

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
“Застосування сонячних електростанцій малої
потужності для підвищення якості електроенергії
в розподільних електричних мережах”

Виконав здобувач вищої освіти
2 курсу магістратури, групи ЕЕ-22М
ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Микола ДЗИДИК
«___» _____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

Дзидику Миколі Миколайовичу

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Застосування сонячних електростанцій малої
потужності для підвищення якості електроенергії в розподільних
електричних мережах

Application of low-capacity solar power plants to improve the quality of electricity
in distribution networks

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
покращення показників якості електричної енергії в системах
електрозабезпечення з використанням розосередженої генерації на основі
сонячних фотоелектричних станцій малої потужності. Завдання роботи:
1. Виконати аналіз питання забезпечення показників якості та надійності
електропостачання при підключенні установок з відновлюваними джерелами
енергії до мікромереж. 2. Визначити доцільні види систем
електрозабезпечення з використанням відновлюваних джерел енергії в
якості активних споживачів та вимоги до їх функціонування. 3. Дослідити
вплив установок розосередженої генерації на режими роботи системи
електропостачання при регулюванні потужності джерел живлення та
визначити можливість їх впливу на показники якості та надійності
електропостачання. 4. Розробити заходи з охорони праці та пожежної
безпеки під час виконання робіт з експлуатації та обслуговування обладнання.

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>Забезпечення показників якості та надійності електропостачання при підключенні відновлюваних джерел енергії до мікромереж</i>	<i>13.10.2023 р.</i>	
3	<i>Системи електрозабезпечення з активними споживачами та вимоги до їх функціонування</i>	<i>25.10.2023 р.</i>	
4	<i>моделювання режимів роботи системи електропостачання при зміні потужності джерел живлення</i>	<i>15.11.2023 р.</i>	
5	<i>Охорона праці</i>	<i>30.11.2023 р.</i>	
6	<i>Загальні висновки</i>	<i>07.12.2023 р.</i>	
7	<i>Оформлення пояснювальної записки КР</i>	<i>11.12.2023 р.</i>	
8	<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

Дзидик М.М. Застосування сонячних електростанцій малої потужності для підвищення якості електроенергії в розподільних електричних мережах.

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

Метою роботи є покращення показників якості електричної енергії в системах електрозабезпечення з використанням розосередженої генерації на основі сонячних фотоелектричних станцій малої потужності.

Розглянуто питання розвитку сонячної енергетики та розосередженої генерації в Україні з урахуванням стимулювання росту галузі шляхом запровадження зеленого тарифу.

Розосереджена генерація на основі відновлюваних джерел енергії підвищує надійність електропостачання, але потребує дотримання стандартів для забезпечення якості електроенергії.

Необхідний розвиток інфраструктури для інтеграції великих обсягів поновлюваних джерел на основі концепції активного споживача. Розглядаються алгоритми функціонування автономних систем електропостачання.

Аналізується можливий вплив розосередженої генерації на якість електроенергії та пропонуються заходи для його мінімізації.

Ключові слова: сонячна енергетика, фотоелектрична станція, розосереджена генерація, мікромережі автономного електрозабезпечення, відновлювані джерела енергії, якість електричної енергії, якість електропостачання

THE SUMMARY

Dzydyk M. Application of low-capacity solar power plants to improve the quality of electricity in distribution networks.

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 improve the indicators of the quality of electric energy in power supply systems using distributed generation based on low-power solar photovoltaic plants.

The issue of the development of solar energy and distributed generation in Ukraine was considered, taking into account the stimulation of the growth of the industry through the introduction of a green tariff.

Distributed generation based on renewable energy sources increases the reliability of electricity supply, but requires compliance with standards to ensure the quality of electricity.

It is necessary to develop the infrastructure for the integration of large volumes of renewable sources based on the concept of an active consumer. Algorithms of functioning of autonomous power supply systems are considered.

The possible impact of distributed generation on the quality of electricity is analyzed and measures to minimize it are proposed.

Key words: solar energy, photovoltaic plant, distributed generation, autonomous power supply microgrids, renewable energy sources, quality of electric energy, quality of power supply

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	4
ЗМІСТ	6
ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	8
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1 ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ТА НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРИ ПІДКЛЮЧЕННІ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ДО МІКРОМЕРЕЖ	11
1.1 Сонячна енергетика як перспективний напрямок розвитку відновлюваної енергетики в Україні	11
1.2 Забезпечення електромагнітної сумісності та якості електроенергії при підключенні джерел розосередженої генерації	14
1.3 Критерії та процедури підключення об'єктів розосередженої генерації для забезпечення параметрів якості електроенергії та електропостачання	18
1.4 Розвиток інфраструктури як необхідний чинник для можливості широкого впровадження джерел розосередженої генерації	21
1.5 Висновки до першого розділу.....	25
РОЗДІЛ 2 СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ З АКТИВНИМИ СПОЖИВАЧАМИ ТА ВИМОГИ ДО ЇХ ФУНКЦІОНУВАННЯ.....	27
2.1 Роль активного споживача в оптимізації функціонування інфраструктури електропостачання.....	27
2.2 Функціонування розподільних електромереж за умов розвитку розосередженої генерації в умовах ринку електроенергії.....	30
2.3 Моделювання режиму усталеної роботи мікромережі із сонячними фотоелектричними станціями малої потужності	33
2.4 Нормативні вимоги до забезпечення показників якості електричної енергії в електричних мережах за умов функціонування ринку електроенергії..	42

2.5 Структурні схеми основних варіантів побудови мікромереж автономного живлення.....	48
2.6 Висновки до другого розділу	57
РОЗДІЛ 3 МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРИ ЗМІНІ ПОТУЖНОСТІ ДЖЕРЕЛ ЖИВЛЕННЯ	59
3.1 Моделювання режимів роботи мікромережі з двостороннім живленням вузла навантаження	59
3.2 Моделювання режимів роботи модифікованої мікромережі з двостороннім живленням навантаження.....	70
3.3 Висновки до третього розділу.....	81
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ	82
4.1 Розробка заходів з охорони праці та пожежної безпеки.....	82
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	85
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	88

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

СЕС – сонячна електростанція

СФЕУ – сонячна фотоелектрична установка

РГ – розосереджена генерація

ФЕП – фотоелектричний перетворювач

ВСТУП

Актуальність теми. На даний час використання енергії відновлюваних джерел є доволі поширеним та популярним способом отримання електроенергії. Такі джерела застосовують для забезпечення власних потреб, а також для зменшення споживання енергії з традиційних ресурсів, економії коштів на виробництві та покращення показників якості електроенергії. Подальший розвиток малої генерації на базі поновлюваних джерел у майбутньому може забезпечити не лише економію витрат окремих суб'єктів господарювання, а й побудову автономних систем електроживлення у місцях, віддалених від централізованого електропостачання.

Перевагами децентралізованої моделі енергопостачання з використанням відновлюваних джерел енергії є підвищення енергетичної самодостатності регіонів, скорочення втрат електроенергії в мережах, можливість застосування в автономних системах. Водночас, масове підключення малих генераторів вимагає належної підготовки електромереж та ретельного дотримання стандартів якості електроенергії, що робить питання показників якості актуальним.

Метою роботи є покращення показників якості електричної енергії в системах електрозабезпечення з використанням розосередженої генерації на основі сонячних фотоелектричних станцій малої потужності.

Для досягнення поставленої мети потрібно вирішити наступні **задачі**:

1. Виконати аналіз питання забезпечення показників якості та надійності електропостачання при підключенні установок з відновлюваними джерелами енергії до мікромереж.

2. Визначити доцільні види систем електрозабезпечення з використанням відновлюваних джерел енергії в якості активних споживачів та вимоги до їх функціонування.

3. Дослідити вплив установок розосередженої генерації на режими роботи системи електропостачання при регулюванні потужності джерел живлення та визначити можливість їх впливу на показники якості та надійності електропостачання.

4. Розробити заходи з охорони праці та пожежної безпеки під час виконання робіт з експлуатації та технічного обслуговування обладнання.

Об'єкт дослідження – процеси забезпечення показників якості регулювання напруги в мікромережах електропостачання з сонячним фотоелектричним генератором малої потужності.

Предмет дослідження – параметри режиму вузла навантаження та статичних характеристик сонячних фотоелектричних генераторів малої потужності.

Методи дослідження. Під час виконання досліджень були застосовані методи теорії електричних кіл, методи системного аналізу, математичне моделювання з використанням пакету MS Excel та MathCAD.

Наукова цінність роботи заключається в результатах розрахунків усталених режимів мікромереж з сонячними фотоелектричними станціями в якості джерел розосередженої генерації та пропозиціях стосовно шляхів.

Практична цінність полягає в побудованих статичних характеристиках залежностей напруги та реактивної потужності для джерел генерації при найбільш характерних схемах мікромереж з розподіленою генерацією для живлення вузла навантаження.

Структура роботи: кваліфікаційна робота складається із вступу, чотирьох розділів, загальних висновків, переліку посилань. Повний обсяг роботи складає 90 сторінок. Основна частина викладена на 87 сторінках друкованого тексту, містить 19 рисунків та 4 таблиці. Список використаних джерел містить 30 джерел та викладений на 3 сторінках.

РОЗДІЛ 1

ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ТА НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРИ ПІДКЛЮЧЕННІ УСТАНОВОК З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ ДО МІКРОМЕРЕЖ

1.1 Сонячна енергетика як перспективний напрямок розвитку відновлюваної енергетики в Україні

Сучасна галузь сонячної енергетики набуває все більшої популярності по всьому світу для виробництва електроенергії, гарячого водопостачання, опалення та виробництва прісної води із морської. Сонячна енергія має величезний потенціал як найчистіше, практично невичерпне джерело енергії. Продовження зниження вартості та підвищення ефективності фотоелектричних технологій сприятиме подальшому зростанню їх використання як альтернативи викопному паливу.

Можна виокремити два основні напрямки отримання сонячної енергії: фотоелектрична технологія та використання сонячних концентраторів.

Фотоелектричні чи сонячні батареї – це напівпровідникові пристрої, які безпосередньо перетворюють сонячне світло на електрику. Сьогодні фотоелектричні системи демонструють найшвидші темпи зростання із усіх технологій відновлюваної енергетики та можуть відігравати важливу роль у майбутньому світовому виробництві електроенергії. Фотоелектричні установки можна поєднувати для забезпечення електропостачання у промислових масштабах або використовувати в мікромережах для особистих потреб. Використання сонячної енергії для живлення мікромереж ефективний спосіб електрозабезпечення віддалених від ліній електропередач споживачів.

Питома вартість сонячних панелей стрімко знизилася за останнє десятиліття, зробивши їх не лише доступними, а часто і найдешевшим джерелом електроенергії. Нормативний строк служби сонячних батарей

складає приблизно 30 років. Він істотно залежить від виду матеріалу, що використовується для виробництва батарей. За прогнозами Міжнародного енергетичного агентства, до 2050 року сонячна фотоелектрична енергія може забезпечувати до 16 % виробництва світової електроенергії. Це допоможе скоротити викиди парникових газів та покращити екологію.

Один із способів використання сонячної енергії – це системи з використанням концентраторів сонячної енергії. Вони використовують дзеркала або лінзи для фокусування сонячного випромінювання в одній точці. Тепло нагріває рідину, яка виробляє пару для обертання турбіни та генерації електроенергії. Така технологія зручна на великих сонячних електростанціях.

Основною перевагою сонячних теплових станцій перед фотоелектричними станціями є можливість накопичення тепла в розплавлених солях чи інших середовищах. Це дозволяє генерувати електроенергію навіть вночі чи за хмарної погоди. Крім цього, сонячні теплові станції можуть легко поєднуватися з традиційними тепловими електростанціями. За прогнозами Міжнародного енергетичного агентства, до 2050 року частка сонячних теплових електростанцій у світовій генерації електроенергії може сягати 11 %.

Сонячна енергетика є одним з найбільш перспективних та динамічно зростаючих відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Щорічно кількість введених в експлуатацію потужностей зростає на 40-50 %. Вдосконалення технологій виробництва фотомодулів призвело значно здешевило сонячну електроенергію.

Україна робить необхідні кроки до розширення використання ВДЕ та альтернативних видів палива, зменшуючи залежність від традиційних джерел. За оцінками, до 2030 р. можливе десятикратне збільшення частки відновлюваної енергії та скорочення споживання газу на 15 %.

Клімат та географія України сприятливі для розвитку сонячної генерації. Навіть північні регіони мають значний потенціал, не гірший за європейські. Тож розвиток вітчизняної сонячної енергетики є вкрай перспективним напрямком для підвищення енергетичної безпеки та незалежності країни.

Сонячна енергетика в Україні проходить той етап розвитку, що його пододала європейська енергетична галузь понад 10 років тому. В Україні до 2022 року було створено одну з найпривабливіших у Європі інвестиційних структур для розбудови галузі. Зокрема наявні сприятливі умови: ресурси, земельні ділянки, пільговий тариф, держпідтримка та цільова стратегія досягнення 25 % чистої енергії до 2035 р. Як наслідок цікавість до відновлюваної енергетики в Україні зростала.

За період 2022-2023 роки особливо загострилися питання надійності електропостачання із-за масштабних руйнувань та пошкодження об'єктів критичної інфраструктури, що загостило актуальність сонячної генерації.

На даний момент сектор відновлюваних джерел енергії в Україні поки невеликий порівняно з традиційною генерацією, але демонструє стійке зростання, роблячи країну лідером у цій галузі. Так у період із 2014-2018 р.р. обсяг відновлюваної енергії збільшився з 967 до 1534 МВт. Відповідно на рис. 1.1 приведена динаміка зростання потужності

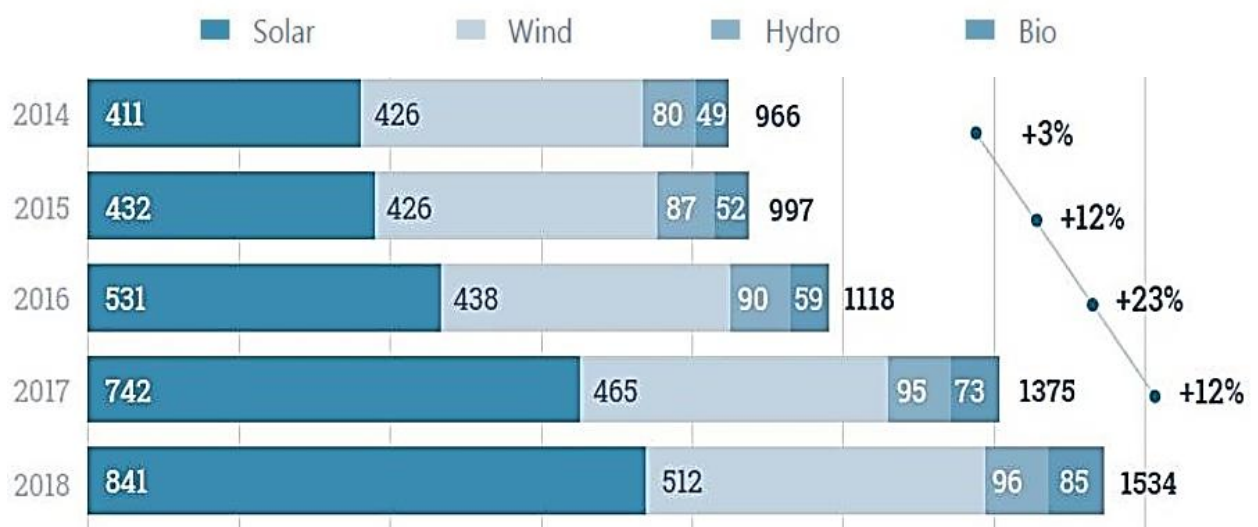


Рисунок 1.1 – Приріст потужності джерел ВДЕ в Україні

Ключовими перевагами використання енергії Сонця є її екологічна чистота, невичерпність, здатність тривалої експлуатації, безпека, простота встановлення і демонтажу, стійкість до дії природних чинників.

1.2 Забезпечення електромагнітної сумісності та якості електроенергії при підключенні джерел розосередженої генерації

Під'єднання об'єктів розосередженої генерації, таких як вітрові та сонячні електростанції, може по-різному впливати на системи електропостачання, залежно від їхньої потужності. Зокрема, ключовою вимогою для невеликих об'єктів є дотримання характеристик, що забезпечують стійкість всієї системи. Вибір відповідних технічних рішень та алгоритмів роботи схем захисту для підтримання належної якості напруги й безпеки має ґрунтуватися на пріоритеті завдань із забезпечення стійкості.

Слід зазначити, що вплив об'єктів розосередженої генерації на енергосистему значною мірою залежить від частки їх загальної потужності у системі. Невеликі за потужністю об'єкти, як правило, не чинять істотного впливу на режими роботи та показники якості електроенергії в системі. Однак висока концентрація таких об'єктів на окремих ділянках мережі може призвести до небажаних ефектів.

Тому особливо важливо правильно обирати місця підключення об'єктів розосередженої генерації з урахуванням особливостей конкретної системи електропостачання. Варто застосовувати сучасні технічні рішення для мінімізації їх негативного впливу та підвищення загальної стійкості системи. Одне з рішень є регулювання потужності та коефіцієнта потужності об'єктів розосередженої генерації, їх автоматичне відключення в аварійних ситуаціях, використання накопичувачів енергії тощо.

Для об'єктів розосередженої генерації невеликої потужності, оскільки вони зазвичай слабо впливають на загальну стійкість енергосистем, пріоритетним завданням є гарантування безпеки споживачів. Це можна

забезпечити шляхом найпростішої процедури підключення таких об'єктів до електромережі за умови дотримання належних показників якості напруги та безперервності електропостачання.

Зокрема, для спрощення процедури приєднання малих об'єктів розосередженої генерації можуть застосовуватися типові технічні рішення та уніфіковані вимоги. Наприклад, розробка типових схем приєднання, стандартизованих вимог до електрообладнання, а також спрощення дозвільних процедур. Такий підхід дозволяє скоротити строки та вартість підключення, без зниження рівня безпеки і надійності електропостачання.

Водночас, навіть за спрощеними процедурами приєднання, має забезпечуватися контроль показників якості електроенергії та відповідність вимогам нормативних документів. Адже неналежна якість напруги чи збій в електропостачанні неприпустимі з точки зору гарантування безпеки споживачів, незважаючи на невелику одиничну потужність цих об'єктів.

Об'єкти розосередженої генерації під час паралельної роботи з розподільною електричною мережею виступають в якості джерела змінного струму. Отже, для забезпечення належної якості напруги доцільно розглядати та регламентувати параметри таких об'єктів саме в термінах гармонік струму, а не напруги, як це можливо за умови автономного функціонування.

Адже струм від об'єктів розосередженої генерації протікає до точки приєднання навантаження крізь опір мережі. Відповідно, на показники якості напруги в точці приєднання впливатимуть як власні характеристики об'єкта розосередженої генерації, що закладаються на етапі його виготовлення, так і характер та значення опору мережі, котре може суттєво змінюватися залежно від конкретних умов приєднання.

Істотною проблемою виступає значний опір розподільних електромереж в умовах України особливо в умовах села порівняно зі стандартним опором мереж на території Європи. Це є одним з чинників, що погіршують показники якості напруги при під'єднанні об'єктів розосередженої генерації.

Європейські виробники устаткування для таких об'єктів орієнтуються на граничні норми емісії завод, встановлені в ЄС, та на базове значення опору європейських мереж. Відповідно, в умовах українських «слабких» мереж таке обладнання може викликати набагато більші спотворення напруги.

Зокрема, приєднання малопотужних однофазних об'єктів розосередженої генерації, що встановлюються переважно для власних потреб, лише до однієї фази «слабкої» розподільної мережі (замість трьох фаз), може спричинити істотну несиметрію напруг за фазами.

В країнах Європи відбувається постійне вдосконалення нормативно-правової бази у сфері розосередженої генерації електроенергії. Це пов'язано із зростаючою роллю об'єктів альтернативної енергетики в загальному обсязі виробництва електроенергії та їх впливом на стійкість енергосистем. Так в нормативних документах європейських країн передбачено різні за складністю процедури підключення об'єктів розосередженої генерації до мереж різного рівня напруги, залежно від їх потужності. При цьому конкретні вимоги визначаються в національних технічних рекомендаціях, розроблених провідними профільними організаціями. Це дозволяє максимально формалізувати процес приєднання та знизити вплив суб'єктивного фактора.

