом від реалізації проекту (підвищення надійності, зниження витрат електроенергії) дозволить зробити висновок про економічну доцільність даного рішення.

Таблиця 4.2 – Розрахунок вартості провідникової продукції

Тип і переріз провідника	Ціна кабелю, грн/м	Необхідна для модернізації довжина, м	Вартість, тис. грн
СПП-2 3x50+1x50	267,53	165	44,142
СПП-4 3x70+1x70	237,8	125	29,725
СПП-4 3x95+1x95	142,68	224	31,960

Визначимо загальні капітальні вкладення необхідні для модернізації електричної мережі шляхом заміни кабельних провідників за виразом:

$$K_{\text{модернізації}} = \left(1 + \frac{d}{100}\right) \cdot \sum B_i,$$

де B_i – вартість кабельного провідника визначеного типу і перерізу, тис. грн;

d – доля витрат на монтажні та налагоджувальні роботи, 20 %;

Таким чином загальні капітальні вкладення в модернізацію мережі:

$$K_{\text{модернізації}} = \left(1 + \frac{20}{100}\right) \cdot (44,142 + 29,725 + 31,960) = 126,992$$

Таким чином модернізація електричної мережі шляхом збільшення перерізу провідників вимагає вкладення 126,992 тис. грн.

4.2 Розрахунок техніко-економічних показників заходів по інтеграції джерел розосередженої генерації у вузли розподільної електричної мережі

Для визначення оптимального з техніко-економічної точки зору варіанта інтеграції сонячних електростанцій в розглянуту електромережу проведемо розрахунок для декількох альтернатив:

1. Установка сонячної електростанції потужністю 1,6 кВт у кожен з 32 вузлів, при цьому загальна потужність складе 51,2 кВт. Згідно даних розрахунків попереднього розділу при такому варіанті спостерігався найменший рівень відхилення напруги в режимі навантаження, що рівне половині від максимального значення.

2. Установка двох сонячних електростанцій загальною потужністю 23,7 кВт, Одинична потужність СЕС складає 14 кВт та 9,7 кВт. Згідно даних розрахунків попереднього розділу при такому варіанті необхідна мінімальна встановлена потужність СЕС для підтримання задовільного рівня напруг у вузлах модельованої електромережі під час максимального навантаження.

За результатами техніко-економічного аналізу буде обрано найбільш оптимальний варіант, який забезпечує необхідну якість електропостачання при мінімальних витратах.

4.2.1 Визначення техніко-економічних показників для варіанту інтеграції сонячної електростанції у кожен вузол. Для реалізації варіанту

інтеграції СЕС потужністю 1,6 кВт в кожен з 32 вузлів електромережі необхідно дотриматись наступних вимог:

- підібрати інвертори (перетворювачі) номінальною потужністю не менше 1600 Вт для трифазного підключення в кожному вузлі;
- вибрати сонячні панелі, загальна потужність яких повинна перевищувати необхідну потужність СЕС як мінімум на 20 %. Тобто для даного випадку - бути не меншою за 1920 Вт.

Таке перевищення потужності фотоелектричних панелей необхідне для компенсації зменшення вихідної потужності панелей через температурні фактори, атмосферні явища тощо. Це забезпечить стабільність вихідних параметрів СЕС триваліший час.

Далі необхідно підрахувати капітальні та експлуатаційні витрати за даним проектом з урахуванням вартості устаткування та монтажних робіт.

Оскільки стандартних трифазний інверторів такої малої потужності як 1600 Вт промисловість не випускає, приймаємо рішення використати однофазні мікро-інвертори одиничною потужністю не менше як 530 кВт (1590 Вт сумарна) для кожного вузла.

Обираємо мікро-інвертори SG600MD виробництва фірми New Energy Tek. Загальний вигляд інвертора приведений на рис. 4.2, технічні характеристики в табл. 4.3., принципова схема підключення на рис. 4.3.

