

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

**ПОГОДЖЕНО**  
Директор ННІ енергетики,  
автоматики і енергозбереження

**ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ**  
Завідувач кафедри  
Інженерії енергосистем

Д.Т.Н., проф. Віктор КАПЛУН  
вчене звання, науковий ступінь підпис

К.Т.Н., доцент. Євген АНТИПОВ  
вчене звання, науковий ступінь підпис

» \_\_\_\_\_ » 2025 р.  
число місяць рік

» \_\_\_\_\_ » 2025 р.  
число місяць рік

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

**на тему: «Дослідження роботи розподільної електромережі з вузлами навантаження – будинками з даховими сонячними електростанціями у ПК Power Factory»**

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
(код і назва)

Освітня програма «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
(назва)

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна  
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

**Гарант освітньої програми**

К.Т.Н., доцент Сергій УСЕНКО  
(науковий ступінь та вчене звання) (підпис) (ПІБ)

**Керівник магістерської роботи**

К.Т.Н., доцент Євген АНТИПОВ  
(науковий ступінь та вчене звання) (підпис) (ПІБ)

**Виконав**

Владислав ТОМЧУК  
(підпис) (ПІБ)

КИЇВ – 2025

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Інженерії енергосистем

К.Т.Н., Доцент Євген АНТИПОВ

науковий ступінь, вчене звання підпис ПІБ

„\_\_\_\_\_” \_\_\_\_\_ 2024

року

число місяць рік

**ЗАВДАННЯ**

ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ

Томчуку Владиславу Сергійовичу

(прізвище, ім'я, по-батькові)

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітня програма «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна

(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Дослідження роботи розподільної електромережі з вузлами навантаження – будинками з даховими сонячними електростанціями у ПК Power Factory»

затверджена наказом ректора НУБіП України від “ 18 ” 11 2024 р. №2061 С

Термін подання завершеної роботи на кафедру \_\_\_\_\_

(рік, місяць, число)

Вихідні дані до магістерської роботи:

Законодавчі акти та урядові документи в галузі енергетики

Каталогові дані продукту PowerFactory.

Результати моделювання.

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

1. Сучасний стан, регулювання та моделювання мереж з СЕС
2. Вплив сонячних електростанцій на режими роботи електричних мереж
3. Побудова та налаштування моделі у ПК PowerFactory
4. Техніко-економічне обґрунтування вибору програмного комплексу PowerFactory.

Дата видачі завдання “ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2024 р.

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи \_\_\_\_\_ Євген АНТИПОВ

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Завдання прийняв до виконання \_\_\_\_\_ Владислав Томчук

(підпис)

(прізвище та ініціали студента)

## РЕФЕРАТ

Магістерська кваліфікаційна робота на тему «Дослідження роботи розподільної електромережі з вузлами навантаження – будинками з даховими сонячними електростанціями у ПК PowerFactory» присвячена аналізу впливу розподіленої сонячної генерації на режими роботи розподільчих мереж низької напруги.

Магістерська робота викладена на 69 сторінці машинописного тексту, містить 5 рисунки, 1 таблицю, 32 найменувань використаних джерел, додатки відсутні. Структурно робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків та списку використаних джерел.

У вступі обґрунтовано актуальність теми в умовах зростання частки відновлюваної енергетики та децентралізації генерації, сформульовано мету, завдання, об'єкт і предмет дослідження, наведено коротку характеристику використаних методів і програмних засобів. Особливий акцент зроблено на доцільності застосування середовища DIgSILENT PowerFactory для моделювання мереж із розподіленою генерацією.

У першому розділі розглянуто сучасний стан розвитку розподільчих мереж 0,4–20 кВ із даховими СЕС, тенденції переходу до «розумних» мереж та мікромереж, а також нормативно-правові вимоги до приєднання малих генерацій. Проаналізовано вплив розподілених джерел енергії на режими роботи мережі, зокрема можливість появи зворотних потоків потужності, перенапруг та змін у роботі релейного захисту. Окремо узагальнено вимоги міжнародних та українських стандартів щодо параметрів якості електроенергії, роботи інверторів та взаємодії з оператором системи розподілу.