Враховуючи позитивний досвід європейських країн в Україні також доцільно розвивати нормативну базу з урахуванням зростання частки відновлюваних джерел енергії. Зокрема, фахівцями галузі можуть бути розроблені детальні національні стандарти та рекомендації щодо приєднання різних типів об'єктів розосередженої генерації. А регулятор має надати таким документам обов'язкову силу.

З метою забезпечення належної якості напруги в українських електромережах при під'єднанні об'єктів розосередженої генерації необхідно насамперед визначити чіткі основоположні принципи та правила. Їх конкретна реалізація має бути втілена у відповідних нормативних документах.

Зокрема, у таких документах повинні бути однозначно прописані критерії, якими керуватимуться оператори мереж при оцінці можливості

під'єднання певних об'єктів розосередженої генерації у конкретній точці. Разом з тим розробка нормативної бази має враховувати як міжнародний досвід, так і особливості українських електромереж.

Втілення положень розроблених методик на практиці повинно бути простим і не потребувати надмірних витрат коштів ні зі сторони операторів мереж, ні зі сторони власників об'єктів. Також має застосовуватися відповідне вимірювальне обладнання для отримання достовірних результатів оцінки.

Оскільки малопотужні пристрої розосередженої генерації, призначені для масового використання, порівняно незначно впливають на якість напруги в електромережі, їх вихідні характеристики мають відповідати встановленим нормам ще на етапі виробництва. З цією метою в національних стандартах необхідно закріпити гранично допустимі значення вихідних параметрів згаданих пристроїв. Дотримання вказаних норм забезпечить електромагнітну сумісність обладнання та дозволить спростити процедуру підключення об'єктів розосередженої генерації до стандартних електромереж без залучення фахівців постачальника електроенергії для проведення вимірювань.

З огляду на особливості українських розподільних мереж, необхідно розробити критерії технічного втілення процедури спрощеного під'єднання невеликих за потужністю об'єктів розосередженої генерації до електромереж з типовими значеннями опору. Для потужних об'єктів розосередженої генерації, котрі суттєво впливають на показники якості напруги, гранично допустимі значення вихідних параметрів устаткування та можливість підключення до розподільної мережі мають визначатися індивідуально залежно від потужності короткого замикання в точці під'єднання згідно зі спеціальною методикою.

1.3 Критерії та процедури підключення об'єктів розосередженої генерації для забезпечення параметрів якості електроенергії та електропостачання

Гранично допустимі значення показників якості напруги в розподільних мережах передбачено стандартами ГОСТ 13109-97 та ДСТУ ЕН 50160:2014, основним критерієм можливості підключення установок розосередженої генерації є забезпечення дотримання зазначених норм після їх приєднання. Цей підхід (перевірка постфактум) наразі застосовується в чинних нормативно-правових актах України. Водночас, для прогнозної оцінки допустимості підключення об'єктів розосередженої генерації до моменту їх фактичного приєднання доцільно застосовувати методики, засновані на розрахунку гранично допустимого рівня завад, що створюється таким об'єктом у конкретній точці мережі.

Відповідно до вимог другого етапу оцінки допустимої емісії завад під час аналізу електромагнітної сумісності, розроблених Міжнародною електротехнічною комісією та визначених у стандарті ІЕС 61000-3-14, рівень електромагнітних завад від обладнання, на яке не поширюється спрощена процедура першого етапу, встановлюється з урахуванням параметрів конкретної електричної мережі. Отже, підключення потужних об'єктів розосередженої генерації зі струмом понад 16 А на фазу до мереж низької напруги, а також усіх об'єктів розосередженої генерації до мереж середньої та високої напруги має здійснюватися лише після узгодження технічних вимог між замовником та оператором мережі з урахуванням параметрів електромережі в точці підключення.

Підключення об'єктів вітро- та сонячної енергетики потужністю понад 11 кВт має здійснюватися відповідно до вимог спеціальних «Правил приєднання об'єктів розосередженої генерації до розподільних електричних мереж». Ці Правила повинні передбачати наявність процедури попереднього розгляду заявки на приєднання, аналіз характеристик мережі та об'єкта,

моделювання режимів роботи мережі та оцінку прогнозованих показників якості напруги після під'єднання об'єкта.

Для спрощення процедури приєднання об'єктів розосередженої генерації потужністю менше 50 кВт, параметри яких відповідають гармонізованим стандартам, Правила мають передбачати окрему спрощену процедуру. В цьому разі головним чинником, що визначає допустимість під'єднання є дотримання вимог стандартів щодо граничного рівня електромагнітних завад з урахуванням співвідношення потужностей короткого замикання мережі та об'єкта генерації. Така спрощена процедура має застосовуватися за наявності сертифіката відповідності обладнання об'єкта розосередженої генерації нормативним випробуванням щодо якості генерованої енергії.

За програми типових випробувань відповідно до методики ІЕС 61000-3-15 вимірюються описані нижче параметри.

1. Рівень емісії гармонічних складових струму при 50% та 100% потужності генератора. Виміряні відносні значення гармонік до 40-го порядку не повинні перевищувати границь, наведені в стандарті ІЕС 61000-3-12.

2. Показники коливань напруги та флікера під час старту і зупинки генератора. Виміряні значення зміни напруги мають задовольняти норми стандарту ІЕС 61000-3-11: гранична допустима зміна напруги під час стрибка 3,3 %, усталене відносне значення зміни напруги $U_c = 3,3 \%$, максимальна відносна зміна напруги в мережі 4 %. Показники флікера $P_k = 1$ та $P_d = 0$ за умови опору навантажувального пристрою (0,4-0,25) Ом.

3. Рівень генерації постійної складової струму не більше як 0,25 % від номінального фазного струму генератора у трьох режимах вимірювання: 10 %, 55 % та 100 % активної потужності навантаження.

Мають бути встановлені вимоги, що для об'єктів розосередженої генерації, котрі складаються з декількох однофазних генераторів не однакової потужності, підключення до різних фаз мережі, низької напруги різниця

величин генерованої потужності любых двох фазах не повинна перевищувати 3,68 кВт.

Крім того, в процесі типових випробувань об'єктів розосередженої генерації потужністю до 50 кВт має проводитися тестування порогових значень та затримок по часу спрацювання системи захисту за верхніми та нижніми порогами величин напруги і частоти виходу, а також захисту від розсинхронізації з мережею. Результати цих вимірювань повинні фіксуватися у відповідному сертифікаті відповідності для об'єкта розосередженої генерації.

Після монтажу обладнання розосередженої генерації та перед введенням його в експлуатацію мають проводитися здавальні випробування. Для установок потужністю до 50 кВт, що мають сертифікат типових випробувань, ці тести може здійснювати установник без залучення представників оператора мережі. При цьому перевіряється працездатність об'єкта РГ та синхронізація з мережею. Якщо об'єкт має сертифікат відповідності Правилам приєднання, додаткова перевірка якості енергії на місці не проводиться.

Для об'єктів розосередженої генерації потужністю понад 50 кВт, приєднаних до мереж низької напруги, а також будь-якої потужності у мережах середньої напруги, гармонізовані стандарти не встановлюють граничних норм емісії завад. Для визначення оператором мережі можливості приєднання за критерієм електромагнітної сумісності, потрібно розробити національні норми вищих гармонік у вигляді коефіцієнтів, що множаться на потужність короткого замикання в точці підключення.

Для потужних об'єктів розосередженої генерації, що приєднуються до мереж середнього класу напруги, створюється модель розподільної мережі з урахуванням наявних джерел генерації та навантажень. Оператор мережі реалізує моделювання режимів роботи системи за різних умов навантаження та перехідних процесів, розрахунковим шляхом визначає показники гармонік, дози флікера, несиметрії напруги. На основі цих даних приймається рішення стосовно можливості підключення конкретного обладнання у певній точці.

За нормальних умов роботи припустима зміна величини напруги в мережі середнього рівня внаслідок приєднання об'єктів розосередженої генерації не повинна перевищувати 2 % порівняно з початковим рівнем.

Допустима зміна напруги в результаті періодичних підключень і вимикань об'єкта розосередженої генерації обмежується 2 % не частіше ніж раз на 3 хв. При раптовому вимкненні всіх генераторів, приєднаних до однієї точки, зміна напруги не повинна перевищувати 5 %.

Гранична довгострокова доза флікера після приєднання об'єктів розосередженої генерації встановлюється на рівні 0,46.

Низьковольтне обладнання розосередженої генерації потужністю понад 50 кВт, а також устаткування розосередженої генерації для приєднання до мереж середньої напруги перед введенням в експлуатацію має проходити здавальні випробування на місці з оцінкою стабільності спрацювання захистів за напругою, частотою та втратою синхронізму з мережею.

Задля захисту прав споживачів рішенням НКРЕКП було затверджено гарантовані стандарти стосовно якості надання послуг електропостачання та компенсації за їх недотримання. Зокрема, «Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» передбачено 21 гарантований стандарт для оператора системи розподілу, 17 – для оператора системи передачі і 6 – для компанії-постачальника електроенергії.

1.4 Розвиток інфраструктури як необхідний чинник для можливості широкого впровадження джерел розосередженої генерації

Нові електростанції, що нещодавно підключилися до єдиної енергосистеми, розташовані у віддалених від споживачів районах через кращу доступність ресурсів.

Тому додаткова інфраструктура передачі електричної енергії має життєве значення для надійної інтеграції великих обсягів нових поновлюваних

джерел. Така інфраструктура необхідна для: з'єднання змінних поновлюваних ресурсів, запланованих у віддалених регіонах; згладжування генерації змінних джерел у широкому географічному регіоні; розширення можливостей регулювання та допоміжних послуг як всередині, так і поза межами кожної зони балансування для узгодження попиту та пропозиції.

Крім того, нові лінії електропередачі допоможуть оптимізувати використання наявних генеруючих потужностей, забезпечивши ефективніший обмін електроенергією між регіонами. Активне впровадження інтелектуальних мереж сприятиме інтеграції змінної генерації, даючи змогу прогнозувати та регулювати попит і пропозицію в режимі реального часу.

Під час підключення нових поновлюваних джерел енергії оператори та проектувальники мереж зобов'язані оцінити необхідність модернізації існуючої інфраструктури. Вони мають гарантувати, що інтеграція нової генерації не погіршить якість, безпеку та надійність електропостачання, не обмежить пропускну спроможність мережі та технічні можливості обладнання. Інакше це може перешкодити операторам мережі та постачальникам послуг виконувати контрактні зобов'язання щодо забезпечення безперебійного енергопостачання споживачам.

Ключовим параметром при оцінці можливості інтеграції нових поновлюваних джерел енергії є коефіцієнт короткого замикання SCR в точці приєднання до мережі. Він розраховується як відношення потужності короткого замикання в точці приєднання до встановленої потужності нової генерації і характеризує стійкість енергосистеми. SCR дозволяє визначити гранично допустимий обсяг поновлюваної генерації в даній точці, при якому не виникатиме негативного впливу на режим роботи та стійкість всієї енергосистеми.

Розмір окремих генераторів поновлюваної енергії та рівень їх інтеграції визначатиме необхідний рівень напруги в точці приєднання до мережі. Це також впливатиме на вимоги до доступності, надійності та якості електроенергії від нових джерел, а також потребу в модернізації

енергосистеми. Отже, при технічній оцінці має враховуватися можлива потреба в посиленні мережі поблизу точки приєднання.

Рівень надійності точки приєднання поновлюваних джерел енергії, включаючи схеми підстанцій і розподільних пристроїв, залежатиме від рівня напруги та частки інтеграції нової генерації з урахуванням особливостей і вимог до надійності конкретної енергосистеми. Отже, оцінка цих питань для кожного регіону дозволить визначити необхідні «під замовлення» вимоги для забезпечення надійного приєднання поновлюваних джерел енергії.

Основними принципами побудови електричних мереж мають бути:

- надійність і безперервність електропостачання;
- якість електроенергії в нормованих межах;
- зручність та безпека експлуатації обладнання;
- економічна ефективність;
- можливість подальшого розвитку без корінної перебудови.

Діапазони робочої напруги й частоти є універсальними параметрами для будь-яких енергосистем, незалежно від їх розміру чи частки поновлюваних джерел енергії. Фактичні значення напруги можуть дещо відрізнятися для різних рівнів напруги, а от робочий діапазон частоти зазвичай однаковий для всієї енергосистеми.

Діапазони визначають гранично допустимі відхилення напруги й частоти від номінальних значень через неминучі фізичні коливання в мережі. Все обладнання розраховане на роботу з певними відхиленнями, але їх перевищення може призвести до пошкоджень і скорочення терміну служби.

Типовий допустимий діапазон напруги для генераторів становить $\pm 10\%$, а для енергосистем $\pm 5\%$ від номіналу, особливо на високих рівнях напруги.

Допуск за частотою зазвичай $\pm 2\%$ у великих взаємопов'язаних системах і більше в менших чи острівних системах через складність регулювання.

За межами діапазонів генератори мають залишатися працездатними мінімальний час або відключатися, залежно від рівня збурення та вимог до надійності і безпеки. Це дає оператору запас для реагування на збої.

Під час роботи можуть надаватися додаткові послуги, необхідні для забезпечення надійної передачі електроенергії від постачальників до споживачів в межах певних зон регулювання і комунікаційних мереж.

Основні види допоміжних послуг: планування і відправлення; регулювання реактивної потужності і напруги; компенсація втрат; регулювання навантаження; захист системи; балансування виробництва-споживання.

Допоміжні послуги мають вирішальне значення для забезпечення балансу попиту і пропозиції та підтримки надійності енергосистеми в цілому.

Організації тривалий час користувалися перевагами об'єднання попиту, залучення допоміжних послуг з інших регіонів та взаємозв'язків енергосистем.

Кожна зона регулювання має компенсувати зміни власного попиту і випадкові коливання потужності. Більші зони з достатніми міжсистемними зв'язками відносно потребують менше балансуючих та резервних потужностей, ніж менші.

Менші зони можуть брати участь у ширших для отримання допоміжних послуг і дотримання стандартів ефективності.

Достатня передавальна потужність міжсистемних зав'язків, об'єднання балансуючих зон або участь у масштабних заходах можуть забезпечити надійність та економічні переваги при інтеграції великих обсягів змінної генерації.

Це також сприяє диверсифікації джерел, доступу до більш дешевих ресурсів і здатності системи інтегрувати змінні джерела без додаткових гнучких потужностей.

Зони регулювання мають оцінювати надійність та економічні переваги консолідації або участі у масштабних заходах на кшталт спільного використання резервів чи інтегрованого управління енергосистемою.

У багатьох випадках планування балансуючих операцій відбувається щогодини. Зі зростанням частки змінної генерації доцільнішими стають більш часті та короткострокові інтервали планування.

Наприклад, якщо зони регулювання з щогодинним плануванням мають достатні резервні потужності для підтримки графіка, то перехід на 10-хвилинні інтервали дозволить залучати економічно ефективні генератори з сусідніх зон як балансуючі.

Такі заходи сприятимуть масштабній інтеграції змінних джерел енергії.

Послуга з регулювання режимів реактивної потужності та напруги може надаватися шляхом використання напівпровідникових перетворювачів.

Традиційно регулювання напруги здійснювалося на лініях електропередачі, оскільки розподільні мережі були пасивними. Проте масове підключення поновлюваних джерел безпосередньо до розподільних мереж актуалізувало проблему регулювання напруги і в них.

Відновлювані джерела енергії здатні надавати деякі допоміжні послуги. Так сонячні електростанції можуть забезпечувати реактивну потужність, коли вироблення активної потужності нижче номіналу (це також можливо при максимальній генерації за рахунок керування інверторами). Така можливість існує протягом багатьох годин і може використовуватись для регулювання напруги без додаткових витрат.

Крім того, сонячні станції здатні компенсувати гармоніки струму в мережі, усуваючи потребу в окремих фільтрах і перетворювачах на підключених навантаженнях.

1.5 Висновки до першого розділу

На даний момент сонячна енергетика активно розвивається як для потреб побутових, так промислових споживачів. Ключовим стимулом для зростання цієї галузі є зелений тариф – спеціальні, підвищені тарифи для закупівлі електроенергії, виробленої з відновлюваних джерел. Завдяки

зеленому тарифу технологій відновлюваної енергетики для виробництва електроенергії з наступною реалізацією її в мережу стає досить вигідним.

Крім фінансової привабливості сонячні електростанції дозволяють підвищити надійність та якість електропостачання за рахунок децентралізації та зменшення залежності від імпорту викопного палива, сприяють поліпшенню показників якості електроенергії в мережі, зокрема рівня напруги у вузлах розподільної мережі електропостачання.

Постійне вдосконалення технологій відновлюваної енергетики робить їх все більш конкурентоспроможними порівняно з традиційними джерелами. Це збільшує попит на «зелену» електроенергію та стимулює подальший розвиток ринку відновлюваних джерел енергії. Тому сонячні електростанції матимуть ще більше значення для енергосистеми майбутнього.

Для забезпечення електромагнітної сумісності та якості електроенергії при підключенні об'єктів розосередженої генерації необхідно дотримуватися встановлених норм та стандартів. Для малих об'єктів доцільно спростити процедуру підключення.

Розвиток інфраструктури, зокрема ліній електропередачі та інтелектуальних мереж, є необхідним для надійної інтеграції великих обсягів поновлюваних джерел енергії.

Установки розосередженої генерації на базі поновлюваних джерел енергії здатні надавати певні допоміжні послуги, такі як регулювання реактивної потужності та напруги, компенсація гармонік тощо, за рахунок чого підвищуються показники якості електропостачання споживачів.

РОЗДІЛ 2

СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ З АКТИВНИМИ СПОЖИВАЧАМИ ТА ВИМОГИ ДО ЇХ ФУНКЦІОНУВАННЯ

2.1 Роль активного споживача в оптимізації функціонування інфраструктури електропостачання

Поняття «активний споживач» позначає учасника енергоринку, котрий поєднує в собі властивості як пасивного користувача ресурсів, так і активного гравця, здатного певним чином впливати на функціонування систем енергозабезпечення. На відміну від традиційного споживача, який лише купує енергію, активний споживач має технічні можливості самостійно генерувати та накопичувати паливно-енергетичні ресурси, а отже і частково задовольняти власні потреби, продавати надлишки електричної енергії в мережу, а також брати участь в регулюванні попиту.

В епоху стрімкого розвитку технологій концепція активного споживача набуває все більшої актуальності. Завдяки доступності розумних лічильників, систем накопичення енергії, обладнання для відновлюваної генерації тощо, рядові споживачі отримують можливість стати активними гравцями енергоринку. Це стимулює розвиток нових бізнес-моделей, пов'язаних із децентралізованим енергопостачанням, підвищенням енергоефективності та гнучкості мереж. Водночас посилюється необхідність модернізації нормативно-правової бази задля сприяння та регулювання діяльності активних споживачів.

Активний споживач здійснює систематичні цілеспрямовані дії, спрямовані на оптимізацію власних витрат та отримання додаткового прибутку за рахунок гнучкої взаємодії з інфраструктурою. На відміну від пасивного користувача, активний споживач має можливість реагувати на зміну кон'юнктури ринку, зокрема добових коливань тарифів, а також

частково впливати на графік навантаження мережі. Саме ці важелі є ключовими стимулами для розвитку моделі «активного споживання» та формування локальних мікромереж.

Завдяки взаємодії інтелектуальних мереж, систем керування попитом та розосередженої генерації, активні споживачі отримують низку переваг різного спектру. Рівень залученості окремих споживачів та мета їх взаємодій з іншими гравцями енергоринку залежать від персональних, поведінкових та ситуативних особливостей.

Формування нового енергоринку, орієнтованого на активних гравців, може принести численні вигоди як індивідуальним користувачам, так і суспільству загалом: зменшення частки віддалених споживачів в мережах та, як наслідок, скорочення витрат енергії на транспортування; докладніше інформування клієнтів щодо поточних показників споживання і тарифів; можливість отримання додаткового прибутку від участі в ринкових відносинах через компанії, що здійснюють агрегацію потоків енергії від локальної генерації та взаємодію з активними споживачами; підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів; економія на споживанні електрики.