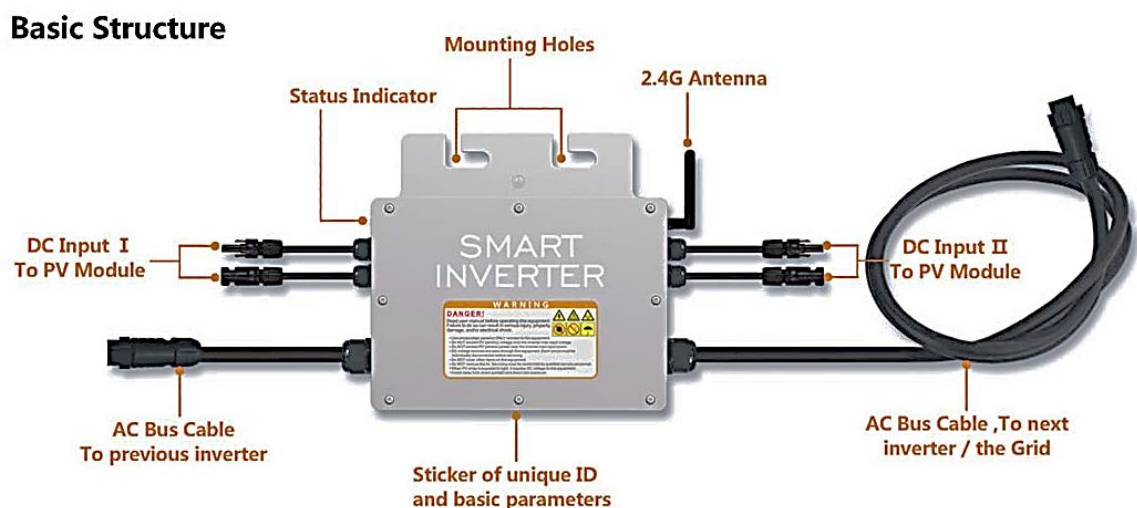


Рисунок 4.2 – Загальний вигляд мікро-інвертора SG600MD

Таблиця 4.3 – Технічні характеристики мікро-інвертора SG600MD

Характеристика	Значення
Модель	SG600MD
Дані по входу (DC, PV)	
Кількість входів фотопанелей	2 шт
Робоча напруга трекера MPPT	24-40 В
Робоча напруга інвертора	18-50 В
Максимальна робоча напруга	50 В
Мінімальна робоча напруга	18 В
Максимальна потужність входу	2х300 Вт
Максимальний струм входу	2х12 А
Дані по виходу (AC)	
Клас напруги	120 В або 230 В
Робоча потужність виходу	590 Вт
Максимальна потужність виходу	600 Вт
Номінальний струм виходу	@120 В: 5 А / @230 В 2,6 А
Номінальна напруга виходу	120 В / 230 В
Діапазон вихідної напруги	@120 В: 80 В – 160 В @230 В: 180 В – 280 В
Номінальна частота виходу	50 Гц / 60 Гц
Робоча частота виходу	@50 Гц: 47,5 Гц – 52,5 Гц @60 Гц: 57,5 Гц – 62,5 Гц
Коефіцієнт потужності	> 0,99
Коефіцієнт спотворення кривої	< 5 %
Ефективність	
Пікова	0,95
MPPT трекера	0,999
Нічне споживання	< 700 мВт
Загальні дані	
Діапазон робочих температур	від -40 °С до +65 °С
Габаритні розміри (ВхШхГ)	185 мм * 180 мм * 38,5 мм
Вага	1,5 кг
Ступінь захисту	IP65
Інтерфейс зв'язку	Безпроводний, 2,4 ГГц

Micro Inverter Voltage	120/230VAC
Grid Voltage	380V
Grid Type	Triple Phase

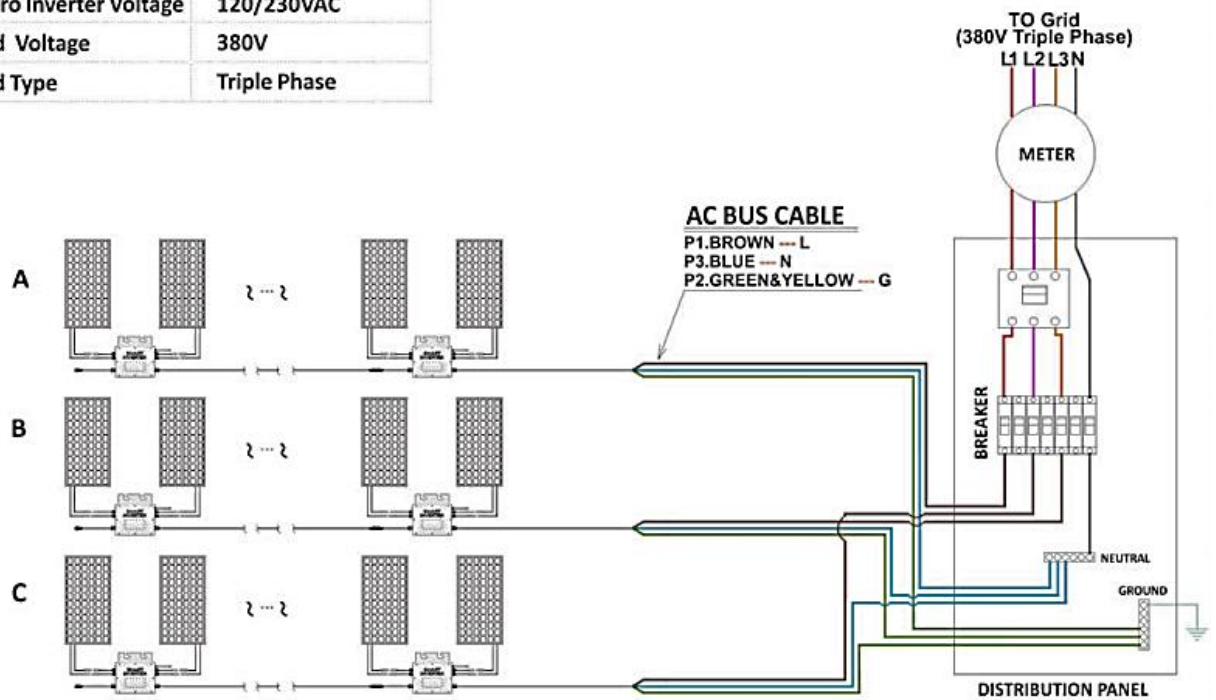


Рисунок 4.3 – Загальний вигляд мікро-інвертора SG600MD

Зважаючи на технічні характеристики інвертора необхідно встановити їх по одному на кожну фазу. Тоді сумарна потужність їх складе 1800 Вт, що перевищує мінімально необхідну потужність 1600 Вт. Проте, підключення трьох інверторів можливо здійснити у трифазну мережу.

Враховуючи сумарну номінальну потужність мікро-інверторів та зважаючи на необхідний 20% запас потужності фотоелектричних батарей, вимоги до поля фотоелектричних панелей наступні:

- результуюча потужність сонячних електричних батарей має складати не менше 1920 Вт;
- максимальний вихідний струм не більше 12 А;
- максимальна вихідна напруга не більше 50 А.

Під ці вимоги обираємо до установки шести модулів JAM60S09- 320/PR фірми JA Solar з PERC комірками високої ефективності. Вони виготовлені із застосуванням технології Half-cell, що дає змогу збільшити виробництво електричної енергії, покращити умови роботи за умов підвищених

температур, знизити впливання факту затінення комірок,

Загальний вигляд фотомодуля JAM60S09-320/PR зображено на рис. 4.4, а технічні характеристики подано в табл. 4.3.



Рис. 4.4 – Загальний вид фотоелектричного модуля JAM60S09-320/PR

Таблиця 4.4 – Характеристики фотомодуля JAM60S09-320/PR

Характеристика	Значення
Модель	JAM60S09-320/PR
Тип комірок фото батареї	монокристалічний
Номинальний робочий струм (MPPT)	9,64 А
Напруга холостого ходу	40,77 В
Номинальна робоча напруга (MPPT)	33,16 В
Коефіцієнт ефективності	0,194
Номинальна потужність	320 Вт
Габаритні розміри (В*Ш*Г)	1658 мм x 997 мм x 36 мм
Екстремальна напруга по стороні постійного струму (DC)	1000 В
Вага	18,41 кг
Температурний коефіцієнт напруги	-0,3

Додатково необхідно передбачити встановлення розподільного щита для розміщення обладнання захисту з боку підключення до електромережі для

кожної сонячної електростанції. До його складу повинні входити:

- автоматичний вимикач на три фази з номіналом струму, що перевищує максимальний вихідний струм інвертора Обираємо автомат на струм 2,6 А
- пристрій захисту від перенапруги 1-го класу на кожен фазу.