У другому розділі подано характеристику сонячних електростанцій як елементів електричних мереж. Наведено основні складові дахової СЕС (фотоелектричні модулі, інвертор, обладнання захисту, вузли приєднання), розглянуто фактори, що впливають на генерацію – інсоляція, орієнтація панелей, температурний режим, робота МРРТ-контролерів. Показано, як нелінійні

властивості інверторних джерел та їхній режим роботи з коефіцієнтом потужності, близьким до одиниці, впливають на напругу, гармонічні спотворення та розподіл активної і реактивної потужності в мережі. Зроблено висновок, що масове впровадження дахових СЕС потребує попереднього розрахунку пропускної здатності ліній і перевірки допустимої частки генерації.

У третьому розділі описано побудову та налаштування моделі розподільної мережі у PowerFactory. Розглянуто послідовність створення однолінійної схеми: задання вихідних даних джерела живлення 10 кВ, параметрів трансформатора 10/0,4 кВ, кабельної лінії довжиною 300 м із трьома вузлами навантаження, до двох із яких під'єднано дахові СЕС установленою потужністю по 20 кВт.

За результатами розрахунку показано, що при відсутності генерації трансформатор завантажений приблизно на 57 %, а струми у лінії становлять до 0,13 кА на фазу, що супроводжується помітними падіннями напруги та підвищеними втратами потужності. У режимі 90 % генерації дахові СЕС покривають більшу частину споживання, завантаження трансформатора зменшується орієнтовно до 10 %, а струми в окремих ділянках лінії знижуються у кілька разів (до 6–7 % від пропускної здатності на основній ділянці та близьких до нуля значень у найвіддаленіших вузлах). Встановлено, що це приводить до суттєвого скорочення втрат потужності на нагрів проводів (понад удвічі) та вирівнювання профілю напруги – напруга у віддалених вузлах наближається до номінальної.

Разом з тим відзначено, що за умови роботи інверторів із  $\cos \varphi \approx 1$  реактивна потужність і надалі надходить із мережі. При зростанні частки місцевої генерації активна складова струму через трансформатор зменшується сильніше, ніж реактивна, що погіршує  $\cos \varphi$  на стороні мережі та вимагає подальшого розгляду можливостей компенсації реактивної потужності безпосередньо на стороні СЕС.

Ключові слова: розподільча електрична мережа, дахова сонячна електростанція, розподілена генерація, DIgSILENT PowerFactory, режими роботи, напруга, втрати потужності.

## ЗМІСТ

ЗМІСТ.....	5
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	6
ВСТУП .....	7
РОЗДІЛ 1 СУЧАСНИЙ СТАН, РЕГУЛЮВАННЯ ТА МОДЕЛЮВАННЯ	
МЕРЕЖ З СЕС .....	10
1.1 Сучасний стан й тенденції розвитку розподільчих мереж з даховими СЕС	10
1.2 Інтеграція розподілених джерел енергії у локальні енергосистеми .....	12
1.3 Особливості функціонування дахових сонячних електростанцій (СЕС).....	15
1.4 Висновки до розділу .....	18
РОЗДІЛ 2 ВПЛИВ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ НА РЕЖИМИ РОБОТИ	
ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ .....	20
2.1 Характеристика сонячних електростанцій як елементів електричних мереж.....	20
2.2 Особливості роботи електричних мереж з сонячними електростанціями.....	25
2.3 Висновок до розділу.....	29
РОЗДІЛ 3 ПОБУДОВА ТА НАЛАШТУВАННЯ МОДЕЛІ У ПК	
POWERFACTORY .....	31
3.1 PowerFactory та основні розрахункові співвідношення. ....	31
3.2 Побудова топології мережі в середовищі PowerFactory .....	35
3.3 Аналіз моделювання роботи розподільної мережі з даховими СЕС .....	44
3.4. Висновок до розділу. ....	56
РОЗДІЛ 4 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ВИБОРУ	
ПРОГРАМНОГО КОМПЛЕКСУ POWERFACTORY.....	57
4.1 Обґрунтування вибору програмного комплексу PowerFactory .....	57
4.2 Висновок до розділу.....	62
ВИСНОВКИ.....	63
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	66