Переваги активного споживача полягають у наступному:

- можливість власної генерації, що забезпечує більшу незалежність та автономність;
- здатність отримувати дохід від продажу надлишків виробленої електроенергії;
- оптимізація енергоспоживання залежно від поточних ринкових цін;
- підвищення надійності та показників якості електроенергії в системі;
- можливість пристосування графіка навантаження до загального добового споживання через системи керування попитом, що дозволяє вирівнювати й оптимізувати графік без створення незручностей користувачам.

За належного інформування процес регулювання попиту може відбуватися в автоматичному чи ручному режимах. У автоматичному режимі

керування навантаженням і розподіл виробленої енергії між агрегаторами здійснює інтелектуальна система.

Учасники нового енергоринку на основі інтелектуальних мереж отримують наступні переваги, що розтлумачені нижче.

Генеруючі компанії: спрощення збору даних про споживання; виставлення рахунків відповідно до реального споживання; зниження навантаження на мережі; вдосконалення обслуговування клієнтів; підвищення стабільності постачання; ефективніший моніторинг мереж; інтеграція локальної генерації; зменшення витрат на транспортування енергії.

Оператори мереж: впровадження нових технологічних рішень; підвищення лояльності клієнтів; централізоване регулювання попиту; оптимізація графіків навантаження.

Кінцеві споживачі: підвищення надійності та якості постачання; екологічність; контроль витрат на енергію; економія коштів; можливість заробітку на власній генерації та накопиченні енергії.

Сучасний рівень розвитку розосередженої генерації дозволяє активним споживачам виробляти достатню кількість електроенергії, аби забезпечувати власні потреби та постачати надлишки в мережу. Проте без належного керування енергопотоками такий внесок буде важко спрямувати у потрібне русло та використати максимально ефективно.

Для систем електропостачання із вбудованою розосередженою генерацією, зокрема на основі відновлюваних джерел, характерна наявність генераторів невеликої потужності, використання різноманітних нетрадиційних технологій, широкий діапазон змін характеристик навантаження тощо. По мірі розвитку таких локальних систем електроживлення постають завдання ефективного керування, оптимізації процесів та оцінки стійкості окремих елементів.

2.2 Функціонування розподільних електромереж за умов розвитку розосередженої генерації в умовах ринку електроенергії

Поступовий перехід від оптового ринку електроенергії до балансуючого та до моделі електропостачання на основі двосторонніх договорів в останні роки зумовив тенденцію переорієнтації з чисто централізованого електрозабезпечення на комбіноване. Зокрема, спостерігається зростання кількості локальних джерел електроенергії, частка яких в енергетичному балансі енергосистем також збільшується. До локальних електрогенеруючих потужностей, що функціонують безпосередньо в мережах напругою до 10 кВ, належать як традиційні невеликі за потужністю станції, так і електрогенеруючі електростанції з використанням альтернативних джерел енергії.

Як альтернатива традиційним енергогенеруючим потужностям активно розвиваються розосереджена генерація, когенераційні установки тощо. Водночас, електричні мережі енергосистем проектувалися й споруджувалися з розрахунку на централізоване електропостачання, за якого електроенергія від потужних електростанцій передавалася споживачам (рис. 2.1).



Рисунок 2.1 – Структура побудови мережі розподілу електроенергії при централізованому електроживленні

Для розподільних електромереж 6-10 кВ, що проєктувалися раніше та експлуатуються зараз за розімкненими схемами, це означає роботу ліній

електропередачі в режимі з одностороннім живленням, а трансформаторів – у режимі понижувальних. Відповідно, в розподільних мережах обиралися апарати для комутації, пристрої автоматики та релейного захисту, встановлювалися системи для здійснення обліку електроенергії тощо. З огляду на вимоги надійності електропостачання споживачів та їхні характеристики, обиралася схема розподільних мереж і виконувалися точки секціонування, що, визначало розподіл потоків потужності в мережі. Розподільні електромережі характеризувалися певним рівнем втрат електроенергії та напруги.

З розгортанням розосередженої генерації в розподільних електромережах, як це показано на рис. 2.2 постають нові завдання. Це необхідність оптимізації комбінованого електрозабезпечення від єдиної енергетичної системи та локальних джерел, узгодження покриття графіка навантаження генеруванням з відновлюваних джерел, які внаслідок особливостей своєї роботи можуть видавати потужність за різними графіками.

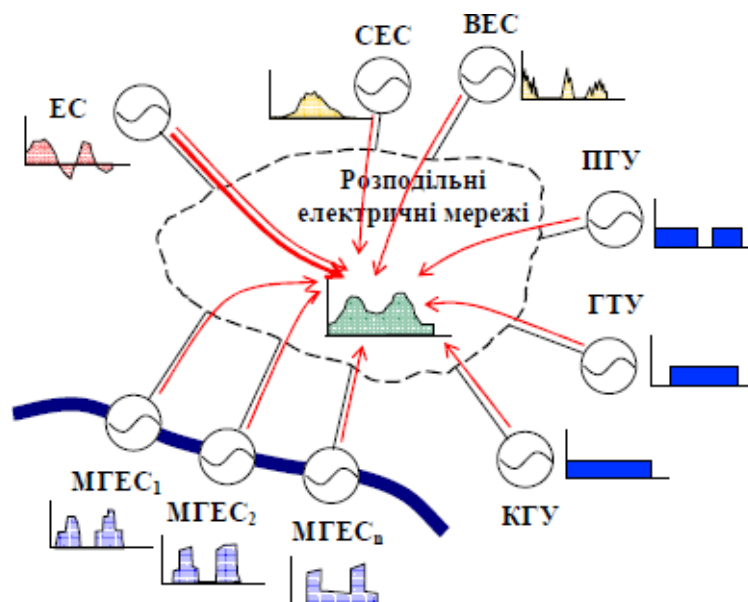


Рисунок 2.2 – Структура побудови мережі розподілу електроенергії при розподіленому електропостачанні

Також постає потреба в оцінці впливу розосередженої генерації на величину струмів короткого замикання, що в свою чергу здатне внести зміни в роботу систем релейного захисту та автоматики, а також на техніко-економічні показники розподільних електромереж тощо.

Вплив розосередженої генерації на режими розподільних електромереж суттєво залежить від:

- сукупного обсягу локального виробництва електроенергії в ній;
- встановленої потужності окремих об'єктів розосередженої генерації;
- типу встановлених установок;
- місця приєднання генеруючих установок в електричній мережі (шини нижчої напруги підстанцій, відгалуження ліній електропередач).

Крім того, варто враховувати, що водночас змінюються умови роботи електроенергетики як галузі в економічній площині, зокрема, модифікується модель оптового ринку. За реалізації моделі електропостачання на основі двосторонніх договорів за участі об'єктів розосередженої генерації, котрі видають потужність в електромережу, виникає необхідність узгодження їхньої роботи з централізованою енергосистемою. Це стає обов'язковим, за умови що встановлена потужність розосередженої генерації в електромережі складає істотну долю од її сумарного навантаження (понад 20%). У такому разі розподільну електромережу варто аналізувати як локальну електричну систему, в якій окрім вищезгаданих задач постають питання дослідження статичної та динамічної стійкості об'єктів розосередженої генерації та інші, характерні для електричних систем.

Серед комплексу завдань, що постають у процесі впровадження розосередженої генерації, доцільно в першу чергу вивчати й розв'язувати ті, які прямим чином впливають на рівень та темпи розбудови відновлюваних джерел, зокрема об'єктів розосередженого генерування. Правильне розв'язання таких задач може сформувати, поряд із «зеленими тарифами», усталену мотивацію стосовно розгортання розосередженої генерації в Україні. Однією з таких задач є отримання максимального доходу від експлуатації

об'єктів розосередженої генерації за умови зменшення витрат електроенергії та одночасного покращення її якості в розподільних електромережах, а також зростання рівня надійності електропостачання. З огляду на те, що електроенергія від розосередженої генерації передається лініями розподільних мереж одночасно з електрикою від інших джерел, потрібно виділяти з сумарних втрат ту частину, яка стосується транзиту від об'єктів розосередженої генерації. Для цього потрібно запропонувати методику визначення витрат електроенергії від транзитних перетікань. Це особливо важливо за умов адресного електропостачання, коли втрати від транзиту електроенергії мають відшкодовуватися договірними сторонами. Вплив розосередженої генерації на режими розподільних електромереж, як то втрати потужності, рівні напруги у вузлах схеми розподілу, залежить від багатьох факторів, котрі проявляються по-різному залежно від умов експлуатації.

2.3 Моделювання режиму усталеної роботи мікромережі із сонячними фотоелектричними станціями малої потужності

Автоматичне управління роботою системи електропостачання окремого споживача чи групи користувачів електроенергії за принципом «мікромережі», що перебуває на обслуговуванні оператора розподільних мереж відповідно до умов підключення та з дотриманням стандартів якості електропостачання, можливе за наявності технічних передумов для автоматичного переходу системи електропостачання у автономний режим або за рахунок зміни схеми електропостачання доступними засобами керування ручними вимикачами навантаження.

Основним режимом роботи мікромережі є підтримання з'єднання із вузлом зовнішньої розподільної електромережі. Проте за певних умов можлива тимчасова автономна робота мікромережі без такого з'єднання. Наприклад, це може бути викликано технологічною необхідністю, аваріями в зовнішній мережі або недостатньою потужністю цієї мережі.

Ефективна організація роботи мікромережі потребує налаштування системи автоматизованого керування з урахуванням можливих режимів. Адже перехід між режимами має відбуватися швидко і надійно для забезпечення безперервного живлення споживачів. Крім цього, важливо оптимізувати використання наявних джерел енергії та навантаження мережі.

Широке застосування малих сонячних електростанцій в Україні значною мірою зумовлене системою пільгових «зелених» тарифів, запровадженою згідно із Законом «Про ринок електричної енергії» та розрахованою на період до 2030 року. Зокрема, популярності набули інженерні рішення на базі невеликих фотоелектричних генераторів статичного типу потужністю до 30 кВт, що виробляють електроенергію з сонячного випромінювання.

Перевагами таких міні-станцій є відносна простота і надійність конструкції, можливість розміщення на дахах та фасадах будівель, екологічність та безшумність роботи. Водночас, недоліком є залежність від погодних умов та пори року.

Важливим технічним фактором впливу мікромереж на функціонування зовнішньої розподільної електромережі є зміна рівнів напруги у вузлі приєднання, особливо за наявності в традиційній радіальній мережі довгих повітряних ліній електропередачі від головного силового трансформатора.

Адже після встановлення в такій мережі розосереджених джерел енергії, зокрема на базі сонячних та вітрових установок, зменшується навантаження на живильну лінію, внаслідок чого можливе зростання напруги вздовж ліній електропередачі. Це пов'язано із особливостями розподілу потужностей у радіальних мережах.

Для запобігання перевищенню допустимих рівнів напруги в такому випадку необхідно застосовувати спеціальні технічні заходи й засоби регулювання напруги – як в мікромережах, так і в точці їх приєднання до загальної мережі. Це дозволить уникнути можливих негативних наслідків та

забезпечити стабільність функціонування об'єднаної системи розподілу електроенергії.

На прикладі простої схеми системи електропостачання у режимі мікромережі можна продемонструвати особливості її функціонування та взаємодії із зовнішньою розподільною мережею.

Розглянемо мікромережу, приєднану до шин з низькою напругою U_1 трансформаторної підстанції, котра живиться від магістральної мережі середньої напруги U_0 . Дана схема передбачає можливість додаткового під'єднання двох малих генераторів змінного струму. Один із них, $G1$ приєднується на початку лінії з комплексним опором $\underline{Z}_\Gamma$, а інший $G2$ – в кінці цієї лінії біля точки загального приєднання РСС, через яку забезпечується живленням споживач із комплексним опором навантаження $\underline{Z}_C = R_C + jX_C$. За такої конфігурації, як на рис. 2.3 можна дослідити вплив генераторів мікромережі на розподіл потоків потужності та падіння напруги в лінії, а також оцінити переваги ближнього під'єднання малих електростанцій до споживачів.

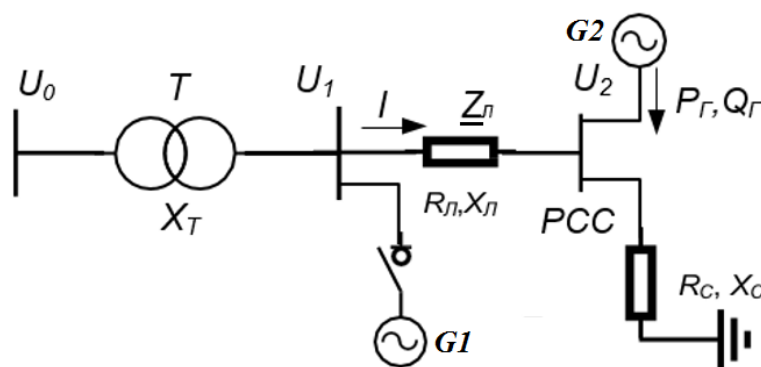


Рисунок 2.3 – Розрахункова схема електричної мікромережі з одним фідером

Відповідно до стандартів якості електропостачання, спад напруги у лінії не повинен призводити до виходу напруги у вузлах приєднання споживачів за допустимі межі, як у режимах максимального (пікового), так і мінімального

навантаження. Проте оператори розподільних мереж іноді підвищують напругу на виводах трансформаторних підстанцій для компенсації її прогнозованого спаду вздовж ліній у пікові години. Як наслідок, у разі приєднання додаткового генератора $G2$ біля споживача можливе надмірне зростання напруги U_1 на початку лінії, особливо вдень за високої генерації енергії. Для запобігання цьому в системах автоматичного регулювання міні-генератора $G1$ передбачено обмеження потужності при наближенні напруги до граничних значень. Альтернативним рішенням може бути регулювання коефіцієнта трансформації силового трансформатора на підстанції, або установка окремих регуляторів напруги.

Вказане явище підвищення напруги аналітично легко пояснити, якщо вирахувати спади напруги у лінії електропередачі за випадку приєднання генератора $G2$ таким чином, як показано на схемі на рис. 2.3.

Струм навантаження у вузлі PCC визначається за даними споживання активної P_C та індуктивної Q_C потужності, а також заданим граничним значенням падіння напруги на комплексному опорі лінії електропередачі $\underline{Z}_l$:

$$I = \frac{S_c}{U_2} = \frac{P_c - jQ_c}{U_2}; U_1 - U_2 = I(R_l + jX_l) = \frac{(R_l P_c + X_l Q_c) - j(R_l Q_c - X_l P_c)}{U_2};$$

де $\underline{S}_c = P_C - jQ_C$ – комплексна повна потужність споживача.

Зазвичай, зважаючи на відносно велике значення відношення активного опору до реактивного опору для елементів малої мережі, можна знехтувати уявною складовою у виразі для спаду напруги. Тоді наближено отримаємо:

$$\Delta U = U_1 - U_2 = \frac{R_l P_c + X_l Q_c}{U_2};$$

Якщо врахувати комплекс повної потужності $\underline{S}_G = P_G + jQ_G$ статичного мікрогенератора $G2$, яку він віддає навантаженню у вузлі підключення згідно рис. 2.3 буде наступним:

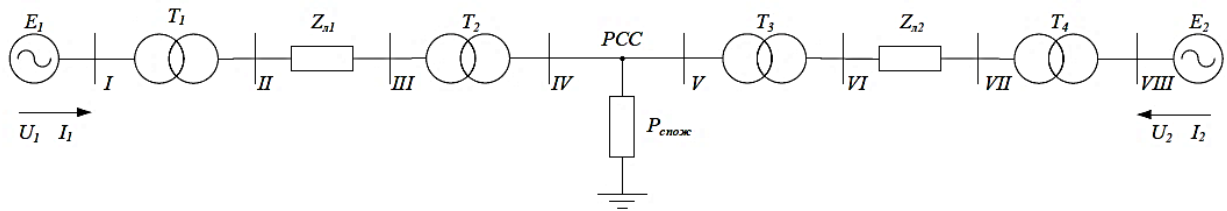
$$\Delta U = U_1 - U_2 = \frac{R_L(P_C - P_G) + X_L(Q_C - Q_G)}{U_2}.$$

Із аналізу останнього виразу очевидно, що мікрогенератор $G2$ під час роботи у будь-якому випадку призводить до зменшення спаду напруги вздовж лінії електропередачі. А якщо ж відбудеться перевищення генерації активної потужності мікрогенератора $G2$ над потужністю споживання ($P_G > P_C$), то відбудуватиметься передача енергії по лінії в зворотному напрямку – до центру живлення. В такому разі падіння напруги в лінії електропередачі буде від'ємним ($\Delta U < 0$) і відбудеться підвищення рівня напруги U_1 на початку лінії, причому буде справедливим співвідношення $U_2 > U_1$. Слід зазначити, що дане явище буде спостерігатися незалежно від режиму реактивної потужності.

Для більш детального аналізу характерних властивостей режимів роботи системи енергозабезпечення із мікрогенераторами для умов автономного режиму були проведені розрахунки усталених режимів роботи. Для цього використовувалась схема, що приведена на рис 2.4.

Як правило основне джерело енергії $G1$ відповідно до рис. 2.4 має більшу потужність у порівнянні із джерелом $G2$, тому воно працює в режимі джерела напруги. Таким чином джерело $G1$ буде задавати рівень напруги та частоту в мережі. Тоді джерело $G2$ буде працювати у режимі керованого джерела струму. У випадку втрати електричного зв'язку з основною мережею з якихось причин (аварійне зниження напруги у вузлі підключення, нештатний режим роботи лінії електропередачі тощо) мікромережа здатна перейти до автономного режиму роботи. Для цього інвертор сонячної фотоелектричної станції повинен мати відповідну функцію роботи в якості резервного джерела

живлення. Тепер цей інвертор буде задавати рівень напруги та її частоту в мікромережі.



E_1 – еквівалентна ЕРС джерел живлення мережі; E_2 – еквівалентна ЕРС сонячної фотоелектричної станції малої потужності; $T_1 - T_4$ – знижувальні трансформатори; R_C – опір споживача навантаження у вузлі PCC потужністю P_C ; $\underline{Z}_{a1}$ та $\underline{Z}_{a2}$ – комплексні повні опори ліній електропередачі; I–VIII – перерізи провідників розрахункової мережі

Рисунок 2.4 – Схема заміщення мережі живлення навантаження з двостороннім живленням

Серед можливих рішень, що можуть забезпечити контрольовану участь міні-генераторів мікромережі для пом'якшення коливань напруги протягом доби, може бути перемикання сонячних електростанцій у режим автономної роботи, що доцільно здійснювати в години максимальної активності Сонця, тобто орієнтовно з 10-ої години до полудня до 14-ої години після полудня. Відповідно, заряд резервних акумуляторів відбувається у період, коли сукупне споживання місцевої системи розподілу є мінімальним. Розклад, за яким здійснюється раціональна зміна структури сонячної генерації, узгоджується з ключовими ідеями керування попитом. Заходи та засоби керування попитом мають на меті залучення міні-генераторів до задоволення власних потреб місцевих споживачів, оснащених сонячними батареями, саме у години підвищеного ранкового та вечірнього попиту на електроенергію.

Станом на сьогодні, втрати електроенергії в електромережах енергопостачальних компаній України становлять 11-12% від загального обсягу електроенергії, відпущеної в мережу. Цей показник є значно вищим порівняно з аналогічними даними у США (6,5%), Великобританії (8,5%) або

Франції (4,5%). Визнано, що саме розподільні мережі є найбільш проблемним та витратним елементом в системі електропостачання регіонів. Вагомим напрямком впливу на рівень втрат електроенергії в розподільних мережах є регулювання генерації. Очевидно, що на величину втрат в електромережах впливають параметри потужності генерації, схеми їх підключення, профіль споживання суміжних навантажень.