Такий щит забезпечить захист обладнання СЕС та безпечне підключення до мережі.

Результати розрахунку капітальних затрат на встановлення обладнання по розглянутому варіанту приведено в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Розрахунок капітальних затрат по варіанту встановлення СЕС в кожному вузлі модельованої електромережі

№	Обладнання	Кількість, шт	Вартість, тис. грн	Сума, тис. грн
1	Інвертор SG600MD	3	6,169	18,507
2	Фотомодуль JAM60S09-20/PR	6	5,128	30,768
3	Комірка захисту та розподілу	1	1,54	1,540
4	Система кріплень фотомодулів	6	1,829	10,974
	Всього вартість обладнання			61,789
5	Проектні та монтажні роботи			6,179
6	Вартість СЕС для інтеграції в один вузол			67,968
7	Вартість встановлення всіх СЕС (у 32 вузлах)			2174,973

В процесі роботи сонячні електростанції генерують електричну потужність, що може бути продана в електричну мережу за ставкою побутового тарифу $C_0 = 2,64$ грн / кВт·год.

Період окупності капітальних вкладень будемо визначати за допомогою

виразу:

$$T_0 = \frac{K_{\text{проекту}}}{C_t},$$

де $K_{\text{проекту}}$ – сума коштів що були витрачені на втілення проекту, згідно даних табл. 4.4 $K_{\text{проекту}} = 2174,973$ тис. грн.;

C_t – потік грошових коштів в конкретному періоді.

Проведемо підрахунок середньої суми потоку грошових коштів за річний період експлуатації встановлених СЕС за виразом:

$$C_t = W_{\text{СЕС}} \cdot C_0,$$

де $W_{\text{СЕС}}$ – електрична енергія, що виробили разом усі інтегровані СЕС;

C_0 – тариф на споживану електроенергію.

З метою визначення виробництва електричної енергії встановленими сонячними електростанціями було використано безоплатний інтернет ресурс РС GIS. За географічними координатами для передмістя м. Бобринець та потужності встановлених СЕС був проведений розрахунок, який показав що річне виробництво електричної енергії встановленими СЕС буде складати 68429 кВт·год. Візуалізовані дані розрахунку приведені у Додатку Б.

Визначимо середню суму потоку грошових коштів за річний період:

$$C_t = W_{\text{СЕС}} \cdot C_0 = 68429 \cdot 2,64 = 180652,56 \text{ грн} = 180,653 \text{ тис. грн}.$$

За такого випадку термін окупності капіталовкладень складе

$$T_0 = \frac{K_{\text{проекту}}}{C_t} = \frac{2174,973}{180,653} = 12,04 \text{ років.}$$

Таким чином за реалізації проєкту встановлення СЕС в кожному вузлі електричної мережі для забезпечення рівня напруги у вузлах у допустимих межах складає понад 12 років. Слід зауважити, що термін окупності отримався занадто високим. Однак при зростанні вартості електроенергії або ж застосуванні механізму «зеленого тарифа» термін окупності варіанту інтеграції СЕС до розподільної електричної мережі потенційно може значно знизитися.

4.2.1 Визначення техніко-економічних показників для варіанту інтеграції двох сонячних електростанцій. Згідно до результатів дослідження у Розділі 3 мінімально необхідна потужність СЕС для забезпечення рівня напруги не нижче 95 % при їх інтеграції у 16 та 33 вузли складає:

- 14 кВт для 16 вузла;
- 9,7 кВт для 33 вузла.

Отже, для реалізації такої системи потрібно:

- підібрати інвертори (перетворювачі) номінальною потужністю 14 кВт та 9,7 кВт відповідно.

- для кожної СЕС вибрати сонячні панелі загальною потужністю не менше 120% від потужності інвертора, тобто 16,8 кВт та 11,6 кВт відповідно.

Це забезпечить необхідний резерв потужності для стабільної роботи станцій.

Наступним кроком необхідно здійснити розрахунок витрат на реалізацію такого проєкту інтеграції СЕС.

Оберемо до встановлення у вузлі №16 інвертор S5-GR3P15K потужністю 15 кВт, а для вузла №33 мережевий інвертор S5-GR3P10K потужністю 10 кВт. Загальний вигляд обраних мережевих інверторів приведений на рис. 4.5 а їх технічні характеристики подано у вигляді табл. 4.6



Рис. 4.5 – Загальний вид мережевих інверторів типу S5-GR3P(3-20)K

Виходячи з технічних даних обраних інверторів та умови перевищення потужності сонячних панелей на 20 % над потужністю генерації, для кожної з СЕС потрібні фотоелектричні модулі таких параметрів:

- для СЕС 16 вузла: необхідна потужність 16,8 кВт; струм панелей до 32 А; напруга холостого ходу до 1000 В;
- для СЕС 33 вузла: необхідна потужність 11,64 кВт; струм панелей до 16 А; напруга холостого ходу до 1000 В.

Для даного варіанту інтеграції сонячних електростанцій будуть використані такі самі сонячні фотоелектричні модулі, як і для варіанту інтеграції СЕС у кожен вузол схеми (рис. 4.4, табл. 4.4).