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

AC – змінний струм

DC – постійний струм

СЕС – сонячна електростанція

PV – фотоелектрична установка (Photovoltaic)

P – активна потужність, кВт

Q – реактивна потужність, квар

S – повна потужність, кВА

U – напруга, В або кВ

I – струм, А

Z – повний опір, Ом

R – активний опір, Ом

X – реактивний опір, Ом

$\cos\varphi$  – коефіцієнт потужності

LV – електричні мережі низької напруги

MV – електричні мережі середньої напруги

ОСР – оператор системи розподілу

DER – розподілені джерела енергії

PF – PowerFactory (DIgSILENT PowerFactory)

Bus / Busbar – шина електричної мережі

Feeder – фідер, лінія живлення

Slack-вузол – опорний вузол електричної мережі

Load – навантаження

ElmLod – модель навантаження в PowerFactory

ElmGenstat / Generator/PV – модель генератора або СЕС у PowerFactory

LV Cable – кабельна лінія 0,4 кВ

## ВСТУП

Одним із головних трендів останніх років є поступова зміна підходів до виробництва та споживання електроенергії. З одного боку, зростає попит на електроенергію через розвиток промисловості, транспорту, ІТ-сектора та побутового електроспоживання. З іншого – посилюються вимоги щодо зменшення викидів парникових газів і шкідливих речовин. Традиційні електростанції, що працюють на вугіллі, газі чи нафті, вже не можуть повністю задовольнити ці вимоги, оскільки залишаються джерелом значного антропогенного впливу на довкілля. У таких умовах відновлювана енергетика розглядається як один із ключових напрямів модернізації енергосистем.

Поступове зростання частки відновлюваних джерел енергії (сонячної, вітрової, гідро- та біоенергетики) призводить не лише до зміни паливного балансу, а й до трансформації самої структури енергосистем. Якщо раніше переважала велика централізована генерація, то зараз усе більше значення мають розподілені джерела, локальні мікромережі та гібридні енергетичні комплекси. Це означає, що поряд із великими електростанціями все активніше використовуються малі установки, інтегровані безпосередньо в розподільчі мережі та ближче до кінцевих споживачів.

Сучасний етап розвитку ВДЕ характеризується не тільки збільшенням встановлених потужностей, але й відчутним технологічним прогресом. Розвиваються нові типи систем накопичення енергії, удосконалюються фотоелектричні перетворювачі, з'являються комбіновані рішення, де поєднуються сонячні, вітрові установки та акумуляторні батареї. Паралельно з цим впроваджуються елементи «розумних» мереж (Smart Grid): системи автоматизованого моніторингу та керування, інтелектуальні прилади обліку, програмно-апаратні комплекси для гнучкого керування режимами роботи енергосистеми.

В українських умовах розвиток відновлюваної енергетики має додатковий зміст. З одного боку, це шлях до зменшення залежності від традиційних

енергоносіїв та поступової інтеграції в європейський енергетичний простір. З іншого – виклики, пов'язані з воєнними діями, пошкодженням інфраструктури та необхідністю відновлення об'єктів генерації й мереж. У таких умовах розподілені джерела, зокрема малі сонячні й вітрові установки, можуть відігравати важливу роль у забезпеченні стійкості місцевих енергетичних систем, особливо для критичної інфраструктури та побутових споживачів.

Разом із тим активне підключення ВДЕ до розподільчих мереж створює низку специфічних проблем. Серед них – нерівномірність генерації через зміну погодних умов, вплив на рівні напруги в окремих вузлах мережі, зміна напрямків перетоків потужності та зростання вимог до систем релейного захисту й протиаварійної автоматики. Додатково виникає потреба у правильному виборі місць підключення, урахуванні пропускнуої здатності ліній, узгодженні режимів роботи з іншими споживачами та джерелами.