Ефективність застосування розосередженої генерації в електричних мережах досліджується у низці наукових робіт. На рис. 2.5 показано можливі схеми підключення розосереджених генераторів до розподільних електромереж, котрі істотно відрізняються за впливом на перетоки потужностей і втрати енергії в мережі.

На рис. 2.5, а генератори приєднані безпосередньо до шин підстанції. В такому разі через трансформатор протікає потужність менша на величину генерації мікрогенераторами. Тим самим відбувається зменшення навантажувальних втрат в трансформаторі. А ось втрати потужності в лініях електропередачі залишаються тими самими.

У варіанті, показаному на рис. 2.5, б, відбувається зменшення навантаження як на трансформатор, так і для частини лінії електропередачі. В результаті в цих елементах також зменшуються втрати енергії.

Внаслідок розвантаження елементів мережі знижуються втрати напруги. Це сприяє поліпшенню рівнів напруги у вузлах мережі. Аналізуючи типові схеми підключення розосереджених генераторів електроенергії до розподільних мереж, можна бачити, що при достатній встановленій потужності вони частково або повністю компенсують споживану навантаженням потужність. Це зменшує надходження електроенергії з боку енергосистеми.

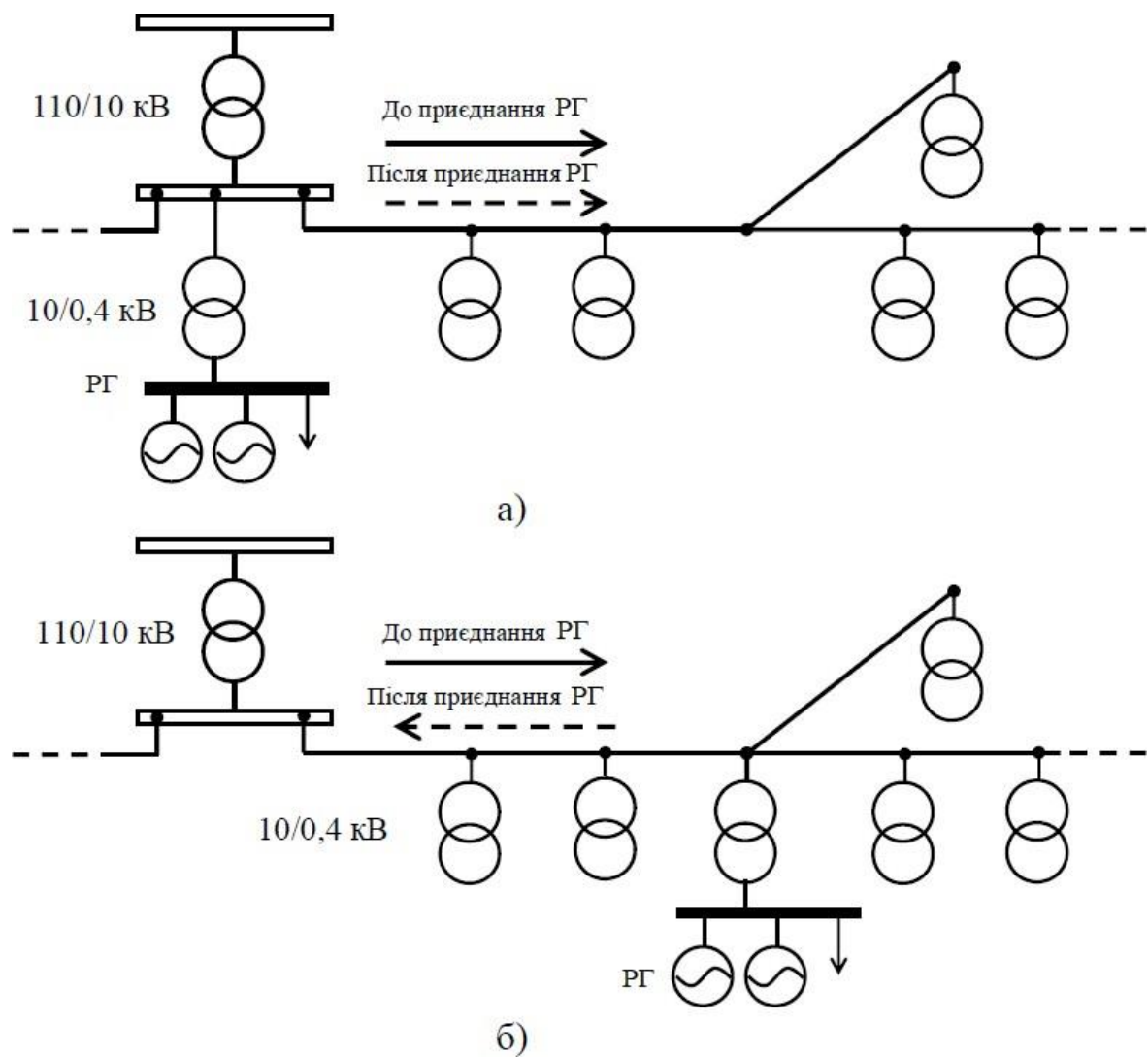


Рисунок 2.5 – Підключення джерел розосередженої генерації РГ в електричній мережі

Разом з цим знижуються втрати електроенергії в розподільних мережах. Загалом їх можна оцінити за формулою:

$$\Delta W = \frac{S_{\text{сист}}^2}{U_{\text{н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\text{ф}}^2 T_{\text{п}} = \frac{(P_{\text{нав}} - P_{\text{г}})^2 + (P_{\text{нав}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{н}} - P_{\text{г}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{г}})^2}{U_{\text{н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\text{ф}}^2 T_{\text{п}}$$

де $S_{\text{сист}}$ – повна потужність, що передається від енергосистеми;

U_H – значення номінальна напруга електричної мережі;

$r_{ек}$ – приведений до значення номінальної напруги еквівалентний активний опір елементів електричної мережі;

k_{ϕ} – коефіцієнт форми для графіка навантаження;

$T_{п}$ – тривалість розрахункового періоду;

$P_{г}$ – середнє значення потужності генерації;

$P_{нав}$ – середнє значення потужності навантаження.

Наближено визначити втрати електроенергії в електричній мережі можливо за виразами, що враховують тип джерела енергії:

- для синхронних генераторів

$$\Delta W_{сг} = \frac{P_{г}^2(1 + tg^2\varphi_{г}) + P_{нав}^2(1 + tg^2\varphi_{н})}{U_H^2} r_{ек} k_{\phi}^2 T_{п} - \frac{2P_{г}P_{нав}(1 + tg\varphi_{г}tg\varphi_{н})}{U_H^2} r_{ек} k_{\phi}^2 T_{п};$$

- для асинхронних генераторів

$$\Delta W_{АГ} = \frac{P_{г}^2 + P_{нав}^2(1 + tg^2\varphi_{н}) - 2P_{г}P_{нав}}{U_H^2} r_{ек} k_{\phi}^2 T_{п}.$$

Для оцінки ступеня впливу різних типів генераторів розосередженої генерації на втрати електроенергії в розподільних мережах використовують коефіцієнти впливу. Ці коефіцієнти характеризують відношення втрат електроенергії в електромережі після та до введення в експлуатацію розосередженого генерування та дозволяють оцінити, наскільки ефективно той чи інший тип генератора допомагає знизити витрати електроенергії в мережі. Чим менше значення коефіцієнта, тим більший позитивний вплив має генератор. Розрахунок коефіцієнтів проводиться за виразами:

$$k_{\Delta W_{\text{сг}}} = 1 + \frac{P_{\text{Г}}^2(1 + tg^2\varphi_{\text{Г}})}{P_{\text{Нав}}^2(1 + tg^2\varphi_{\text{Н}})} - 2 \frac{P_{\text{Г}}(1 + tg\varphi_{\text{Г}}tg\varphi_{\text{Н}})}{P_{\text{Нав}}(1 + tg^2\varphi_{\text{Н}})} \approx \left(\frac{P_{\text{Г}}}{P_{\text{Нав}}} - 1 \right)^2 ;$$

$$k_{\Delta W_{\text{АГ}}} = 1 + \frac{P_{\text{Г}}^2}{P_{\text{Нав}}^2(1 + tg^2\varphi_{\text{Н}})} - 2 \frac{P_{\text{Г}}}{P_{\text{Нав}}(1 + tg^2\varphi_{\text{Н}})} = \left(\frac{P_{\text{Г}}}{P_{\text{Нав}}} - 1 \right)^2 \cos^2\varphi_{\text{Н}} + \sin^2\varphi_{\text{Н}}.$$

З наведених формул видно, що ріст втрат в розподільних мережах через роботу розосередженої генерації матиме місце лише коли середня потужність генераторів перевищуватиме аналогічний показник суміжного навантаження більш ніж у два рази. Виконати оцінку впливу джерел енергії на величину втрат потужності у гілках розподільної електромережі можна в результаті проведення розрахунку усталених режимів. Однак виокремити в цих втратах складову викликану джерелами розосередженої генерації досить проблематично. Складність викликана тим, що перетоки потужності у вітках впливають на втрати потужності нелінійно. Це позбавляє можливості скористатися простим методом накладання.

2.4 Нормативні вимоги до забезпечення показників якості електричної енергії в електричних мережах за умов функціонування ринку електроенергії

Електрична енергія, як і будь-який товар, має відповідати вимогам якості. Для належної роботи електроустаткування до нього має подаватися напруга з допустимим рівнем відхилення від номінального значення. Значна частина сучасного електричного обладнання, особливо із застосуванням електронних і комп'ютерних пристроїв, потребує електроенергії хорошої якості. Втім саме таке обладнання своїми нелінійними властивостями часто спричинює спотворення параметрів напруги в електромережі через несинусоїдальні струми при синусоїдальній напрузі живлення. Тому,

підтримка на належному рівні якості електроенергії є спільною відповідальністю як постачальника, так і споживача електричної енергії.

Згідно стандарту ДСТУ EN 50160:2014 постачальником електроенергії є сторона, що забезпечує електропостачання через мережу загального користування, а споживачем (користувачем, замовником) є покупець цієї електроенергії у відповідного постачальника. Зазначений стандарт визначає наступні параметри напруги.

Напруга живлення – це значення напруги в певний момент часу у вузлі мережі, яка вимірюється протягом заданого відрізка часу.

Номінальна напруга системи (U_n) – напруга, за якою систему класифікують.

Заявлена напруга живлення (U_c) – це, як правило, номінальна напруга U_n системи. Якщо за домовленістю між постачальником і споживачем до останнього подається напруга відмінна від номінальної, то це і є заявлена напруга живлення U_c .

Зміна напруги – це зростання або спадання напруги, зумовлене коливаннями загального навантаження розподільної системи чи її частини.

Мерехтіння – відчуття нестабільності зорових вражень, спричинене світловим подразником, яскравість чи спектральний розподіл якого змінюється з часом.

Стандарт ДСТУ EN 50160:2014 встановлює номінальні значення напруги для Європи, проте не є стандартом електромагнітної сумісності. Втім він описує граничні величини або відхилення характеристик напруги. За нормальних умов експлуатації можливі значні відхилення від номінальних параметрів. На рис. 2.6 наведено основні показники, які необхідно враховувати при виборі перетворювачів, зокрема коли значну роль відіграють динамічні властивості.

Стандарт ДСТУ EN 50160:2014 встановлює терміни та граничні величини основних показників напруги у вузлах підключення споживачів до електромереж змінного струму загального призначення за нормальних умов

експлуатації. Даний стандарт зазначає норми або діапазони, в межах яких можна очікувати параметри напруги на будь-якому живлячому вузлі загальних електромереж, проте не описує типові умови, з якими зазвичай стикається конкретний користувач.

Встановлені в цьому стандарті характеристики напруги не призначені для використання в якості рівнів електромагнітної сумісності чи допустимих норм випромінювань провідних завод для споживача, під'єданого до загальної електромережі.

Параметр	Опис
Номинальна напруга	$U_n = 230/400 \text{ В}$ (Середньоквадратична напруга сигналу)
Повільні зміни напруги	$U_n \pm 10 \% (95 \% \text{ протягом } 10 \text{ хв})$
Швидкі зміни напруги ($t > 1 \text{ с}$)	$U_n \pm 5\% \text{ (рівень НН)}$ $U_n \pm 4\% \text{ (рівень ВН)}$
Короткі перерви	$U < 1\% U_n (t < 180 \text{ с})$
Тривалі перерви	$U < 1\% U_n (t > 180 \text{ с})$
Тимчасові і не тривалі перенапруги	$U < 1,5 \text{ кВ (розподіл НН)}$ $U < 3 U_n \text{ (розподіл ВН)}$
Тривалі перенапруги (понад 100 мкс)	- завдяки роботі запобіжника однонаправлена 1-2 кВ форма хвилі - за рахунок конденсаторів корекції коефіцієнта потужності $< 3 U_n$ - коливальні форми хвиль до кГц
Сплески середньої тривалості: від 1 до 100 мкс	- через удари блискавки до 20 кВ
Короткочасні сплески: $< 1 \text{ мкс}$	- через локальну комутацію навантаження

Рисунок 2.6 – Допустимі параметри напруги

Об'єктом стандартизації є визначення термінів та значень показників напруги електропостачання стосовно частоти, рівня (значення), форми кривої, симетрії лінійних напруг. Зазначені показники змінюються під час нормальної роботи внаслідок коливань навантаження, наявності завод від певного обладнання та в аварійних режимах, спричинених переважно зовнішніми факторами.

Параметри напруги з часом випадково змінюються у будь-якій обраній точці приєднання, а також у різних точках одночасно. Внаслідок цих коливань можливим є перевищення граничних значень, наведених у стандарті.

Відповідно до вимог Кодексу систем розподілу параметри показників якості електроенергії в місцях підключення споживачів за нормальних умов експлуатації мають відповідати значенням, визначеним у національному стандарті ДСТУ EN 50160:2014. Стандартом встановлено два види нормативів якості електричної енергії: нормально допустимі та гранично допустимі значення. Оцінка відповідності показників якості електроенергії зазначеним нормативам здійснюється за розрахунковий період, що дорівнює 24 годинам, за винятком таких показників як тривалість провалу напруги, амплітуда імпульсу напруги та коефіцієнт тимчасової перенапруги.

Відхилення напруги прийнято виражати величиною усталеного відхилення напруги:

- нормальні допустимі і граничні допустимі величини усталеного відхилення напруги δU_u на клемах приймачів рівні $\pm 5\%$ та $\pm 10\%$ від значення номінальної напруги мережі;

- нормальні допустимі і граничні допустимі величини напруги у вузлах загального підключення електроспоживачів в мережі 0,38 кВ та більше обумовлюються в договорах на використання електричної енергії, при цьому необхідно дотримуватися вимог дійсного стандарту на виводах електроприймачів.

Коливання напруги характеризується:

- розмахом зміни напруги;
- дозою флікера.

Граничний допустимий рівень розмаху зміни напруги δU_t у вузлах підключення до мереж для коливань напруги з огибаючою кривою у формі меандру визначають за кривою рис. 2.7 у функції частоти повторюваності змін напруги $F_{\delta U_t}$ чи часового проміжку між змінами напруги (Δt_{i+t}).

Гранична допустима величина суми усталеного відхилення напруги (δU_y) і розмаху зміни напруги (δU_t) у вузлах підключення мереж напругою 0,38 кВ складає $\pm 10\%$ од номінальної напруги.

Дозу флікера має змогу визначати флікерметр (спеціальний пристрій).

Несинусоїдальність напруги характеризують:

- коефіцієнт спотворення синусної форми графіка напруги;
- коефіцієнт n -ї гармоніки напруги.

Нормальні допустимі і граничні допустимі величини першого коефіцієнта у вузлах підключення приведено на рис. 2.8

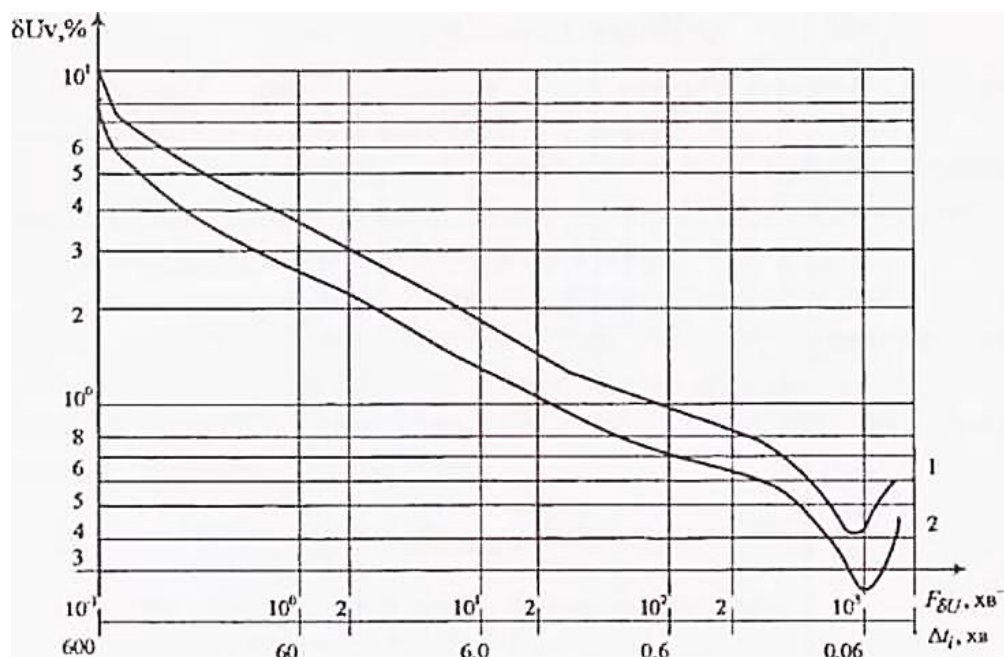


Рисунок 2.7 – Граничні допустимі значення розмаху змін напруги

Нормально допустиме значення для $U_{\text{ном}}, \text{кВ}$				Граничнодопустиме значення для $U_{\text{ном}}, \text{кВ}$			
0,38	6-20	35	110-330	0,38	6-20	35	110-330
8 %	5 %	4 %	2 %	12 %	8 %	6 %	3 %

Рисунок 2.8 – Допустимі значення коефіцієнта спотворення форми напруги

Граничну величину коефіцієнта n -ї гармонійної складової напруги:

$$K_{U(n)гран} = 1,5 K_{U(n)норм}$$

де $K_{U(n)норм}$ – нормальна допустима величина коефіцієнта n -ї гармонічної складової напруги.

Несиметрію напруг визначають:

- коефіцієнт несиметрії напруги по зворотній послідовності;
- коефіцієнт несиметрії напруги по нульовій послідовності.

Для обох показників нормальна допустима та гранична допустима величина однакові та складають для вузлів загального підключення до мереж 0,38 кВ відповідно 2 % та 4 %.

Відхилення частоти характеризує однойменним показником відхилення частоти, для якого нормальна допустима і гранична допустима величина відповідно складає 0,2 Гц та 0,4 Гц.

Провал напруги ΔU_n визначається його тривалістю Δt_n , гранична допустима величина якого складає 30 с в мережах до 20 кВ.

Тимчасова перенапруга характеризується коефіцієнтом тимчасової перенапруги $K_{перU}$ і тривалістю перенапруги $\Delta t_{перU}$, допустимі величини яких приведено на рис. 2.9.

Тривалість тимчасової перенапруги $\Delta t_{пер.U},$ с	< 1	< 20	< 60
Коефіцієнт тимчасової перенапруги $K_{перU},$ в.о.	1,47	1,31	1,15

Рисунок 2.9 – Допустимі величини для коефіцієнту тимчасової перенапруги

Виникнення тимчасової перенапруги у фазах може бути спричинене обривом нульового провода у трьохфазній мережі до 1000 В. Величина перенапруги може сягнути лінійної напруги, а тривати перенапруга – кілька годин.

2.5 Структурні схеми основних варіантів побудови мікромереж автономного живлення

Для побудови мікромереж на основі автономних систем електропостачання із використанням сонячних фотоелектричних установок придатних для застосування в регіонах децентралізованого енергозабезпечення виділимо три основні варіанти.