Таблиця 4.6 – Технічні характеристики інверторів типу S5-GR3P(3-20)K

Модель	S5-GR3P15K	S5-GR3P10K
Дані по входу постійного струму		
Максимальна потужність на вході (рекомендоване значення), кВт	22,5 кВт	15 кВт
Максимальна напруга на вході, кВ	1,1	1,1
Номінальна напруга, кВ	0,6	0,6
Стартова напруга роботи, кВ	0,18	0,18
Діапазон напруги трекера MPPT, кВ	0,16-1	0,16-1
Максимальний струм на вході, А	32	16
Кількість трекерів MPPT, шт	2	2
Кількість входів на трекер MPPT, шт	4	2
Дані по виходу змінного струму		
Номінальна потужність виходу, кВт	15	10
Максимальна потужність виходу, кВт	16,5	11
Номінальна мережева напруга, кВ	0,23 / 0,4	0,23 / 0,4
Номінальна мережева частота, Гц	50 / 60	50 / 60
Номінальний струм на виході, А	22,8 / 21,7	15,2 / 14,4
Коефіцієнт потужності	> 0,99	> 0,99
Коефіцієнт несинусоїдальності, %	< 2	< 2
ККД, в.о.	0,986	0,985
Вага, кг	18,8	18,8
Споживання власними колами, Вт	< 1	< 1
Ступінь захисту	IP66	IP66
Габарити (Ш * В * Г), мм	310*563*219	310*563*219
Діапазон робочої температури, °С	-25 ... +60	-25 ... +60

Кількість необхідних модулів для кожної СЕС розраховується за формулою:

$$N_{\Phi M} = \frac{W_{\text{СЕС}}}{W_{\Phi M}},$$

де $W_{\text{СЕС}}$ – проектна потужність СЕС у відповідному вузлі, кВт;

$W_{\text{ФЕМ}}$ – номінальна потужність одного сонячного модуля, кВт.

Визначимо необхідне число модулів для вузла №16:

$$N_{\text{ФМ} \text{ №16}} = \frac{W_{\text{СЕС} \text{ №16}}}{W_{\text{ФМ}}} = \frac{16,8}{0,32} = 52,5 \approx 53$$

До інвертора S5-GR3P15K можна підключити по чотири лінії на трекер (яких в свою чергу два). Таким чином буде максимум 8 ліній по стороні постійного струму. Оберемо до установки 53 фотомодулів, які будуть підключені по схемі послідовного з'єднання так, що утвориться одна лінія із 14 модулів і три лінії із 13 модулів. Таким чином максимальна кількість фотобатарей в лінії для цієї СЕС складе 14 шт.

Визначимо необхідне число модулів для вузла №33:

$$N_{\text{ФМ} \text{ №33}} = \frac{W_{\text{СЕС} \text{ №33}}}{W_{\text{ФМ}}} = \frac{11,7}{0,32} = 36,56 \approx 37$$

До інвертора S5-GR3P10K можна підключити по дві лінії на трекер (яких в свою чергу два). Таким чином буде максимум 4 лінії. Оберемо до установки 37 фотомодулів, які будуть підключені по схемі послідовного з'єднання так, що утвориться одна лінія із 18 модулів і одна лінія із 19 модулів.

Проведемо визначення напруги холостого ходу для лінії що включає 19 фотопанелей, адже інвертор має обмеження по вхідній напрузі холостого ходу не більше 1000 В.

$$U_{0 \text{ лінії}} = U_{0 \text{ ФМ}} \left(1 - \frac{\alpha_{U_0}}{100} \cdot \Delta T \right) N_{\text{ФМ}},$$

де $U_{0\text{ фм}}$ – напруга холостого ходу сонячного модуля;

ΔT – різниця температур між паспортним та розрахунковим значеннями;

α_{U0} – коефіцієнт, що показує зміну напруги холостого ходу в залежності від температури фотобатареї.

Розрахуємо напругу холостого ходу для лінії із семи фотомодулів та при розрахунковій напрузі $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$:

$$U_{0\text{ лінії}} = 40,78 \cdot \left(1 - \frac{-0,3}{100} \cdot (25 - (-20)) \right) \cdot 19 = 879,42$$

Таким чином максимально довга лінія із 19 фотоелектричних батарей буде мати напругу холостого ходу рівну 879,42 В, що нижче за максимальну вхідну напругу як для інверторів типу S5-GR3P(3-20)К. Тому підключення такої кількості фотопанелей є допустимим.

В якості захисного апарату зі сторони мережі живлення обирається триполюсний автомат і диференційне реле погоджені за номінальним струмом із струмом інвертора, а також на кожну фазу апарат першого класу захисту від режимів перенапруги.

За даними по комплектації двох необхідних сонячних електростанцій проведемо визначення сумарних капіталовкладень, результати розрахунку зводимо до табл. 4.6.

Період окупності капітальних вкладень обчислимо за виразом:

$$T_0 = \frac{K_{\text{проекту}}}{C_t},$$

де $K_{\text{проекту}}$ – кошти необхідні на реалізацію проекту, згідно даних табл. 4.7

$K_{\text{проекту}} = 803,991$ тис. грн.;

C_t – потік грошових коштів в конкретному періоді.

Таблиця 4.7 – Розрахунок капітальних затрат по варіанту встановлення двох СЕС у вузлах №16 та №33

№	Обладнання	Кількість, шт	Вартість, тис. грн	Сума, тис. грн
1	Мережевий інвертор S5-GR3P10K	1	44,928	44,928
2	Мережевий інвертор S5-GR3P15K	1	57,216	57,216
3	Фотомодуль JAM60S09-20/PR	90	5,128	461,520
4	Захисна комірка AC 3-20 RS ETI	1	10,954	10,954
5	Захисна комірка AC 3-32 RS ETI	1	11,018	11,018
6	PV-кабель, 4 мм ²	185	0,055	10,175
7	Система кріплень фотомодулів	90	1,501	135,090
	Всього вартість обладнання			730,901
8	Проектні та монтажні роботи			73,090
	Кошторисна вартість СЕС			803,991

Проведемо обчислення середньої суми потоку грошових коштів за річний період експлуатації встановлених СЕС за виразом:

$$C_t = W_{\text{СЕС}} \cdot C_0,$$

де $W_{\text{СЕС}}$ – електрична енергія виробництва двох інтегрованих СЕС;

C_0 – тариф на споживану електроенергію, 2,64 грн/кВт

Для мети визначення виробництва електричної енергії встановленими СЕС було використано ресурс PC GIS. За географічними координатами для передмістя м. Бобринець та потужності встановлених СЕС був проведений розрахунок, який показав що річне виробництво електричної енергії двома встановленими СЕС загальною потужністю 23,7 кВт буде складати 31763 кВт·год. Візуалізовані дані розрахунку приведені у Додатку В.

Підрахуємо середню суму потоку за рік грошових коштів:

$$C_t = W_{\text{СЕС}} \cdot C_0 = 31763 \cdot 2,64 = 83854,32 \text{ грн} = 83,854 \text{ тис. грн}.$$

За такого випадку термін окупності капіталовкладень складе

$$T_0 = \frac{K_{\text{проекту}}}{C_t} = \frac{803,991}{83,854} = 9,6 \text{ років}.$$

Як видно окупний період у разі встановлення двох СЕС у вузлах №16 та №33 становить 9,6 років, а сукупні витрати на його реалізацію складають сумму 803,991 тис. грн. Термін окупності вищий від нормативного, проте при зростанні ціни на електроенергію або ж втілення заходів із запровадження «зеленого тарифу» термін окупності варіанту інтеграції СЕС у двох вузлах модельованої електромережі можливо істотно зменшити.

4.3 Висновки до четвертого розділу

1. Було промодельовано та проаналізовано варіант модернізації окремих ділянок розподільної електромережі шляхом заміни існуючих кабельних ліній на більш потужні з більшим перерізом жил. Очікувалося, що це дозволить підвищити пропускну спроможність та зменшити втрати потужності в мережі. Відповідно розраховані капіталовкладення в запропоновані заходи модернізації складають 126,992 тис. грн. Для оцінки ефективності даного рішення було проведено моделювання режимів роботи електромережі до та після заміни кабельних ліній. Розглядалися умови як пікового, так і напівпікового електроспоживання. В результаті встановлено, що максимальне відхилення напруги після реалізації запропонованих заходів складає -2,4 % у вузлі №18 за напівпікового навантаження.

2. Було досліджено можливість та доцільність інтеграції розподілених джерел фотоелектричної генерації малої потужності (міні-СЕС) в кожен з вузлів розглядуваної електромережі. Метою такого заходу було підвищення загального рівня напруги в мережі до необхідних показників. За попередніми розрахунками, загальний обсяг капіталовкладень в реалізацію проекту складатиме 2174,973 тис. грн. Крім того, оцінено можливий річний обсяг виробництва електроенергії такою розосередженою генерацією на рівні 68429 кВт·год. Виходячи з припущення про продаж цієї енергії за тарифом 2,64 грн/кВт·год, розрахунковий термін окупності інвестицій 12,04 років.

3. Проведено детальний аналіз економічної ефективності поєднання двох сонячних електростанцій з різними потужностями – вузол №16 модулів на 14 кВт та вузол №33 модулі на 9,7 кВт. Розрахунки показали, що для забезпечення необхідного рівня напруги в енергосистемі, інтеграція цих СЕС є доцільною. Загальна вартість реалізації такого проекту складе близько 803,991 тис. грн. Згідно з прогнозами, інтегрована сонячна електростанція здатна буде виробляти 31763 кВт·год. електроенергії на рік. Беручи до уваги поточний тариф на продаж електроенергії для приватних СЕС у розмірі 2,64 грн/кВт·год., термін окупності даного проекту оцінюється в 9,6 років.

4. Провівши порівняльний аналіз різних техніко-економічних рішень, можна зробити висновок, що найменші капіталовкладення у розмірі 126,992 тис. грн. можуть бути досягнуті шляхом заміни електрокабелю на ділянках мережі з більшим поперечним перерізом. Що стосується інтеграції сонячних електростанцій, то найоптимальнішим варіантом для даної мережі є поєднання двох СЕС з різними потужностями. Необхідні для цього капіталовкладення складають 803,991 тис. грн., а термін окупності рівний 9,6 роки. Отже, враховуючи наведені техніко-економічні показники, найдоцільнішим рішенням для даної електромережі є саме інтеграція двох сонячних електростанцій з різними потужностями – з огляду на найменші капіталовкладення та прийнятний термін їх окупності.

РОЗДІЛ 5

ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Розробка заходів з охорони праці при спорудженні та використанні сонячних електростанцій

Питання охорони праці та пожежної безпеки є вкрай важливими при будівництві та подальшій експлуатації сонячних електростанцій. Адже СЕС містить обладнання, що може становити загрозу життю та здоров'ю людей. Отже, щоб гарантувати безпечні умови праці, дане рішення має відповідати таким вимогам:

- використане обладнання повинно мати сертифікати якості та технічної досконалості;
- розміщення устаткування має забезпечувати зручний доступ для обслуговування;
- система заземлення повинна відповідати нормам за величиною опору;
- під час монтажних робіт слід застосовувати інструменти та механізми, що задовольняють норми охорони праці. Роботи мають виконуватись згідно технологічних карт.

Отже, дотримання перелічених вимог дозволить звести до мінімуму ризику ушкодження здоров'я працівників як на етапі будівництва СЕС, так і під час подальшої експлуатації станції. Це забезпечить належний рівень охорони праці та пожежної безпеки проекту.

Під час проведення технічного обслуговування необхідно вжити низку запобіжних заходів для уникнення небезпечних ситуацій. Зокрема, слід обмежити доступ до струмопровідних частин, забезпечити належні ізоляційні відстані та наявність захисного заземлення. Також місце розташування інвертора має бути обладнане вуглекислотним вогнегасником і коробкою з піском. До фотоелектричних установок потрібно організувати

безперешкодний проїзд пожежних автомобілів.

Недотримання правил безпеки та експлуатації інвертора несе значні ризики травмування персоналу і пошкодження обладнання.

Для забезпечення безпечної експлуатації інвертора слід дотримуватися таких правил:

- монтаж і налаштування має здійснювати лише кваліфікований технічний персонал;
- заборонено здійснювати самостійний ремонт інвертора, адже це може бути небезпечно і у разі поломки потрібно звернутися до продавця чи виробника обладнання;
- при контакті з інвертором варто враховувати, що деякі його частини можуть нагріватися до температури понад 75°C , що несе ризик опіку;
- заборонено встановлювати інвертор поруч з легкозаймистими речовинами чи газами, а також у місцях з обмеженою циркуляцією повітря, під впливом сонячного випромінювання чи атмосферних опадів;
- слід уникати підключення позитивного чи негативного полюса фотомодулів до заземлення;
- рекомендується встановити додаткові пристрої захисту від перенапруг для зменшення ризиків пожежі та пошкодження інвертора.