На рис. 2.10 зображено структурну схему варіанту автономної системи електрозабезпечення без пристроїв для накопичення надлишкової електроенергії. До схеми включено сукупність фотоелектричних перетворювачів ФЕП, які перетворюють сонячне випромінювання на електроенергію для живлення електричного навантаження ЕН, а також ДРЕ – додаткове джерело резервного електропостачання на періоди, коли інсоляції недостатньо для покриття потрібного обсягу споживання. До складу даного варіанту системи входить автоматично регульоване баластне навантаження БН для споживання надлишкової енергії від фотоелектричних перетворювачів, яку можна використати для виробництва теплоти або гарячої води.

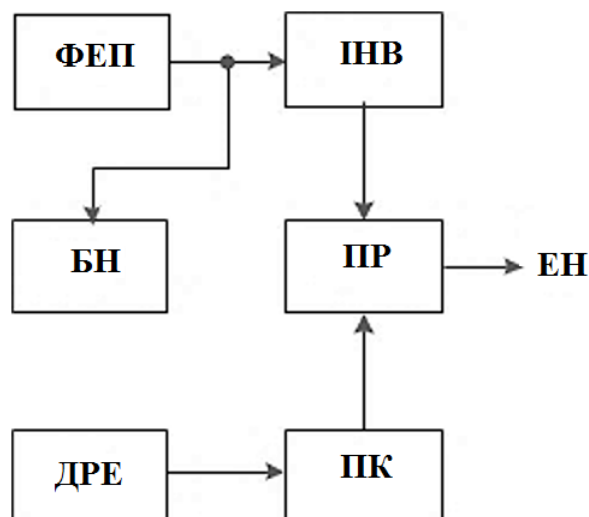


Рисунок 2.10 – Структурна схема автономної системи електрозабезпечення без накопичувачів енергії

Перетворення постійної напруги від сонячної батареї на змінну здійснюється за допомогою інвертора ІНВ. Для економії електроенергії від додаткового резервного джерела ДРЕ в періоди інтенсивної роботи фотоелектричних перетворювачів, в системі передбачений пристрій комутації ПК, що виконує як відключення джерела ДРЕ під час надлишкової інсоляції, так і під'єднання до нього, коли вироблення фотопанелями ФЕП є недостатнім для покриття навантаження. При цьому компенсація обсягів електроенергії від різних джерел для оптимального електропостачання може відбуватись в автоматичному режимі. Передача енергії від генеруючих пристроїв забезпечується через пристрій розподілу ПР.

Таку структуру автономної системи електрозабезпечення можливо застосувати в складі систем, у яких джерело ДРЕ є основним. В такому разі, головне завдання фотоелектричних модулів – це економія пального джерела енергії ДРЕ за умови достатнього рівня сонячного випромінювання, в якості якого часто використовується дизельна електростанція.

У другому варіанті побудови мікромережі на основі автономної системи електрозабезпечення, що приведена на рис. 2.11, додається батарея акумуляторів БА, призначена для забезпечення безперервної роботи електротехнічного обладнання. Це може бути актуальним у випадку аварії на джерелі ДРЕ чи в ті проміжки часу, коли фотоелектричні панелі ФЕП не можуть виробляти необхідну потужність, або під час переключення між різними джерелами. При цьому батарея акумуляторів БА покриває потреби поточного електричного навантаження ЕН. Відновлення рівня заряду акумуляторів відбувається завдяки накопиченню надлишків електроенергії від фотопанелей ФЕП. Крім того за потреби підзарядку батареї акумуляторів БА можна виконати від джерела ДРЕ, підвищивши тим самим коефіцієнт використання його потужності.

Щоб уникнути перезаряду акумуляторів, в системі передбачено контролер заряду від фотоелектричної установки КЗ, який може бути

виконаний інтегрованим в інвертор ІНВ, та регулятор заряду РЗ від джерела ДРЕ. Вони забезпечують оптимальний процес заряджання батареї акумуляторів БА для збільшення терміну її служби та ефективності роботи.

Варто зазначити, що необхідна ємність батареї акумуляторів БА для різних підходів до експлуатації цього варіанту мікромережі з автономною системою електрозабезпечення може суттєво відрізнятись. Якщо основним джерелом енергії є резервне джерело ДРЕ, а фотоелектричні панелі ФЕП слугують для підтримки стабільного електропостачання та економії ресурсів джерела ДРЕ, то батарея БА працює в режимі буфера з малим ступенем глибини розряду. Тому загальна ємність може бути зменшена. У разі, коли автономну систему передбачається використовувати таким чином, що фотопанелі ФЕП будуть генерувати переважну частину енергії, а джерело ДРЕ відіграватиме другорядну роль з ймовірними частими його відключеннями, то батарея акумуляторів БА буде працювати в циклічному режимі із більшим ступенем розряду. Тому ємність елемента БА має бути збільшена.

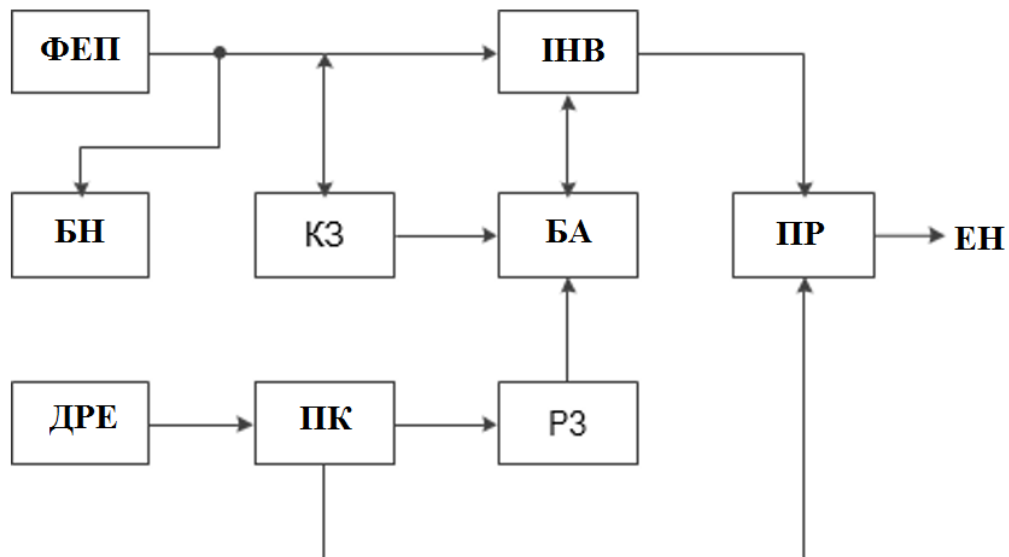


Рисунок 2.11 – Структурна схема автономної системи електрозабезпечення з батареєю акумуляторів в якості накопичувача енергії

Ця конфігурація є надзвичайно універсальною, а її сфера застосування доволі широка. Вона підходить як для місць зі стабільним підключенням до централізованого електропостачання, проте з високою вартістю електроенергії, так і для віддалених районів з нестабільним енергозабезпеченням, де джерелами слугують дизельні електростанції чи альтернативні установки на зразок вітряків. Завдяки гнучкій схемі можна створювати автономні системи електроживлення з надійним резервуванням у широкому діапазоні потужностей від одиниць до десятків і сотень кіловат, залежно від конкретних потреб.

Структурна схема автономної системи електрозабезпечення на базі сонячних фотоелектричних панелей ФЕП без резервних джерел енергії показана на рис. 2.12. Вся необхідна потужність має покриватися за рахунок фотоелектричних панелей ФЕП в сонячні періоди, коли її виробництва достатньо, та батарей акумуляторів БА в похмуру погоду та нічний час. Експлуатація такої системи вимагає наявності акумуляторів з достатньою ємністю, а також забезпечення сукупної потужності сонячних панелей на рівні, який дозволить покривати навантаження та заряджати батареї.

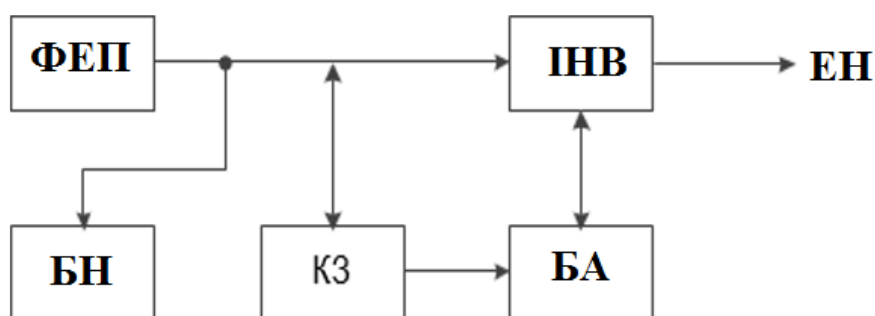


Рисунок 2.12 – Структурна схема автономної системи електрозабезпечення без додаткових джерел енергії

Використання подібних автономних систем електрозабезпечення має певні обмеження. Вони придатні лише для випадків з порівняно невисоким

загальнодобовим споживанням енергії. Фактично, такі комплекси можуть слугувати для живлення різноманітного електрообладнання в польових умовах чи в інших ситуаціях, де немає доступу до мережі, проте потреби в електриці не надто великі.

Для ефективного функціонування автономних систем електрозабезпечення на базі сонячних фотоелектричних установок, зокрема із використанням сучасного обладнання для автоматизації, необхідна розробка низки правил та алгоритмів роботи, спрямованих на підвищення їх енергоефективності. Ці цілі досягаються шляхом детального аналізу факторів функціонування системи, головні з яких наступні:

- поточне навантаження з боку споживача;
- поточна потужність, що генерується фотоелектричними панелями;
- потужність, доступна від інших джерел (акумулятори, дизель-генератори) у даний момент;
- вартість електроенергії від наявних компонентів системи.

Крім того слід взяти до уваги, як швидко може бути підключене до мережі джерело живлення та почати віддавати енергію.

Наприклад, якщо контролер подав команду на відключення дизель-генератора, то для його повторного запуску може знадобитися певний час, до кількох хвилин, необхідний на запуск двигуна та перехід його в робочий режим. Відповідно, отримати потрібний обсяг енергії в найкоротші терміни не завжди виявляється можливим. Так само для дизельних генераторів заборонене часте і раптове вимкнення за кілька секунд після старту. Саме на основі подібних критеріїв і формуються ключові правила функціонування автономних систем електроживлення. При моделюванні їх роботи важливо врахувати всі можливі ситуації, пов'язані з виходом з ладу певного обладнання.

В процесі будівництва сонячних фотоелектричних станцій постає потреба в автоматизованому керуванні. Тому необхідним є аналіз способів

керування гібридними системами електропостачання та побудова алгоритмів раціональної взаємодії складових енергосистем і фотоелектростанцій.

Різні алгоритми функціонування автономної системи електрозабезпечення або розроблені під конкретні моделі систем, або не охоплюють всіх імовірних випадків, як то відмова одного з джерел живлення. В даній роботі запропоновано універсальні алгоритми для автономної системи електрозабезпечення різних конфігурацій, де враховано описані недоліки.

Для подальшого опису роботи алгоритмів введемо наступні позначення:

P_n – поточна активна потужність споживання навантаженням ЕН;

P_ϕ – поточна потужність генерації фотоелектричними панелями ФЕП;

P_d – поточна потужність додаткового джерела енергії ДРЕ;

$P_{d\text{ х.х.}}$ – потужність холостого ходу додаткового джерела енергії ДРЕ;

P_z – поточна потужність заряду батареї акумуляторів БА;

$P_{зр}$ – поточна наявна в системі потужність заряду батареї;

P_6 – поточна потужність баластного навантаження БН;

K – положення пристрою комутації додаткового джерела енергії ДРЕ;

T – час затримки зміни стану пристрою комутації ПК;

T_n – мінімальний можливий час циклу включення-відключення додаткового джерела енергії ДРЕ;

T_0 – мінімальний можливий час циклу відключення-включення додаткового джерела енергії ДРЕ;

Δt – часовий проміжок між кроками алгоритму.

Розглянемо детальніше алгоритм роботи автономної системи електрозабезпечення, що відповідає рис. 2.11, тобто містить батарею акумуляторів з роботою їх в буферному режимі. Алгоритм передбачає використання батареї таким чином, щоб мінімізувати глибину розряду та поновлювати витрачений заряд батареї при наявності в системі вільної потужності та приведений на рис. 2.13.

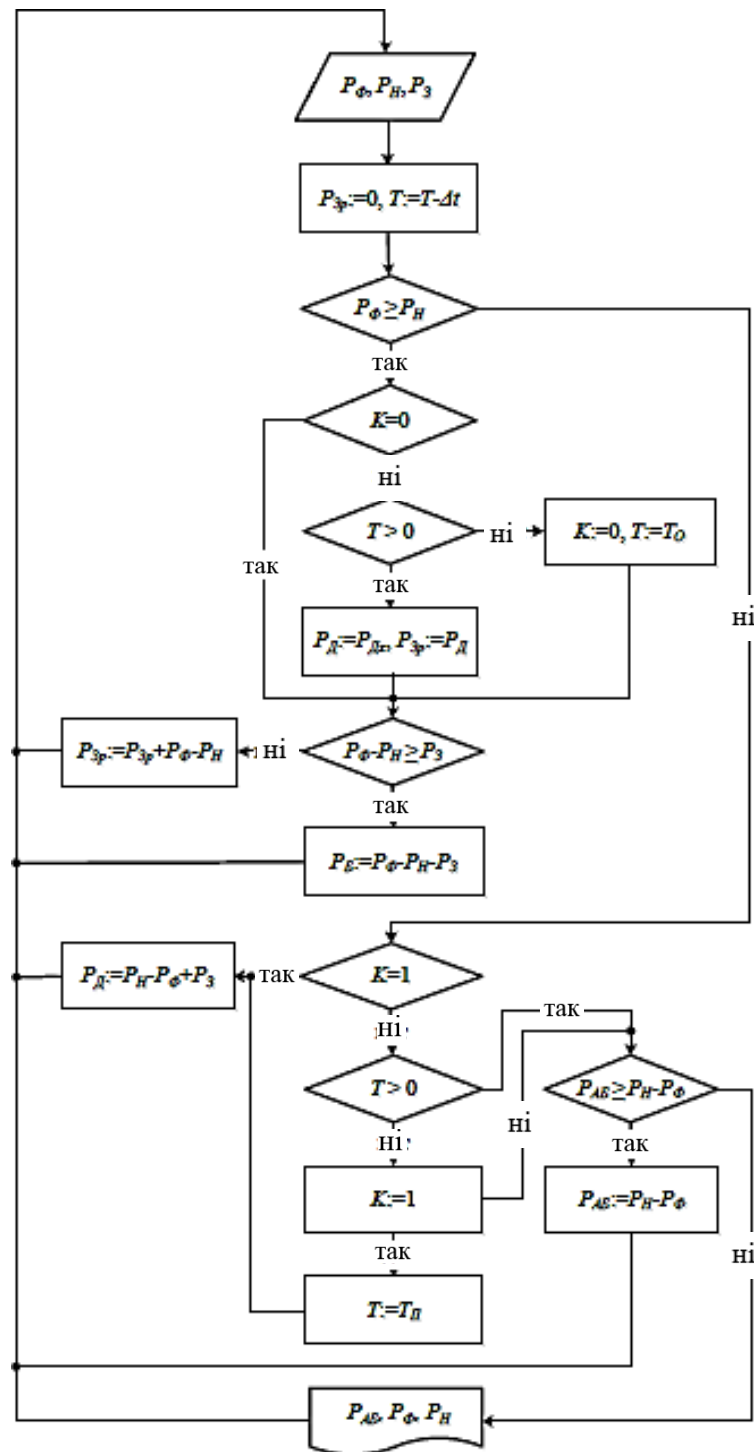


Рисунок 2.13 – Алгоритм роботи автономної системи електрозабезпечення з акумуляторною батареєю

На початку запуску системи додатково визначається значення потрібної потужності для зарядки батареї акумуляторів P_3 . У разі якщо батарея заряджена на 100 %, то $P_3 = 0$. Потужність $P_{зр}$, доступна для зарядки

накопичувача, також спочатку кожної ітерації встановлюється рівною нулю. Далі в кожен з підпроцесів, що запускаються залежно від поточного значення $P_{\text{ф}}$, вводяться зміни.

Якщо $P_{\text{ф}} \geq P_{\text{н}}$, то надалі, якщо неможливе відключення додаткового джерела, вся потужність, що ним генерується, використовується для зарядки батарей акумуляторів, щоб двигун навіть в економному режимі працював максимально ефективно. Наступним кроком виконується перевірка різниці величин $P_{\text{ф}}$ та $P_{\text{н}}$. Якщо вона більша за потрібну для зарядки батарей потужність $P_{\text{з}}$, то акумулятори заряджаються за рахунок цього профіциту $P_{\text{ф}}$, а решта розсіюється на баластному навантаженні. Якщо ж різниця менша ніж $P_{\text{з}}$, то її значення додається до $P_{\text{зр}}$ – потужності, яка використовується для накопичення в загальній ємності батарей. Якщо цієї потужності замало для повного заряду батарей, то вона забезпечить роботу акумуляторів у буферному режимі.

Якщо $P_{\text{ф}} < P_{\text{з}}$, то за наявності підключення до додаткового джерела, зарядка акумуляторів відбувається за рахунок додаткової енергії, що ним генерується. Якщо підключення додаткового джерела в даний момент часу не є можливим, то недостача потужності компенсується обсягом, який може віддати акумуляторна батарея. Якщо ємності батарей для цього недостатньо, споживачеві надсилається повідомлення про брак сумарної потужності від фотоелектричних панелей і акумуляторів, потрібної для покриття навантаження. У подальшому може знадобитися вжиття додаткових заходів для забезпечення безперебійної роботи автономної системи електрозабезпечення.

Даний алгоритм розрахований на режими роботи автономної системи електрозабезпечення за умови малої ємності батарей акумуляторів, і вони виступають в ролі буфера для забезпечення живлення під час перемикання між основним та додатковим джерелами або для підвищення надійності електропостачання. Вимкнення додаткового джерела можливе лише за максимальної сонячної активності, коли потужності від сонячних

фотоелектричних панелей достатньо для покриття поточного навантаження та, за необхідності, підзарядки акумуляторів.

Розглянемо детальніше алгоритм роботи автономної системи електрозабезпечення, що відповідає рис. 2.12, в якій відсутнє додаткове джерело живлення ДРЕ. Алгоритм передбачає використання електричної енергії лише від сонячних фотоелектричних панелей та є найпростішим випадком із розглянутих та приведений на рис. 2.14.

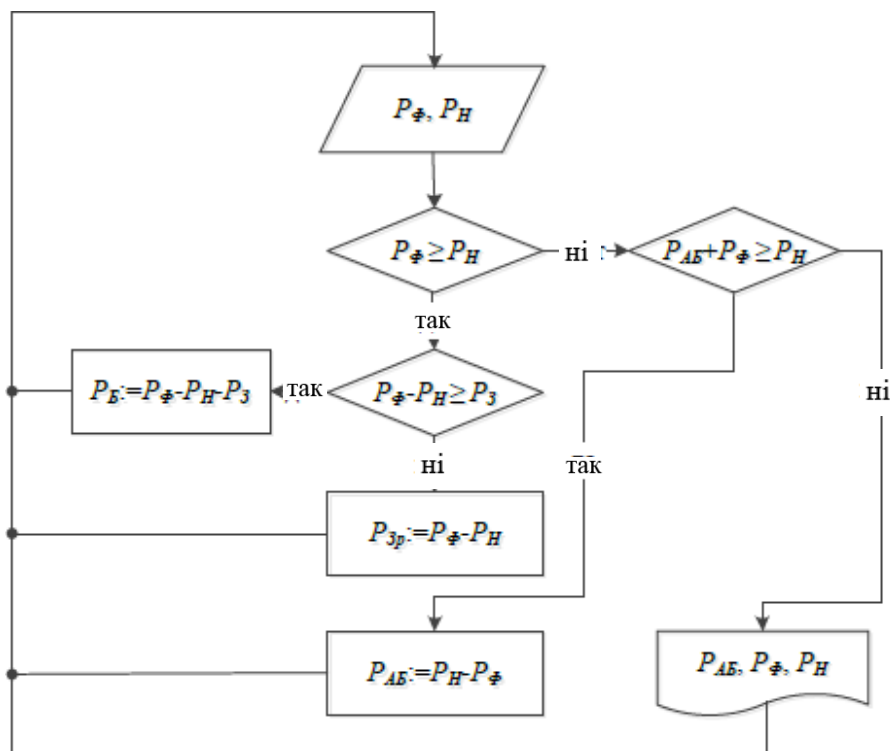


Рисунок 2.14 – Алгоритм роботи автономної системи електрозабезпечення з акумуляторною батареєю та відсутності резервного джерела живлення

У періоди, коли генерація сонячної фотоелектричної станції достатня, від них живиться навантаження та відбувається зарядка акумуляторних батарей. Рівень заряду, повний або частковий, буде залежати від ємності та рівня сонячної радіації. В інші моменти необхідна для споживача електроенергія береться від заряджених акумуляторів.