Аналогічні правила безпеки поширюються і на фотоелектричні модулі:

- фотоелектричні модулі мають бути належним чином заземлені відповідно до стандартів. Монтаж виконує кваліфікований персонал;
- заборонено фокусувати сонячне випромінювання за допомогою дзеркал чи інших предметів;
- заборонено мити фотоелектричні модулі хімічними речовинами, демонтувати чи пошкоджувати їх;

Дотримання даних правил дозволить уникнути травм персоналу та забезпечити тривалий термін служби обладнання СЕС.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Проведений аналіз потенціалу сонячної енергетики в Україні та світі свідчить про стрімке зростання фотоенергетичного сектору в нашій країні. Станом на початок 2023 року за даними міжнародних звітів сукупна встановлена потужність фотоелектричних станцій в Україні складає 8062 МВт, або близько 0,77 % від загальносвітових показників. Вивчення можливостей застосування розподілених джерел енергії та методів регулювання сонячних електростанцій для покращення параметрів електромереж показало, що інтеграція СЕС як локального генеруючого об'єкта дозволяє ефективно підвищувати рівень напруги в мережі. Таке рішення має низку екологічних, економічних та технічних переваг. Отже, подальший розвиток фотоенергетики шляхом будівництва сонячних електростанцій та їх інтеграції в існуючі розподільні мережі є перспективним напрямком для України.

2. Було створено модель електромережі напругою 0,4 кВ. Для демонстрації як приклад було здійснено розрахунок рівнів напруги у вузлах цієї мережі за трьох різних режимів електроспоживання (без інтеграції сонячної електростанції). Результати показали, що при піковому навантаженні найнижчий рівень напруги 89 % від номінального значення спостерігається в 18-у вузлі даної модельованої мережі. Отримані розрахункові значення можуть слугувати базовими показниками для подальшого аналізу впливу інтеграції сонячних електростанцій на якісні параметри електропостачання в конкретних вузлах даної мережі.

3. В результаті порівняльного аналізу різних варіантів інтеграції сонячних електростанцій в радіальну розподільну мережу 0,4 кВ було визначено наступне:

- мінімальна сумарна потужність СЕС, необхідна для забезпечення рівня напруги в межах 95 %-105 % у кожному вузлі мережі за умови пікових

навантажень, становить 23,7 кВт. Це може бути досягнуто шляхом інтеграції двох станцій потужністю 14 кВт та 9,7 кВт у 16-й та 33-й вузли відповідно;

- найменше відхилення напруги на рівні -0,6 % спостерігається в режимі половинного навантаження при установці міні-СЕС потужністю 2,3 кВт в кожен вузол (сумарна потужність 51,2 кВт).

Отримані результати дозволяють обрати оптимальний варіант інтеграції СЕС для конкретної радіальної мережі з урахуванням вимог до показників якості електропостачання.

4. За результатами порівняльного аналізу техніко-економічної ефективності різних варіантів забезпечення заданих параметрів якості напруги в електромережі можна зробити наступні висновки:

- мінімального обсягу інвестицій (126,992 тис. грн) можна досягти шляхом заміни кабельних ліній на ділянках мережі з більшим поперечним перерізом;

- що стосується інтеграції сонячних електростанцій, то найнижчі капіталовкладення у розмірі 803,991 тис. грн. потрібні для впровадження двох СЕС різної потужності. Термін окупності такого проекту при реалізації виробленої електроенергії населенню становитиме 9,6 років.

Отже, враховуючи мінімальні початкові інвестиції і прийнятний період повернення коштів, найкращим рішенням для даної мережі є саме інтеграція двох СЕС з різною величиною потужності.

Було досліджено та узагальнено основні вимоги з охорони праці й пожежної безпеки, що мають враховуватися на етапах будівництва та подальшої експлуатації сонячних електростанцій, зокрема такого їх обладнання як інвертори та фотоелектричні модулі.

Запропоновано комплекс організаційних і технічних заходів, спрямованих на мінімізацію ризиків ушкодження здоров'я персоналу, а також забезпечення пожежної безпеки даного енергетичного об'єкту.

Дотримання розроблених рекомендацій на всіх етапах реалізації проектів сонячної генерації сприятиме підвищенню безпечності умов.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. IRENA (2023), Renewable Energy Etatistics 2023, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Режим доступу: <https://www.irena.org/Publications/2023/Jul/Renewable-energy-statistics-2023>
2. Y. Alinejad-Beromi, M. Sedighizadeh, M. R. Bayat and M. E. Khodayar, "Using genetic alghoritm for distributed generation allocation to reduce losses and improve voltage profile," *2007 42nd International Universities Power Engineering Conference*, Brighton, UK, 2007, pp. 954-959. Режим доступу: https://www.researchgate.net/publication/224309177_Using_genetic_alghoritm_for_distributed_generation_allocation_to_reduce_losses_and_improve_voltage_profile
3. K. Nara, Y. Hayashi, K. Ikeda, and T. Ashizawa, "Application of tabu search to optimal placement of distributed generators," in *Proc. 2001IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, pp. 918-923.
4. T. K. A. Rahman, S. R. A. Rahim, and I. Musirin, "Optimal allocation and sizing of embedded generators," in *Proc. 2004 National Power and Energy Conference*, pp.288-294.
5. G. Celli, and F. Pilo, "Optimal distributed generation allocation in MV distribution networks," in *Proc.2001 IEEE PICA Conference*, pp. 81-86.
6. W. El-Khattam, K. Bhattacharya, Y. Hegazy, and M. M. A. Salama, "Optimal investment planning for distributed generation in a competitive electricity market," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 19, pp. 1674-1684, Aug.2004.
7. W. El-Khattam, Y. G. Hegazy, and M. M. A. Salama, "An integrated distributed generation optimization model for distribution system planning," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 20, pp. 1158-1165, May 2005.
8. M. Gandomkar, M. Vakilian, M. Ehsan, " A combination of genetic algorithm and simulated annealing for optimal DG allocation in distribution

networks", CCECE/CCGEI, Saskatoon, May 2005 IEEE, PP.645-648.

9. A. Keane, and M. O'Malley, "Optimal allocation of embedded generation on distribution networks," IEEE Trans. Power Systems, vol. 20, pp. 1640-1646, Aug. 2005.

10. Distributed generation: a definition; Thomas Ackermann, Göran Andersson, Lennart Söder; Electric Power Systems Research 57 (2001) 195–204; December 2000.

11. Tucho, G.T., Weesie, P.D.M., Nonhebel, S., 2014. Assessment of renewable energy resources potential for large scale and standalone applications in Ethiopia. Renew. Sustain. Energy Rev. 40, 422–431.

12. Mozina, C.J., 2008. A tutorial on the impact of distributed generation (DG) on distribution systems. In: 2008 61st Annu. Conf. Prot. Relay Eng. pp. 591–609.

13. Viral, R., Khatod, D.K., 2012. Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review. Renew. Sustain. Energy Rev. 16 (7), 5146–5165.

14. Сонячна енергетика в Україні. Режим доступу: <https://avenston.com/articles/solar/>

15. Технічні характеристики проводів типу СІП. Режим доступу: <http://www.lizo.lviv.ua/production-left/provodi-sip/provodi-sip>

16. Проводи марки СІП. Вартісні показники. Режим доступу: <https://vse-e.com.ua/kabel-i-provod/marki-provodoz/provod-marki-sip/property-jilnost-19/property-sechenie-10/property-tip-kabelja-3714>

17. Інтернет магазин Eco-tech: сонячна панель JAM60S09-320/PR від компанії JA Solar. Режим доступу: <https://eco-tech.com.ua/ua/p916702061-solnechnaya-batareya-solar.html>

18. Мікро-інвертор SG600MS. Технічні дані. Режим доступу: <http://www.newenergytek.com/index.php/content-47>

19. Технічні дані сонячної панелі JAM60S09-320/PR від компанії JA Solar. Режим

доступу: <https://www.jasolar.com/uploadfile/2020/0619/20200619041426231.pdf>

20. PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM.

Режим доступу: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

21. Технічні дані мережевих інверторів типу S5-GR3P(3-20)K. Режим доступу: https://www.solisinverters.com/ua/solarinverter5/3_20k_s5_ua.html

22. О. Галінський та ін. ДБН А.3.2-2-2009 ССБП. «Охорона праці і промислова безпека в будівництві. Основні положення», Київ, Україна, 2012, с. 70-74. Режим доступу: https://www.minregion.gov.ua/wp-content/uploads/2016/04/32_2_2009.pdf

23. Керівництво з монтажу для фотоелектричного модулю Abi-solar. Режим доступу: <https://abi-solar.com/ru/>

Д О Д А Т К И

Додаток А Код програми для розрахунків в середовищі MATLAB

```

Vbas=0.4;%кВ
Sbase=250;%кВА
mod_v = node_data(:,3);
ang_v = node_data(:,4);
v = mod_v.*exp(i*ang_v);
P = Lev(ee)*node_data(:,5)/sbas;
Q = Lev(ee)*node_data(:,6)/sbas;
BIBC = zeros(m,n);
for il = 1 : m
    BIBC(:,line_data(il,3)) = BIBC(:,line_data(il,2));
    BIBC(il,line_data(il,3)) = 1;
end
BIBC(:,1) = [];
BCBV = zeros(n,m);
for il = 1 : m
    BCBV(ld(il,3),:) = BCBV(line_data(il,2),:);
    BCBV(line_data(il,3),il) = line_data(il,4) + i * line_data(il,5);
end
BCBV(1,:) = [];
DLF = BCBV * BIBC;
v_new =v;
for il = 1:10
    for i2 = 2 : n
        C_b(i2-1) = conj((P(i2) + i * Q(i2))/v(i2));
    end
    del = DLF*C_b.';
    v_new(2:end) = v(1) - del;
    if abs(v - v_new)<0.00001
        il;
        break;
    end
    v = v_new;
end
abs(v);
loss = 0; LOSS = zeros(1,m);
for kk = 1:m
    loss = loss + line_data(kk,4)*(abs((v(line_data(kk,2))-
v(line_data(kk,3)))/(line_data(kk,4)+j*line_data(kk,5))))^2;
end
P_loss(1,ee)= loss*Sbase;
V(:,ee) = abs(v);

if min(V(:,ee))<0.95
    ii=0.1;
    node_data(:,5)=Const_bd(:,5);
    test;
while min(V(:,ee))<0.95
    node_data(b_1,5)=Const_bd(b_1,5)-ii;
    node_data(b_2,5)=Const_bd(b_2,5)-ii;
    test;
if min(V(:,ee))<0.95
    ii=ii+0.1;
    ii
    Power_Solar(b_1,ee)=ii;
    Power_Solar(b_2,ee)=ii;
    System_Loss(b_1,ee)=P_loss(1,ee);

```

```

        System_Loss(b_2,ee)=P_loss(1,ee);
        if max(V(:,ee))>1.05
            Power_Solar(:,ee)=NaN;
            System_Loss(:,ee)=NaN;
            break;
        end
        end
        if Best_power<sum(Power_Solar(:,ee))
            break;
        end
    end
    SUM_P_Solar(1,ee)=sum(Power_Solar(:,ee));

if ee==3
if min(V(:,ee))<0.95
    yy=1;
    for yy=1:0.1:15
        uu=1;
        node_data(:,5)=Const_bd(:,5);
        test;
        while min(V(:,ee))<0.95
            node_data(b_1,5)=Const_bd(b_1,5)-uu;
            node_data(b_2,5)=Const_bd(b_2,5)-yy;
            test;
            if min(V(:,ee))<0.95
                uu=uu+0.1;
                uu
                Power_Solar(b_1,ee)=uu;
                Power_Solar(b_2,ee)=yy;
                System_Loss(b_1,ee)=P_loss(1,ee);
                System_Loss(b_2,ee)=P_loss(1,ee);
                if max(V(:,ee))>1.05
                    Power_Solar(b_1,ee)=NaN;
                    System_Loss(b_2,ee)=NaN;
                    break;
                end
            end
            if Best_power_S<sum(Power_Solar(:,ee))
                break;
            end
        end
    end
    SUM_P_Solar(3)=sum(Power_Solar(:,ee));
    if Best_power>SUM_P_Solar(3)
        Best_power=SUM_P_Solar(3);
        P_DG_2=yy
        P_DG_1=uu end
    end
end
end
end

if min(V(:,ee))<0.95
    ii=0.0;
    node_data(:,5)=Const_bd(:,5);
    test;
    while min(V(:,ee))<0.95
        node_data(b_1,5)=Const_bd(b_1,5)-ii;
        node_data(b_2,5)=Const_bd(b_2,5)-ii;
        node_data(b_3,5)=Const_bd(b_3,5)-ii;
        test;
    end
end