Значна кількість наукових досліджень за останні роки присвячена визначенню раціональних схемних рішень гібридних систем енергозабезпечення з використанням технологій альтернативної генерації та можливістю підключення до розподільних мереж як резервного джерела.

Одним із важливих компонентів автономної системи електрозабезпечення є акумуляторна батарея, ємність якої повинна бути підібрана із розрахунку тривалої її експлуатації.

Застосування систем акумуляування енергії дає змогу згладити коливання напруги в електромережі при використанні технологій відновлюваної енергетики, а в деяких випадках навіть повністю їх усунути.

За результатами аналізу характеристик сучасних систем акумуляування енергії акумуляторні батареї з урахуванням питомих показників ємності є найбільш доступним рішенням для тривалого застосування в складі мікромереж. Адже передбачуваність обсягів перетвореної сонячної чи вітрової енергії на електричну за допомогою відновлюваних джерел енергії є недостатньою. Тому постає необхідність максимально використовувати цю енергію відразу та/або накопичувати її в системі акумуляції для подальшого застосування.

Оптимізація параметрів системи акумуляування дозволяє знизити витрати на зберігання енергії та підвищити загальну ефективність системи, а врахування прогнозів щодо споживання і генерації енергії сприятиме подальшому розвитку «розумних» мереж.

2.6 Висновки до другого розділу

Концепція активного споживача набуває все більшої актуальності в епоху розвитку технологій. Завдяки доступності розумних лічильників, систем накопичення енергії тощо, звичайні споживачі можуть стати активними гравцями на енергоринку.

Розвиток розосередженої генерації в розподільних мережах ставить нові завдання щодо оптимізації комбінованого електрозабезпечення, узгодження графіків навантаження, оцінки впливу на релейний захист та техніко-економічні показники мереж.

Для ефективного функціонування мікромереж на основі автономних систем електрозабезпечення потрібна розробка спеціальних алгоритмів роботи з урахуванням усіх факторів та можливих нештатних ситуацій. Запропоновано універсальні алгоритми для різних конфігурацій таких систем.

Впровадження розосередженої генерації в розподільні мережі може позитивно впливати на зниження втрат електроенергії та підвищення рівнів напруги за умови раціонального їх підключення та регулювання потужності.

Для забезпечення належної якості електропостачання в умовах функціонування ринку електроенергії необхідно контролювати показники напруги з боку як постачальників, так і споживачів енергії.

Максимальне ефективне використання енергії, виробленої установками з відновлюваними джерелами енергії досягається одночасною роботою на навантаження та накопиченням надлишкової енергії у системах акумулювання.

Узагальнюючи алгоритми функціонування різних автономних систем електропостачання на основі фотоелектричних перетворювачів, можна відзначити наявність певних типових блоків та операцій. Це варто враховувати при розробці апаратно-програмних комплексів автоматичного керування такими системами, що полегшить процес їх проектування та тестування.

РОЗДІЛ 3

МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРИ ЗМІНІ ПОТУЖНОСТІ ДЖЕРЕЛ ЖИВЛЕННЯ

Для вирішення задачі оцінки рівня впливу роботи джерел розосередженої генерації на показники напруги у вузлі підключення навантаження необхідно провести відповідне моделювання режимів роботи електричної мережі. Для цього буде використана вихідна схема заміщення мережі живлення навантаження з двостороннім живленням та варіанти модифікованих схем мікромережі, які найбільш імовірно можуть виникнути в розподільній електричній мережі.

3.1 Моделювання режимів роботи мікромережі з двостороннім живленням вузла навантаження

Проведемо розрахунок та побудуємо статичні характеристики джерел енергії, а саме залежності реактивної потужності та напруги у вузлі підключення навантаження. Для цього скористаємося схемою рис. 2.4 для вихідної моделі регульованої мікромережі, що містить один вузол навантаження та отримує живлення від двох джерел через відповідні елементи передачі електричної енергії (лінії, трансформатори). На рис. 3.1 зображена відповідна розрахункова схема заміщення мікромережі з двостороннім живленням навантаження.

Як видно із розрахункової схеми рис. 3.1 електричне навантаження у вузлі РСС схеми, що моделюється опором $P_{\text{сopf}}$ отримує живлення лініями електропередачі з відповідними комплексами повного опору $\underline{Z}_{\text{л1}}$ та $\underline{Z}_{\text{л2}}$, що виконані кабелем марки АС та перерізом 240 мм² і сполучені через трансформатори з позиційними позначеннями T_1 і T_2 на схемі рис. 3.1 (тип

ТМ-160/10) та T_3 і T_4 (тип ТМ-25/10) з двома джерелами розосередженої генерації E_1 та E_2 . Причому в якості генератора E_2 виступає сонячна фотоелектрична станція малої потужності. Перерізи мережі, для яких буде виконуватися розрахунок вказані на рис. 3.1 римськими цифрами I-VIII.

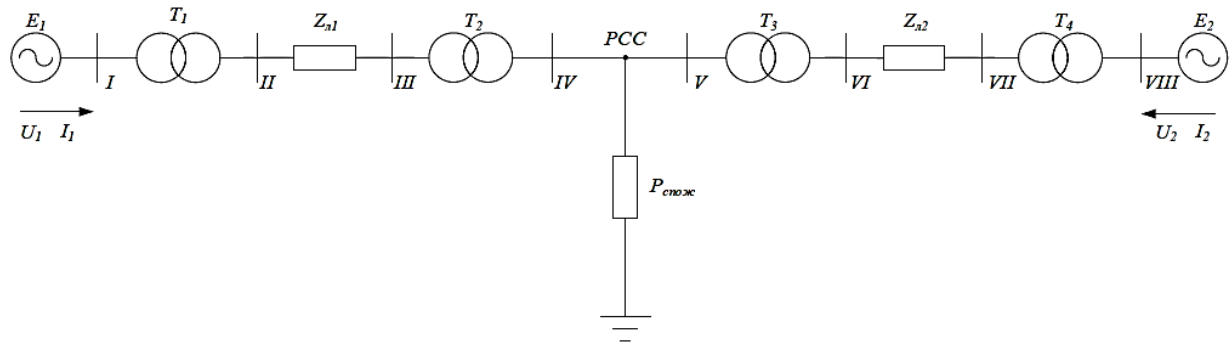


Рисунок 3.1 – Розрахункова схема заміщення мікромережі з двостороннім живленням навантаження

Розрахунок статичних характеристик джерел живлення для схеми рис. 3.1 будемо проводити при параметрах елементів мікромережі, що приведені нижче.

Джерело розосередженої генерації E_1 :

- повна потужність 33 кВА;
- встановлена потужність інвертора 40 кВА;
- активна потужність інвертора 36 кВт;
- номінальна напруга на стороні підвищувального трансформатора T_1 (перетин II) 10,5 кВ.

Джерело розосередженої генерації E_2 : (сонячна фотоелектрична станція):

- повна потужність 5,5 кВА;
- інстальована потужність інверторного пристрою 13,2 кВА;
- активна потужність інверторного пристрою 12 кВт;

- номінальна вихідна напруга інвертора сонячної електричної станції (перетин VIII) 0,4 кВ.

Довжина лінії електропередачі:

- лінії Л1 (між перерізами II та III) 19,5 км;
- лінії Л2 (між перерізами VI та VII) 1,1 км;

Потужність споживання навантаженням:

- активна 10 кВт;
- реактивна 4,58 кВт;
- повна 11 кВА.

Номінальна повна потужність трансформаторів:

- зі сторони джерела E_1 160 кВА;
- зі сторони джерела E_2 25 кВА.

Для того, щоб побудувати статичні характеристики необхідно розрахувати величини втрати напруги і потужності для всіх компонентів мікромережі, за якими можливим стане визначення параметрів режиму у перетинах мікромережі і, в тому числі, у точці загального приєднання навантаження. Виконаємо розрахунок на прикладі вітки з джерелом розосередженої генерації E_1 .

Визначимо втрати потужності для трансформатора T_1 :

$$\Delta P_{T1} = \Delta P_{K312} \cdot \left(\frac{S_1}{S_{T12}} \right)^2 + \Delta P_{HX12} = 0,289 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{T1} = \frac{u_{K312}}{100} \cdot \frac{S_1}{S_{T12}} + \frac{I_{HX1}}{100} \cdot S_{T12} = 0,41 \text{ кВар}$$

$$\Delta S_{T1} = \sqrt{\Delta P_{T1}^2 + \Delta Q_{T1}^2} = 0,293 \text{ кВА}$$

Визначимо втрати напруги для трансформатора T_1 :

$$R_{T1} = \left(\frac{U_1}{S_{T12}} \right)^2 \cdot \Delta P_{K312} = 0,009 \text{ Ом}$$

$$X_{T1} = \frac{U_1^2}{S_{T12}} \cdot \frac{u_{K312}}{100} = (4,5 \cdot 10^{-4}) \text{ Ом}$$

$$\Delta U_{T1} = \frac{P_1 \cdot R_{T1} + Q_1 \cdot X_{T1}}{U_1} = 0,0006 \text{ кВ}$$

Рівень напруги в мікромережі для перетину II з урахуванням ступені трансформації T_1 з коефіцієнтом $k_{T1} = 0,4 / 10 = 0,04$:

$$U_{II} = (U_1 - \Delta U_{T1}) \cdot \frac{1}{K_{T1}} = 9,983 \text{ кВ}$$

З урахуванням втрат потужності в трансформаторі T_1 для перетину II визначимо значення потужностей:

$$P_{II} = P_1 - \Delta P_{T1} = 29,71 \text{ кВт}$$

$$Q_{II} = Q_1 - \Delta Q_{T1} = 13,709 \text{ кВар}$$

$$S_{II} = \sqrt{P_{II}^2 + Q_{II}^2} = 32,721 \text{ кВА}$$

Втрати потужності для лінії Л1 визначаються формулами:

$$\Delta P_{л1} = \frac{S_{II}^2}{U_{II}^2} \cdot R_{л1},$$

$$\Delta Q_{л1} = \frac{S_{II}^2}{U_{II}^2} \cdot X_{л1},$$

де $R_{Л1}$ – активна складова комплексу повного опору лінії Л1, $X_{Л1}$ – реактивна складова комплексу повного опору лінії Л1, що визначаються за формулами:

$$R_{Л1} = R_{0Л} \cdot l_1 = 17,36 \quad R_{Л1} = 8,68 \text{ Ом}$$

$$\Delta P_{Л1} = \frac{S_{II}^2}{U_{II}^2} \cdot R_{Л1} = 0,093 \text{ кВт}$$

$$X_{Л1} = X_{0Л} \cdot l_1 = 2,18 \quad X_{Л1} = 1,09 \text{ Ом}$$

$$\Delta Q_{Л1} = \frac{S_{II}^2}{U_{II}^2} \cdot X_{Л1} = 0,011 \text{ кВар}$$

Втрати напруги для лінії Л1:

$$\Delta U_{Л1} = \frac{P_{II} \cdot R_{Л1} + Q_{II} \cdot X_{Л1}}{U_{II}} = 0,027 \text{ кВ}$$

З урахуванням втрат потужності у лінії Л1 для перетину ІІІ визначимо значення потужностей:

$$P_{III} = P_{II} - \Delta P_{Л1} = 29,617 \text{ кВт}$$

$$Q_{III} = Q_{II} - \Delta Q_{Л1} = 13,697 \text{ кВар}$$

$$S_{III} = \sqrt{P_{III}^2 + Q_{III}^2} = 32,631 \text{ кВА}$$

Рівень напруги в мікромережі для перетину ІІІ:

$$U_{III} = U_{II} - \Delta U_{Л1} = 9,956 \text{ кВ}$$

Визначимо втрати потужності для трансформатора T_2 :

$$\Delta P_{T_2} = \Delta P_{K312} \cdot \left(\frac{S_{III}}{S_{T12}} \right)^2 + \Delta P_{HX12} = 0,288 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{T_2} = \frac{u_{K312}}{100} \cdot \frac{S_{III}^2}{S_{T12}} + \frac{I_{HX12}}{100} \cdot S_{T12} = 0,041 \text{ кВар}$$

$$\Delta S_{T_2} = \sqrt{\Delta P_{T_2}^2 + Q_{T_2}^2} = 0,291 \text{ кВА}$$

Визначимо втрати напруги для трансформатора T_2 :

$$R_{T_2} = \left(\frac{U_{III}}{S_{T12}} \right)^2 \cdot \Delta P_{K312} = 5,421 \text{ Ом}$$

$$X_{T_2} = \frac{(U_{III})^2}{S_{T12}} \cdot \frac{u_{K312}}{100} = 0,279 \text{ Ом}$$

$$\Delta U_{T_2} = \frac{P_{III} \cdot R_{T_2} + Q_{III} \cdot X_{T_2}}{U_{III}} = 0,0016 \text{ кВ}$$

Рівень напруги в мікромережі для перетину IV з урахуванням ступені трансформації T_2 з коефіцієнтом $k_{T2} = 10 / 0,4 = 25$:

$$U_{IV} = (U_{III} - \Delta U_{T1}) \cdot \frac{1}{K_{T2}} = 0,398 \text{ кВ}$$

З урахуванням втрат потужності у трансформаторі T_2 для перетину IV визначимо значення потужностей:

$$P_{IV} = P_{III} - \Delta P_{T2} = 29,329 \text{ кВт}$$

$$Q_{IV} = Q_{III} - \Delta Q_{T2} = 13,655 \text{ квар}$$

$$S_{IV} = \sqrt{P_{IV}^2 + Q_{IV}^2} = 32,352 \text{ кВА}$$

Аналогічним чином виконані розрахунки втрат потужності та рівнів напруги для вітки з сонячною фотоелектричною установкою E_2 , а результати розрахунку зведено до табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Дані розрахунку режиму напруги та потужності мікромережі

Перетин	U, кВ	S, кВА	P, кВт	Q, квар
I	0,4	33,000	30,0000	13,7500
II	9,893	32,7210	29,7100	13,7090
III	9,956	32,6310	29,6170	13,6970
IV	0,398	32,3520	29,3290	13,6550
V	0,396	5,2320	4,7120	2,2750
VI	9,949	5,3640	4,8550	2,2820
VII	9,952	5,3660	4,8560	2,2820
PCC	0,397*	32,3520	29,3290	13,6550

* - джерело живлення E_1 , як більш потужне порівняно із джерелом E_2 , задає величину напруги та частоти в мережі.

З метою побудови моделі вузла визначення напруги потрібно означити миттєві значення фазних напруг на стороні мікромережі, які у загальному вигляді записуються рівнянням:

$$u_i = U_m \cdot \sin(\omega_{ном} \cdot t + \varphi_i)$$

де U_m – амплітуда напруги у вузлі навантаження PCC, кВ;

$\omega_{ном}$ – кутова частота, рад/с;

t – поточний час, с;

φ_i – різниця фаз напруги та струму.

Визначимо амплітуду напруги у вузлі підключення потужності:

$$U_m = U_{PCC} \cdot \sqrt[2]{2} = 0,562 \text{ кВ}$$

$$U_{PCC} = U_{IV} = 0,397 \text{ кВ}$$

Для симетричної системи напруг амплітудні напруги фаз рівні, а фази напруг відрізняються на 120° .

Визначимо миттєві значення фазних напруг для моменту часу $t = 0,1$ с:

$$u_a = U_m \cdot \sin(\omega_{НОМ} \cdot t + \psi_a) = 0,2 \text{ кВ}$$

$$u_b = U_m \cdot \sin(\omega_{НОМ} \cdot t + \psi_b) = 0,486 \text{ кВ}$$

$$u_c = U_m \cdot \sin(\omega_{НОМ} \cdot t + \psi_c) = -0,486 \text{ кВ}$$

$$u_{ab} = u_a - u_b = -0,486 \text{ кВ}$$

$$u_{bc} = u_b - u_c = 0,973 \text{ кВ}$$

$$u_{ca} = u_c - u_a = -0,486 \text{ кВ}$$

Здійснюємо перетворення значень миттєвої напруги на $\alpha\beta$ сигнали, використовуючи для цього перетворення Кларка:

$$u_\alpha = u_a = (1,309 \cdot 10^{-12}) \text{ В}$$

$$u_\beta = \frac{2 \cdot u_b + u_c}{\sqrt[2]{3}} = 0,562 \text{ кВ}$$

Напруга визначається за виразами:

$$\Delta\omega = 2 \cdot \pi \cdot 0.5 = 3,142$$

$$\theta = \int_0^{0.1} (\omega_{\text{НОМ}} + \Delta\omega) dt = 31,73$$

$$\theta = 31,73^\circ$$

Перетворимо визначені у $\alpha\beta$ формі напруги до $d-q$ системи координат за рівняннями Парка-Горєва:

$$u_d = u_\alpha \cdot \cos(\theta) + u_\beta \cdot \sin(\theta) = 0,295 \text{ кВ}$$

$$u_q = -u_\alpha \cdot \sin(\theta) + u_\beta \cdot \cos(\theta) = 0,478 \text{ кВ}$$

де θ – кут системи координат, рівний $31,73^\circ$.

За визначеними $d-q$ складовими визначаються модуль і фаза напруги в полярній системі координат:

$$U_m = \sqrt{u_d^2 + u_q^2} = 0,562 \text{ кВ}$$

Отримана величина відповідає амплітудному значенню напруги у вузлі РСС, а діюче значення напруги рівне:

$$U = \frac{U_m}{\sqrt{2}} = 0,397 \text{ кВ}$$

Активна і реактивна потужність джерел генерації визначається за величинами вихідної напруги інверторів U_1 та U_2 , напруги у вузлі споживання РСС (перетин IV) при значеннях кутів $\delta_1 = 7,410^\circ$, та $\delta_2 = 0,540^\circ$:

$$P1 = \frac{U_1 \cdot U_{IV}}{X_{Л1}} \cdot \sin(\delta_1) = 29,213 \text{ кВт}$$

$$Q1 = \frac{U_1}{X_{Л1}} \cdot (U_1 - U_{IV} \cdot \cos(\delta_1)) = 11,288 \text{ кВар}$$

$$P2 = \frac{U_2 \cdot U_V}{X_{Л2}} \cdot \sin(\delta_2) = 9,631 \text{ кВт}$$

$$Q2 = \frac{U_2}{X_{Л2}} \cdot (U_2 - U_V \cdot \cos(\delta_2)) = 2,889 \text{ кВар}$$

Максимальна реактивна потужність споживача визначається виразом:

$$Q_{\max 1} = \sqrt{W_{inv1}^2 + P_1^2} = 26,458 \text{ кВар}$$

Величина коефіцієнта статизму для залежності $U(Q)$ напруги у вузлі живлення від реактивної потужності джерела живлення E_1, E_2 та результуючої їх дії:

$$m_{Q1} = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{Q_{\max 1}} = 1,13 \cdot 10^{-3}$$

де було прийнято значення максимальної і мінімальної напруги відповідно $U_{\max} = 0,4 \text{ кВ}$ та $U_{\min} = 0,37 \text{ кВ}$.

З метою побудови статичних характеристик $U(Q)$ виконується завдання в широкому діапазоні реактивної потужності споживачів $Q_{\text{спож}}$, на підставі яких потім розраховується опорна напруга на стороні мікромережі. В табл. 3.2 приведені результати розрахунку статичних характеристик.