```


Фрагмент коду MATLAB для розрахунку необхідної додаткової потужності сонячної електростанції у одному обраному вузлі модельованої мережі:

```
if min(V(:,ee))<0.95
    for uu = 2:n
        ii=0.1;
        node_data(:,5)=Const_bd(:,5);
        test;
        while min(V(:,ee))<0.95
            node_data(uu,5)=Const_bd(uu,5)-ii;
            test;
            if min(V(:,ee))<0.95
                ii=ii+0.1;
                ii
                Power_Solar(uu,ee)=ii;
                System_Loss(uu,ee)=P_loss(1,ee);
            if max(V(:,ee))>1.05
                Power_Solar(uu,ee)=NaN;
                System_Loss(uu,ee)=NaN;
            break;
            end
            end
        end
    end
end
```

Фрагмент коду MATLAB для розрахунку необхідної додаткової потужності сонячних електростанцій для кожного вузла модельованої електромережі:

```
if min(V(:,ee))<0.95
    ii=0.1;
    node_data(:,5)=Const_bd(:,5);
    test;
    while min(V(:,ee))<0.95
        node_data(sb1:eb1,5)=Const_bd(sb1:eb1,5)-ii;
        test;
        if min(V(:,ee))<0.95
            ii=ii+0.1;
            ii
            Power_Solar(sb1:eb1,ee)=ii;
            System_Loss(sb1:eb1,ee)=P_loss(1,ee);
            if max(V(:,ee))>1.05
                Power_Solar(uu,ee)=NaN;
                System_Loss(uu,ee)=NaN;
            break;
            end
            end
        end
    end
end
```

Фрагмент коду MATLAB для розрахунку необхідної додаткової потужності сонячних електростанцій у вузлах схеми модельованої мережі, де рівень напруги нижче 95% від номінального її значення:

```
if min(V(:,ee))<0.95
    ii=0.0;
    node_data(:,5)=Const_bd(:,5);
    test;
    while min(V(:,ee))<0.95
        node_data(sb1:eb1,5)=Const_bd(sb1:eb1,5)-ii;
        node_data(sb2:eb2,5)=Const_bd(sb2:eb2,5)-ii;
        test;
        if min(V(:,ee))<0.95
```

```

        ii=ii+0.1;
        ii
        Power_Solar(sb1:eb1,ee)=ii;
        System_Loss(sb1:eb1,ee)=P_loss(1,ee);
        Power_Solar(sb2:eb2,ee)=ii;
        System_Loss(sb2:eb2,ee)=P_loss(1,ee);
    if max(V(:,ee))>1.05
        Power_Solar(:,ee)=NaN;
        System_Loss(:,ee)=NaN;
    break;
    end
    end
end
SUM_P_Solar=sum(Power_Solar);

```

Фрагмент коду MATLAB, який реалізує алгоритм пошуку оптимальної потужності і місцеположення двох сонячних електростанцій різної потужності:

```

if ee==3
for bb1=33:-1:2
for bb2=33:-1:2
V(:,ee)=V_without_DG(:,ee);
if bb1~=bb2
Power_Solar= zeros(n,1);
b_1=bb1;
b_2=bb2;
two_DG;
if Best_power>SUM_P_Solar(ee)
Best_power=SUM_P_Solar(ee);
DG_1=bb1; DG_2=bb2;
Power_end=SUM_P_Solar/2;
end
end
end
end
end
end

```

Фрагмент коду MATLAB, який реалізує алгоритм пошуку оптимальної потужності і місцеположення двох сонячних електростанцій різної потужності:

```

if ee==3
for bb1=33:-1:2
for bb2=33:-1:2
V(:,ee)=V_without_DG(:,ee);
if bb1~=bb2
Power_Solar= zeros(n,1);
b_1=bb1;
b_2=bb2;
two_DG_dif_Power;
if Best_power_S>Best_power
Best_power_S=Best_power;
DG_1=bb1; DG_2=bb2;
P_DG_1;
P_DG_2;
end
end
end
end
end
end
end

```



Latitude/Longitude:	48.044,32.139
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed:	51.4 kWp
System loss:	2 %

Slope angle:	35 °
Azimuth angle:	0 °
Yearly PV energy production:	68482.44 kWh
Yearly in-plane irradiation:	1474.93 kWh/m ²
Year-to-year variability:	3745.51 kWh
Changes in output due to:	
Angle of incidence:	-2.84 %
Spectral effects:	1.31 %
Temperature and low irradiance:	-6.35 %
Total loss:	-9.67 %

Month	PV energy output (kWh)
Jan	2.1
Feb	3.1
Mar	5.2
Apr	7.5
May	8.1
Jun	8.3
Jul	9.2
Aug	8.9
Sep	7.3
Oct	5.2
Nov	2.7
Dec	1.8

Month	In-plane irradiation (kWh/m²)
Jan	40
Feb	60
Mar	105
Apr	155
May	175
Jun	185
Jul	200
Aug	195
Sep	155
Oct	105
Nov	50
Dec	35

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	2036.7	40.0	575.7
February	2948.2	58.6	1123.7
March	5195.3	105.9	1428.4
April	7475.3	158.0	982.7
May	8056.6	177.0	869.1
June	8327.7	186.2	383.2
July	8964.2	202.0	414.3
August	8804.6	197.6	614.5
September	7247.0	156.3	991.9
October	5225.8	108.1	972.7
November	2547.7	51.5	584.5
December	1653.3	33.8	617.4

E_m : Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
 $H(i)_m$: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
 SD_m : Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en

PVGIS ©European Union, 2001-2023.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged,
save where otherwise stated.

Report generated on 2023/12/15

Додаток В Протокол розрахунків генерації електроенергії №2