Таблиця 3.2 – Результати завдання реактивної потужності споживачів та визначення величини опорної напруги

	$Q_{\text{спож}1}$, кВар	$Q_{\text{спож}2}$, кВар	$Q_{\text{спож}}$, кВар	$U_{\text{он}1}$, кВ	$U_{\text{он}2}$, кВ	$U_{\text{он}}$, кВ
1	13,7775	4,5892	18,3667	0,3978	0,4008	0,3988
2	16,9599	5,6002	22,5601	0,3948	0,3968	0,3948
3	20,1432	6,6102	26,7534	0,3908	0,3938	0,3918
4	23,3256	7,6212	30,9468	0,3868	0,3898	0,3878
5	26,5109	8,6332	35,1441	0,3838	0,3868	0,3848

Згідно даних табл. 3.2 на рис. 3.2 побудована статична характеристика $U(Q)$ залежності *реактивної потужності та напруги*.

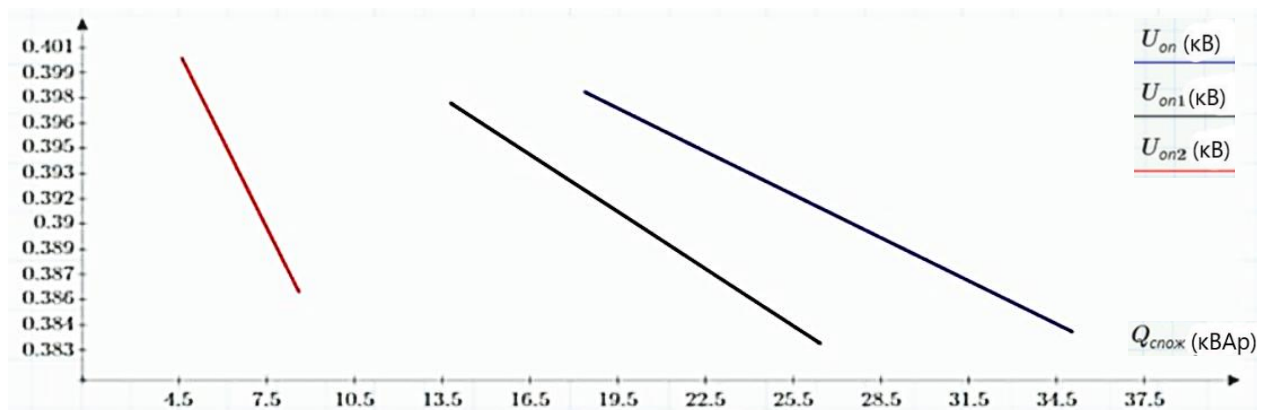


Рисунок 3.2 – Статична характеристика $U(Q)$ для вихідної схеми мікромережі

Як видно з рис. 3.2 ступінь впливу джерела E_2 на рівень напруги у вузлі живлення навантаження вищий більший, ніж для джерела E_1 .

3.2 Моделювання режимів роботи модифікованої мікромережі з двостороннім живленням навантаження

Виконаємо модифікацію розрахункової схеми рис. 3.1 та повторимо розрахунки статичних характеристик для джерел енергії. Для цього у схемі рис. 3.1 вилючимо трансформатор T_1 , збільшимо потужність сонячної фотоелектричної станції E_2 , а також змінимо співвідношення довжин ліній електропередачі. На рис. 3.3 приведена розрахункова схема модифікованої мережі.

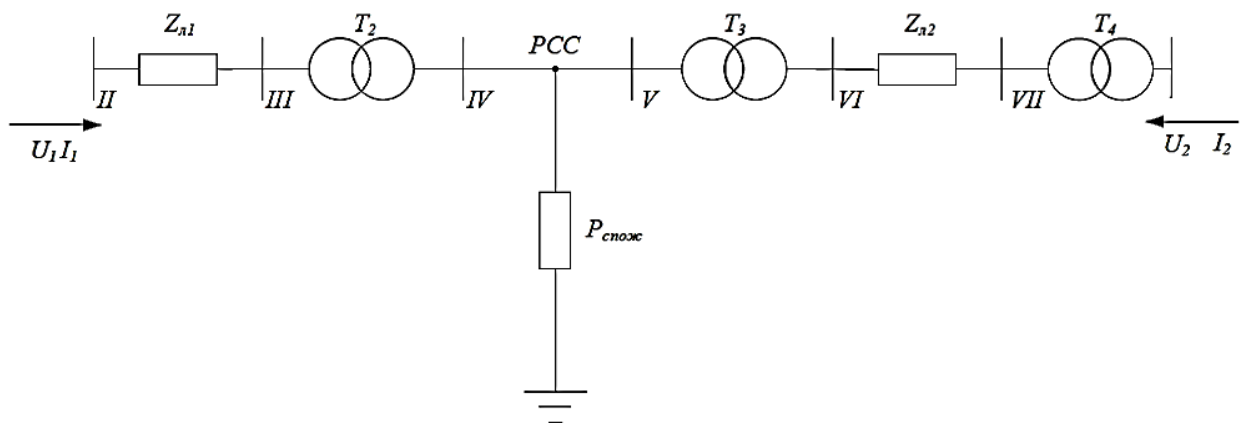


Рисунок 3.3 – Розрахункова схема заміщення модифікованої мікромережі з двостороннім живленням навантаження

На схемі рис. 3.3 електричне навантаження у вузлі РСС схеми, що моделюється опором $P_{\text{спож}}$ отримує живлення лініями електропередачі з відповідними комплексами повного опору $\underline{Z}_{\text{л1}}$ та $\underline{Z}_{\text{л2}}$, що виконані кабелем марки АС та перерізом 240 мм² і сполучені через трансформатор типу ТМ-160/10 (позиційне позначення T_2 на схемі рис. 3.3) та трансформатори ТМ-25/10 (позиційні позначення T_3 і T_4 на схемі рис. 3.3) з двома джерелами розосередженої генерації E_1 та E_2 . Причому в якості генератора E_2 виступає

сонячна фотоелектрична станція малої потужності. Перерізи мережі, для яких буде виконуватися розрахунок вказані на рис. 3.3 римськими цифрами I-VIII.

Розрахунок статичних характеристик проводився при параметрах елементів мікромережі, що приведені нижче.

Джерело розосередженої генерації E_1 :

- повна потужність 33 кВА;
- номінальна напруга зі сторони генератора (перетин II) 10,5 кВ.

Джерело розосередженої генерації E_2 : (сонячна фотоелектрична станція):

- повна потужність 11 кВА;
- активна потужність інверторного пристрою 12 кВт;
- номінальна вихідна напруга інвертора сонячної електричної станції (перетин VIII) 0,4 кВ.

Довжина лінії електропередачі:

- лінії Л1 (між перерізами II та III) 1,95 км;
- лінії Л2 (між перерізами VI та VII) 11 км;

Потужність споживання навантаженням:

- активна 10 кВт;
- реактивна 4,58 кВт;
- повна 11 кВА.

Номінальна повна потужність трансформаторів:

- зі сторони джерела E_1 160 кВА;
- зі сторони джерела E_2 25 кВА.

Для того, щоб побудувати статичні характеристики необхідно розрахувати величини втрати напруги і потужності для всіх компонентів мікромережі, за якими можливим стане визначення параметрів режиму у перетинах мікромережі і, в тому числі, у точці загального приєднання навантаження. Виконаємо розрахунок на прикладі вітки з джерелом розосередженої генерації E_1 .

Значення потужності для перетину II:

$$P_{II} = P_I = 30 \text{ кВт}$$

$$Q_{II} = Q_I = 13,75 \text{ кВар}$$

$$S_{II} = \sqrt{P_{II}^2 + Q_{II}^2} = 33,001 \text{ кВА}$$

Втрати потужності для лінії Л1 визначаються формулами:

$$\Delta P_{Л1} = \frac{S_{II}^2}{U_{II}^2} \cdot R_{Л1},$$

$$\Delta Q_{Л1} = \frac{S_{II}^2}{U_{II}^2} \cdot X_{Л1},$$

де $R_{Л1}$ – активна складова комплексу повного опору лінії Л1, $X_{Л1}$ – реактивна складова комплексу повного опору лінії Л1, що визначаються за формулами:

$$R_{Л1} = R_{0Л} \cdot l_1 = 8,68 \quad R_{Л1} = 8,68 \text{ Ом}$$

$$\Delta P_{Л1} = \frac{S_{II}^2}{U_{II}^2} \cdot R_{Л1} = 0,085 \text{ кВт}$$

$$X_{Л1} = X_{0Л} \cdot l_1 = 1,09 \quad X_{Л1} = 1,09 \text{ Ом}$$

$$\Delta Q_{Л1} = \frac{S_{II}^2}{U_{II}^2} \cdot X_{Л1} = 0,011 \text{ кВар}$$

Втрати напруги для лінії Л1:

$$\Delta U_{Л1} = \frac{P_{II} \cdot R_{Л1} + Q_{II} \cdot X_{Л1}}{U_{II}} = 0,026 \text{ кВ}$$

З урахуванням втрат потужності у лінії Л1 для перетину ІІІ визначимо значення потужностей:

$$P_{\text{III}} = P_{\text{II}} - \Delta P_{\text{Л1}} = 29,914 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{III}} = Q_{\text{II}} - \Delta Q_{\text{Л1}} = 13,739 \text{ кВар}$$

$$S_{\text{III}} = \sqrt{P_{\text{III}}^2 + Q_{\text{III}}^2} = 32,919 \text{ кВА}$$

Рівень напруги в мікромережі для перетину ІІІ:

$$U_{\text{III}} = U_{\text{II}} - \Delta U_{\text{Л1}} = 10.474 \text{ кВ}$$

Визначимо втрати потужності для трансформатора T_2 :

$$\Delta P_{T2} = \Delta P_{\text{КЗ2}} \cdot \left(\frac{S_{\text{III}}}{S_{T2}} \right)^2 + \Delta P_{\text{HX2}} = 0,278 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{T2} = \frac{u_{\text{КЗ2}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{III}}^2}{S_{T2}} + \frac{I_{\text{HX12}}}{100} \cdot S_{T2} = 0,024 \text{ кВар}$$

$$\Delta S_{T2} = \sqrt{\Delta P_{T2}^2 + Q_{T2}^2} = 0,279 \text{ кВА}$$

Визначимо втрати напруги для трансформатора T_2 :

$$R_{T2} = \left(\frac{U_{III}}{S_{T2}} \right)^2 \cdot \Delta P_{K32} = 16,584 \text{ Ом}$$

$$X_{T2} = \frac{(U_{III})^2}{S_{T2}} \cdot \frac{u_{K32}}{100} = 0,958 \text{ Ом}$$

$$\Delta U_{T2} = \frac{P_{III} \cdot R_{T2} + Q_{III} \cdot X_{T2}}{U_{III}} = 0,048 \text{ кВ}$$

Рівень напруги в мікромережі для перетину IV з урахуванням ступені трансформації T_2 з коефіцієнтом $k_{T2} = 10,5 / 0,4 = 26,25$:

$$U_{IV} = (U_{III} - \Delta U_{T2}) \cdot \frac{1}{K_{T2}} = 0,397 \text{ кВ}$$

З урахуванням втрат потужності у трансформаторі T_2 для перетину IV визначимо значення потужностей:

$$P_{IV} = P_{III} - \Delta P_{T2} = 29,635 \text{ кВт}$$

$$Q_{IV} = Q_{III} - \Delta Q_{T2} = 13,715 \text{ кВар}$$

$$S_{IV} = \sqrt{P_{IV}^2 + Q_{IV}^2} = 32,655 \text{ кВА}$$

Аналогічним чином виконані розрахунки втрат потужності та рівнів напруги для вітки з сонячною фотоелектричною установкою E_2 , а результати розрахунку зведено до табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Дані розрахунку режиму напруги та потужності модифікованої мікромережі

Перетин	U, кВ	S, кВА	P, кВт	Q, квар
II	10,5	33,000	30,000	13,750
III	10,474	32,919	29,914	13,739
IV	0,397	32,655	28,635	13,715
V	0,392	10,572	9,537	4,561
VI	9,949	10,780	9,764	4,570
VII	9,903	10,785	9,769	4,571
PCC	0,397*	32,655	29,635	13,715

* - джерело живлення E_1 , як більш потужне порівняно із джерелом E_2 , задає величину напруги та частоти в мережі.

З метою побудови моделі вузла визначення напруги потрібно означити миттєві значення фазних напруг на стороні мікромережі, які у загальному вигляді записуються рівнянням:

$$u_i = U_m \cdot \sin(\omega_{ном} \cdot t + \varphi_i)$$

де U_m – амплітуда напруги у вузлі навантаження PCC , кВ;

$\omega_{ном}$ – кутова частота, рад/с;

t – поточний час, с;

φ_i – різниця фаз напруги та струму.

Визначимо амплітуду напруги у вузлі підключення потужності:

$$U_{PCC} = U_{IV} = 397,149 \text{ кВ}$$

$$U_m = U_{PCC} \cdot \sqrt{2} = 0,561 \text{ кВ}$$

$$I_1 = \frac{S_1}{\sqrt{3} \cdot U_{II}} = 1,815 \text{ А}$$

$$I_2 = \frac{S_2}{\sqrt{3} \cdot U_2} = 15,877 \text{ А}$$

Для симетричної системи напруг амплітудні напруги фаз рівні, а фази напруг відрізняються на 120° .

Визначимо миттєві значення фазних напруг для моменту часу $t = 0,1 \text{ с}$:

$$u_a = U_m \cdot \sin(\omega_{НОМ} \cdot t + \psi_a) = 0,02 \text{ кВ}$$

$$u_b = U_m \cdot \sin(\omega_{НОМ} \cdot t + \psi_b) = 0,486 \text{ кВ}$$

$$u_c = U_m \cdot \sin(\omega_{НОМ} \cdot t + \psi_c) = -0,486 \text{ кВ}$$

$$u_{ab} = u_a - u_b = -0,486 \text{ кВ}$$

$$u_{bc} = u_b - u_c = 0,972 \text{ кВ}$$

$$u_{ca} = u_c - u_a = -0,486 \text{ кВ}$$

Здійснюємо перетворення значень миттєвої напруги на $\alpha\beta$ сигнали, використовуючи для цього перетворення Кларка:

$$u_{\alpha} = u_a = 0,02 \text{ кВ}$$

$$u_{\beta} = \frac{2 \cdot u_b + u_a}{\sqrt{3}} = 0,561 \text{ кВ}$$

Напруга визначається за виразами:

$$\Delta\omega = 2 \cdot \pi \cdot 0.5 = 3,142$$

$$\theta = \int_0^{0.1} (\omega_{\text{НОМ}} + \Delta\omega) dt = 31,73$$

$$\theta = 31,73^\circ$$

Перетворимо визначені у $\alpha\beta$ формі напруги до $d-q$ системи координат за рівняннями Парка-Горєва:

$$u_d = u_{\alpha} \cdot \cos(\theta) + u_{\beta} \cdot \sin(\theta) = 0,295 \text{ кВ}$$

$$u_q = -u_{\alpha} \cdot \sin(\theta) + u_{\beta} \cdot \cos(\theta) = 0,477 \text{ кВ}$$

де θ – кут системи координат, рівний $31,73^\circ$.

За визначеними $d-q$ складовими визначаються модуль і фаза напруги в полярній системі координат:

$$U_m = \sqrt{u_d^2 + u_q^2} = 0,561 \text{ кВ}$$

Отримана величина відповідає амплітудному значенню напруги у вузлі РСС, а діюче значення напруги:

$$U = \frac{U_m}{\sqrt{2}} = 0,397 \text{ кВ}$$

Активна і реактивна потужність джерел генерації визначається за величинами вихідної напруги інверторів U_1 та U_2 , напруги у вузлі споживання РСС (перетин IV) при значеннях кутів $\delta_1=7,410^\circ$, та $\delta_2=0,540^\circ$:

$$jX_1 = X_{Л1} \cdot I_1 = 1,978 \text{ кВ}$$

$$\sin(\delta_1) = 0,200225 \quad \cos(\delta_1) = 0,92873$$

$$P1 = \frac{U_2 \cdot U_{IV}}{X_{Л1}} \cdot \sin(\delta_1) = 29,181 \text{ кВт}$$

$$Q1 = \frac{U_2}{X_{Л1}} \cdot (U_2 - U_{IV} \cdot \cos(\delta_1)) = 11,433 \text{ кВар}$$

$$jX_2 = X_{Л2} \cdot I_2 = 8,653 \text{ кВ} \quad X_{Л2} = 0,545 \text{ Ом}$$

$$\sin(\delta_2) = 0,03313 \quad \cos(\delta_2) = 0,9999$$

$$P2 = \frac{U_2 \cdot U_V}{X_{Л2}} \cdot \sin(\delta_2) = 9,537 \text{ кВт}$$

$$Q2 = \frac{U_2}{X_{Л2}} \cdot (U_2 - U_V \cdot \cos(\delta_2)) = 5,752 \text{ кВар}$$

Максимальна реактивна потужність споживача визначається виразом:

$$Q_{\max 1} = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = 13,748 \text{ кВар}$$

$$U_{\max} = 10,5 \text{ кВ} \quad U_{\min} = 9,975 \text{ кВ}$$

Величина коефіцієнта статизму для залежності $U(Q)$ напруги у вузлі живлення від реактивної потужності джерел живлення:

$$m_{Q1} = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{Q_{\max 1}} = 3,819 \cdot 10^{-3}$$

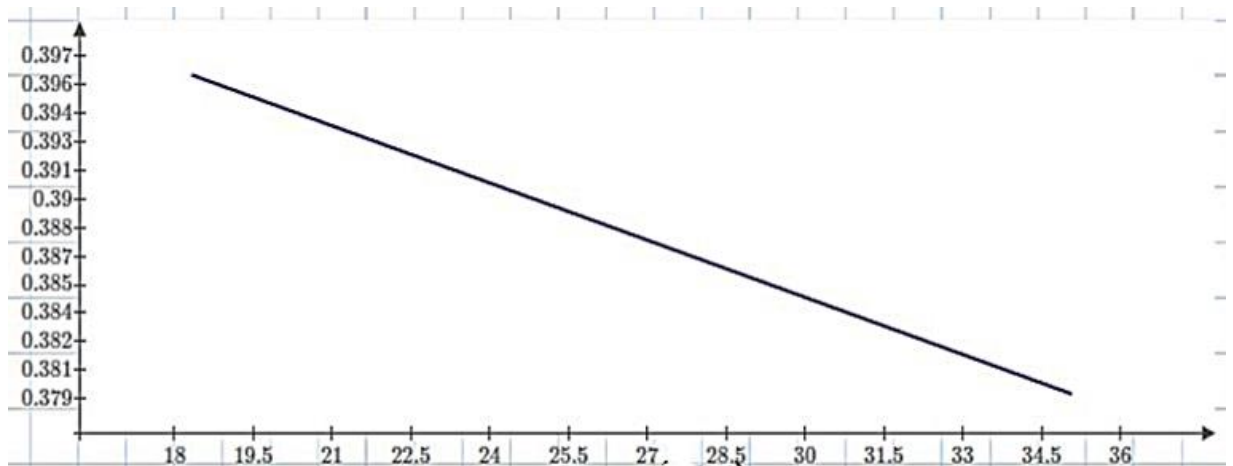
де було прийнято значення максимальної і мінімальної напруги відповідно $U_{\max} = 0,4 \text{ кВ}$ та $U_{\min} = 0,37 \text{ кВ}$.

З метою побудови статичних характеристик $U(Q)$ виконується завдання в широкому діапазоні реактивної потужності споживачів $Q_{\text{спож}}$, на підставі яких потім розраховується опорна напруга на стороні мікромережі. В табл. 3.4 приведені результати розрахунку статичних характеристик.

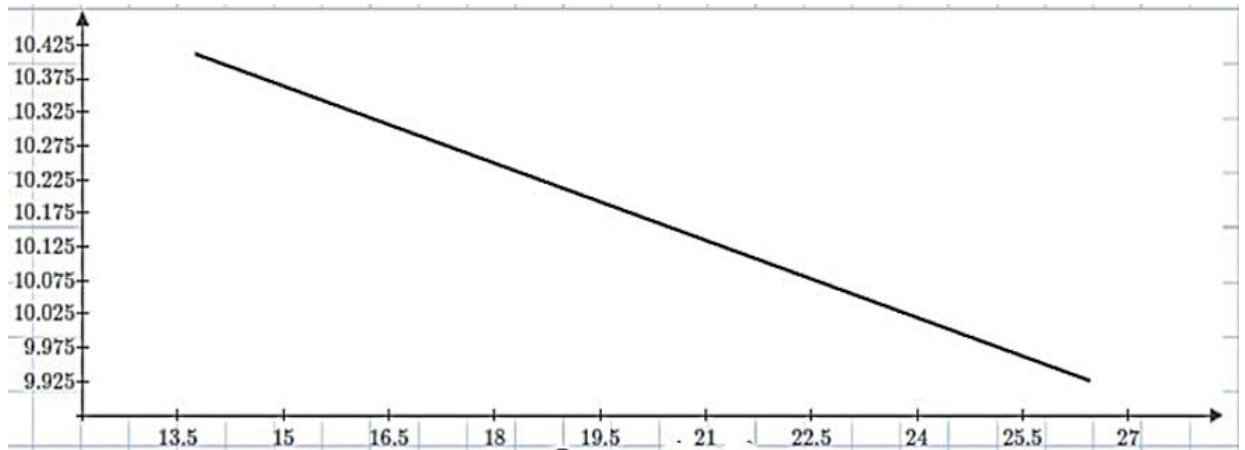
Таблиця 3.4 – Результати завдання реактивної потужності споживачів та визначення величини опорної напруги

	$Q_{\text{спож}1}$, кВар	$Q_{\text{спож}2}$, кВар	$Q_{\text{спож}}$, кВар	U_{on1} , кВ	U_{on2} , кВ	U_{on} , кВ
1	13,7775	4,5892	18,3667	10,433	0,405	0,397
2	16,9599	5,6002	22,5601	10,311	0,402	0,393
3	20,1432	6,6102	26,7534	10,189	0,398	0,389
4	23,3256	7,6212	30,9468	10,068	0,395	0,384
5	26,5109	8,6332	35,1441	9,946	0,391	0,380

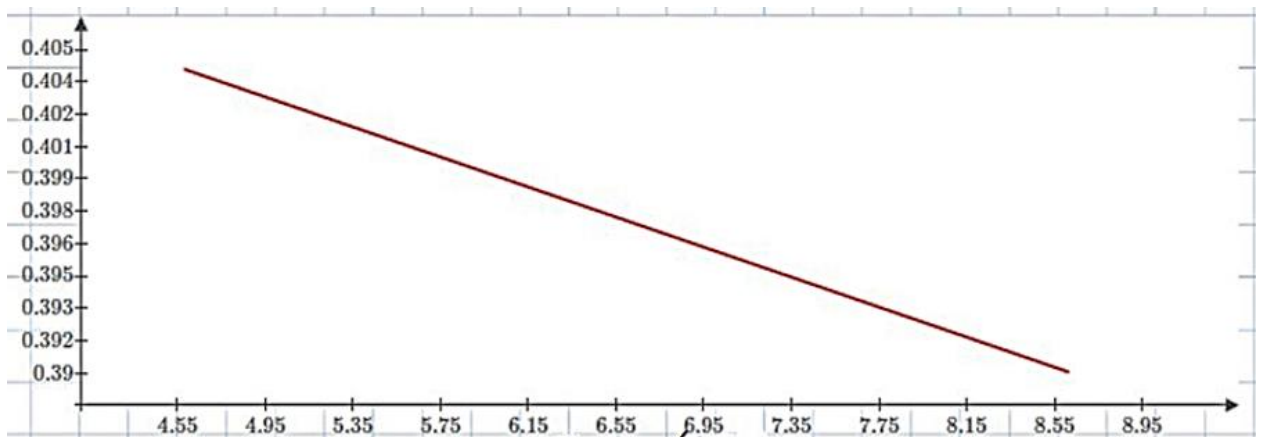
Згідно даних табл. 3.4 на рис. 3.4 – рис. 3.6 побудовані статичні характеристики $U(Q)$ залежності *реактивної потужності від напруги*.



а)



б)



в)

а – загальна для джерел E_1 та E_2 , б – для джерела E_1 , в – для джерела E_2

Рисунок 3.4 – Статичні характеристики $U(Q)$ для джерел електрогенерації в модифікованій мережі E_2 модифікованої мережі

Як видно з рис. 3.4 ступінь впливу джерела E_2 на рівень напруги у вузлі живлення навантаження більший, ніж для джерела E_1 , проте він зменшився порівняно із вихідною схемою внаслідок більшої віддаленості джерела із-за подовження лінії електропередачі, що сполучає вузол навантаження із джерелом живлення E_2 .

3.3 Висновки до третього розділу

Аналіз результатів моделювання сталих режимів роботи простої системи електропостачання замкнутого типу, виконаної за схемою мікромережі, підтверджує ймовірність небажаного впливу невеликих генераторів розосередженого типу на значення показників якості електропостачання, зокрема на рівень відхилення напруги у вузлі споживання електроенергії. Під час роботи мережі спостерігається перевищення гранично допустимих значень відхилень напруги в мікромережі, встановлених відповідними нормативними документами та стандартами.

Для усунення наслідків такого негативного впливу потрібне впровадження низки заходів, спрямованих на модернізацію електромережі для покращення їх технічних характеристик. Насамперед йдеться про модернізацію трансформаторних підстанцій, застосування регуляторів напруги індукційного типу чи регульованих малих гідроелектростанцій.

Економічно обґрунтованим шляхом вирішення окресленої проблеми може бути використання нових функціональних можливостей невеликих генераторів на основі сучасних напівпровідникових перетворювачів для систем фотоелектричного живлення малої потужності. Завдяки цьому вдається підвищити показники надійності електропостачання, що є обов'язковою складовою якості електроенергії, визначеної законодавством в умовах функціонування ринку електроенергії в Україні.

РОЗДІЛ 4

ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Розробка заходів з охорони праці та пожежної безпеки

Для електричних мереж з установками розподіленої генерації та мікромереж, які можуть працювати в автономному режимі, важливими є питання дотримання заходів з безпечної експлуатації установок та охорони праці під час виконання робіт з експлуатації та технічного обслуговування обладнання. Нижче наведені перелічені основні заходи з охорони праці.

Мають бути виконані розробка та затвердження інструкцій з охорони праці для всіх видів робіт під час проектування, будівництва, введення в експлуатацію та обслуговування таких мереж. Інструкції мають містити вимоги щодо безпечних методів та прийомів виконання робіт, застосування засобів захисту, дій персоналу в аварійних ситуаціях тощо.

На регулярній основі мають проводитися навчання та інструктажі з питань охорони праці, електробезпеки та пожежної безпеки для всіх працівників, які задіяні в роботах на таких мережах. Перевірка знань персоналу має відбуватися не рідше як один раз на календарний рік.

З метою запобігання виникненню аварійних ситуацій та аварій проводиться розробка комплексних заходів, визначення можливих аварійних сценаріїв, порядку дій персоналу в разі їх виникнення.

Працівники, які обслуговують установки, або забезпечують їх роботу повинні мати засоби індивідуального та колективного захисту від ураження електричним струмом та від можливих наслідків аварійних ситуацій.

На регулярній основі повинні проводитися роботи з технічного обслуговування та перевірка справності устаткування, апаратури керування та захисних пристроїв мережі.

Під час вибору місця встановлення розподілених джерел живлення перевагу віддають безпечним місцям, з урахуванням пожежної безпеки та можливості швидкої евакуації людей у разі виникнення загрози.

Приміщення, де встановлене електричне обладнання в обов'язковому порядку повинне бути обладнане пристроями пожежогасіння та сигналізації. Крім того мають бути розроблені та бути у вільному доступі плани евакуації персоналу.

З метою запобігання аварій та контролю безпечної роботи електричної мережі повинні бути використані сучасні засоби автоматичного керування, сигналізації, в тому числі і про пожежну обстановку, та захисту від ураження електричним струмом. Окрім того повинне бути обладнане заземлення устаткування, захисне відключення, струмоведучі частини електроустановок мають бути виконані в подвійній ізоляції, а за станом ізоляції електрообладнання повинен здійснюватися регулярний контроль.

З метою виявлення несправностей та аварійних ситуацій на ранніх стадіях рекомендується використання систем моніторингу та автоматична сигналізація про неполадки диспетчеру, що дозволить уникати розвитку аварій.

У разі проведення робіт в електроустановках мають вивішуватися попереджувальні знаки безпеки, плакати та інструкції в приміщеннях з електроустаткуванням, а сторонні особи мають бути попереджені про можливу небезпеку в будь-який інший доступний спосіб.

До обладнання має бути забезпечений безперешкодний доступ під час експлуатації. Передбачуються технологічні проходи та проїзди до об'єктів, відсутність зайвих предметів у проходах.

Для установок, які розміщені на висоті, як то вітроелектричні генератори, сонячні фотоелектричні станції на конструктивних елементах покрівлі будівель, опорні конструкції, повітряні лінії під час роботи на висоті мають бути дотримані вимоги стосовно техніки безпеки та охорони праці при виконанні робіт на висоті.

Для робочих місць має бути організоване освітлення на належному рівні, причому незалежно від часу доби.

У разі виконання робіт в закритих електротехнічних приміщеннях має бути передбачена природна та штучна вентиляцію для запобігання перегріву обладнання та уникнення ураження електричним струмом через підвищену вологість.

Також необхідно здійснювати ретельний аналіз ризиків та оцінку вразливості мереж з розподіленою генерацією, визначати потенційно небезпечні фактори та критичні елементи, нештатна робота яких може призвести до аварій.

Робота критично важливого обладнання та елементів мережі має бути зарезервована, щоб забезпечити безперебійну роботу в разі виходу з ладу окремих компонентів системи.

Повинні впроваджуватися системи протиаварійного захисту та автоматичного відновлення живлення після аварійних відключень, а також автоматичне відновлення роботи електромережі без втручання людини.

З метою запобігання пошкоджень обладнання розподіленої генерації внаслідок грозових розрядів та виникаючих внаслідок цього перенапруг передбачають улаштування систем блискавкозахисту.

З метою виявлення порушень та усунення недоліків в організації системи охорони праці та безпечної експлуатації електроустановок потрібно регулярно проводити аудит та перегляд політики і процедур з охорони праці та електробезпеки з урахуванням вимог чинного законодавства та найкращого світового досвіду експлуатації таких мереж.

Дотримання цих та інших вимог охорони праці, регулярний технічний нагляд та обслуговування дозволить забезпечити належний рівень безпеки під час експлуатації електричних мереж з розподіленою генерацією.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

На даний момент сонячна енергетика активно розвивається і ключовим стимулом для зростання галузі є зелений тариф – спеціальні, підвищені тарифи для закупівлі електроенергії, виробленої з відновлюваних джерел.

Сонячні електростанції дозволяють підвищити надійність та якість електропостачання за рахунок децентралізації та зменшення залежності від викопного палива, сприяють поліпшенню показників якості електроенергії в мережі, зокрема рівня напруги у вузлах розподільної мережі.

Для забезпечення електромагнітної сумісності та якості електроенергії при підключенні об'єктів розосередженої генерації необхідно дотримуватися встановлених норм та стандартів. Для малих об'єктів доцільно спростити процедуру підключення.

Розвиток інфраструктури, зокрема ліній електропередачі та інтелектуальних мереж, є необхідним для надійної інтеграції великих обсягів поновлюваних джерел енергії.

Установки розосередженої генерації на базі поновлюваних джерел енергії здатні надавати певні допоміжні послуги, такі як регулювання реактивної потужності та напруги, компенсація гармонік тощо, за рахунок чого підвищуються показники якості електропостачання споживачів.

Концепція активного споживача набуває все більшої актуальності в епоху розвитку технологій. Завдяки доступності розумних лічильників, систем накопичення енергії тощо, звичайні споживачі можуть стати активними гравцями на енергоринку.

Розвиток розосередженої генерації в розподільних мережах ставить нові завдання щодо оптимізації комбінованого електрозабезпечення, узгодження графіків навантаження, оцінки впливу на релейний захист та техніко-економічні показники мереж.

Для ефективного функціонування мікромереж на основі автономних систем електрозабезпечення потрібна розробка спеціальних алгоритмів роботи з урахуванням усіх факторів та можливих нештатних ситуацій. Запропоновано універсальні алгоритми для різних конфігурацій таких систем.

Впровадження розосередженої генерації в розподільні мережі може позитивно впливати на зниження втрат електроенергії та підвищення рівнів напруги за умови раціонального їх підключення та регулювання потужності.

Для забезпечення належної якості електропостачання в умовах функціонування ринку електроенергії необхідно контролювати показники напруги з боку як постачальників, так і споживачів енергії.

Максимальне ефективне використання енергії, виробленої установками з відновлюваними джерелами енергії досягається одночасною роботою на навантаження та накопиченням надлишкової енергії у системах акумулювання.

Аналіз результатів моделювання сталих режимів роботи простої системи електропостачання замкненого типу, виконаної за схемою мікромережі, підтверджує ймовірність небажаного впливу невеликих генераторів розосередженого типу на значення показників якості електропостачання, зокрема на рівень відхилення напруги у вузлі споживання електроенергії. Під час роботи мережі спостерігається перевищення гранично допустимих значень відхилень напруги в мікромережі, встановлених відповідними нормативними документами та стандартами.

Для усунення наслідків такого негативного впливу потрібне впровадження низки заходів, спрямованих на модернізацію електромережі для покращення їх технічних характеристик. Насамперед йдеться про модернізацію трансформаторних підстанцій, застосування регуляторів напруги індукційного типу чи регульованих малих гідроелектростанцій.

Економічно обґрунтованим шляхом вирішення окресленої проблеми може бути використання нових функціональних можливостей невеликих генераторів на основі сучасних напівпровідникових перетворювачів для

систем фотоелектричного живлення малої потужності. Завдяки цьому вдається підвищити показники надійності електропостачання, що є обов'язковою складовою якості електроенергії, визначеної законодавством в умовах функціонування ринку електроенергії в Україні.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Сонячна енергетика в Україні [Електронний ресурс] // Авенстон. – 2019. – Режим доступу до ресурсу: <https://avenston.com/articles/solar/>.
2. Кирик В.В. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж: навчальний посібник для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців спеціальності 141 “Енергетика, електротехніка та електромеханіка” / В.В. Кирик, Т.Б. Маслова; НТУУ «КПІ». – Київ: Політехніка, 2015. – 256 с.
3. Das D. Electrical power systems. – New Delhi: New Age International Publishers, 2006. – 470 pp.
4. El-Hawary M. Introduction to electrical power systems. – John Wiley & Sons, 2008. – 394 p.
5. Grigsby L.L. Electric power generation. Transmission and distribution / L. L. Grigsby. – CRC Press, 2007. – 502 p.
6. Grigsby L.L. The electric power engineering. Handbook / L. L. Grigsby. – CRC Press, 2001. – 950 p.
7. Iliadis N. Handbook of power systems I / Iliadis N., Pardalos P., Pereira M., Rebennack S. – Springer, 2010. – 494 pp.
8. Iliadis N. Handbook of power systems II / Iliadis N., Pardalos P., Pereira M., Rebennack S. – Springer, 2010. – 492 p.
9. Kirtley J. Electric power principles. – John Wiley & Sons, 2010. – 391 p.
10. Martinez-Velasco Juan A. Power system transients. Parameter determination / Juan A. Martinez-Velasco. – CRC Press, 2010. – 633 p.
11. Yoshihide Hase Handbook of power system engineering / Yoshihide Hase. – John Wiley & Sons, 2007. – 548 p.
12. Порядок забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій за їх недотримання [Електронний ресурс] Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0375874-18#n11>

13. Проблеми впровадження вітрових та сонячних електростанцій на території південної енергосистеми та вплив їх роботи на режими об'єднаної енергосистеми [Електронний ресурс] / О.М. Лінник, Р.Є. Кануннікова // Інформаційний збірник «Пром. електроенергетика та електротехніка» - 2015.

14. Voltage-Source Control of PV Inverter in a CERTS Microgrid / Wei Du, Qirong Jiang, Micah J. Erickson, Robert H. Lasseter; IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY 2014.

15. Comparison of PV inverter controller configurations for CERTS microgrid applications / M. J. Erickson, T. M. Jahns, and R. H. Lasseter / in Proc. IEEE Energy Convers. Congr. Expo., 2011, pp. 659–666.

16. Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України: СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009. - Офіц. вид. — К. : ГРІФРЕ : М-во палива та енергетики України, 2009. — VI, 56 с.

17. The CERTS MicroGrid Concept / Robert Lasseter, Abbas Akhil, Chris Marnay, John Stephens, Jeff Dagle, Ross Guttromson, A. Sakis Meliopoulos, Robert Yinger, and Joe Eto / U.S. Department of Energy 2002.

18. Костюк В.О., Беліков В.М. Керування силовими перетворювачами малих генерувальних установок у складі мікромережі // Збірник тез доповідей V Міжнародної науково-технічної та навчально-методичної конференції «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – PEMS'19». – С. 34–35.

19. Жаркін А.Ф., Палачов С.О., Новський В.О. Нормативно-правове регулювання якості напруги в електричних мережах з джерелами розосередженої генерації. –Київ: Інститут електродинаміки НАН України. - 2018р. –161с

20. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах /П.Д. Лежнюк, О.А. Ковальчук, О.В. Нікіторович, В.В, Кулик. – Вінниця: ВНТУ, 2014. – 204с.

21. . M. G. Villalva, J. R. Gazoli, et al., “Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays,” Power Electronics, IEEE

Transactions on, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, 2009.

22. ДСТУ EN 50160:2014 [Електронний ресурс] // НАЦІОНАЛЬНИЙ СТАНДАРТ УКРАЇНИ. – 2014. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.en.lg.ua/images/stories/2019/standart-yakosti.pdf>

23. Кириленко О.В. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах / Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. // Техн. електродинаміка. – 2011. – №1. – С.46-53.

24. Bernal-Agustin, J.L., Dufo-Lopez, R. Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems / J.L. Bernal-Agustin, R. Dufo-Lopez // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2009. – Vol. 13. – P. 2111-2118.

25. Kenfack, J., Neirac, F., Tatietse, T., Mayer, D., Fogue, M., Lejeune, A. Micro hydro- PV-hybrid system: sizing a small hydro-PV-hybrid system for rural electrification in developing countries / J. Kenfack, F. Neirac, T. Tatietse, D. Mayer, M. Fogue, A. Lejeune // Renewable Energy. – 2009. – Vol. 34. – P. 2259-2263.

26. Razak, J., Sopian, K., Ali, Y., Alghoul, M., Zaharim, A., Ahmad, I., Optimization of PV-Wind-Hydro-Diesel Hybrid System by Minimizing Excess Capacity / J. Razak, K. Sopian, Y. Ali, M. Alghoul, A. Zaharim, I. Ahmad // European Journal of Scientific Research. – 2009. – Vol. 25, № 4. – P. 663-671.

27. Muselli, M., Notton, G., Louche, A. Design of hybrid-photovoltaic power generator with optimization of energy management / M. Muselli, G. Notton, A. Louche // Solar Energy. – 1999. – Vol. 65, № 3. – P. 143-157.

28. Seeling, G. A combined optimisation concept for the design and operation strategy of hybrid-PV energy system / G. Seeling // Solar Energy. – 1997. – Vol. 61, № 2. – P. 77- 87.

29. Park, J.-S., Katagi, T., Yamamoto, S., Hashimoto, T. Operation control of photovoltaic-diesel hybrid generating system considering fluctuation of solar radiation / J.-S. Park, T. Katagi, S. Yamamoto, T. Hashimoto // Solar Energy. – 2001. – Vol. 67, №. 1–4. – P. 535-542.

30. Oshiro M, et al. Optimal voltage control indistribution systems using PV generators. Int J Electr Power Energy Syst 2011;33(3):485–92. – 2011.