Для коректного аналізу таких режимів і прийняття обґрунтованих технічних рішень широко застосовують спеціалізоване програмне забезпечення. Одним із поширених інструментів є DIgSILENT PowerFactory, який дозволяє створювати детальні моделі електричних мереж, у тому числі з розподіленою генерацією, виконувати розрахунок поточкорозподілу, досліджувати вплив ВДЕ на напругу, струми, втрати потужності та надійність електропостачання. За допомогою таких моделей можна проаналізувати різні сценарії підключення сонячних електростанцій, оцінити можливі проблеми та запропонувати шляхи їхнього усунення.

Окремий інтерес становлять малі дахові сонячні електростанції, що встановлюються на житлових будинках, офісах, навчальних закладах та інших об'єктах. Їхня популярність зростає завдяки здешевленню обладнання, підвищенню тарифів на електроенергію та можливості часткової енергетичної автономії. Інтеграція таких СЕС у розподільні мережі дозволяє зменшити обсяги електроенергії, що передається на великі відстані, знизити втрати в лініях, а також покращити екологічні показники за рахунок скорочення викидів. Водночас це вимагає уважного підходу до аналізу режимів роботи мережі, що й

обумовлює актуальність досліджень, пов'язаних із моделюванням мереж з даховими СЕС у середовищі DIgSILENT PowerFactory.

## РОЗДІЛ 1

### СУЧАСНИЙ СТАН, РЕГУЛЮВАННЯ ТА МОДЕЛЮВАННЯ МЕРЕЖ З СЕС

#### 1.1 Сучасний стан й тенденції розвитку розподільчих мереж з даховими СЕС

Розподільчі електричні мережі напругою 0,4–20 кВ є основною ланкою між системою передачі електроенергії та кінцевими споживачами. Саме на цьому рівні відбувається передача електроенергії до житлових, громадських і промислових об'єктів. Від надійності, якості електроенергії та ефективності роботи цих мереж залежить стабільність функціонування усєї енергетичної системи держави.

На сьогоднішній день розподільні мережі переживають значну трансформацію, зумовлену розвитком відновлюваної енергетики, появою активних споживачів і впровадженням концепції «розумних мереж» (Smart Grid). Традиційно мережі розподілу будувались за схемою одностороннього потоку енергії — від електростанції через підстанції до споживача. Однак із появою розподіленої генерації, зокрема дахових сонячних електростанцій (СЕС), з'явилася можливість зворотних потоків потужності, що потребує нового підходу до розрахунків, регулювання напруги й керування режимами.

За результатами досліджень І. Грицюк, В. Волинця та ін. [1], інтеграція розподілених джерел енергії в українську енергосистему потребує оновлення систем керування, впровадження сучасних інверторних технологій і систем накопичення енергії (ESS). Автори зазначають, що у разі підключення великої кількості дахових СЕС до мереж 0,4 кВ можуть виникати перенапруги, коливання напруги та асиметрія фаз, які погіршують якість електроенергії.

Відповідно до звіту International Energy Agency (IEA, 2024) [2], майбутнє електроенергетики України полягає у децентралізованому підході, коли джерела генерації розташовані ближче до споживача. Це дозволяє знизити втрати

електроенергії, підвищити гнучкість і стійкість системи. У документі наголошується, що активний розвиток малих СЕС і мікромереж забезпечує енергетичну безпеку регіонів і є одним із ключових напрямів післявоєнного відновлення енергетичної інфраструктури України.

Іншим важливим трендом є цифровізація мереж і впровадження автоматизованих систем диспетчерського управління. Вчені І. Блінов і В. Радзюкінас [3] відзначають, що використання систем прогнозування навантаження на базі штучного інтелекту дозволяє ефективніше розподіляти потоки енергії в реальному часі. Зокрема, застосування глибоких нейронних мереж у системах розподілу дало змогу зменшити втрати електроенергії на 20–25 %.

Сучасні розподільчі мережі все більше переходять до активного режиму роботи. Якщо раніше вони виконували лише роль «передавача енергії», то зараз є складною динамічною системою, яка включає генерацію, накопичення, споживання та автоматичне керування. Такий підхід дозволяє забезпечити стабільність мереж навіть за змінних погодних умов та нерівномірного споживання.

У звіті GORA International Energy Consultants GmbH (2024) [4] зазначається, що для української енергетики ключовим завданням є модернізація розподільчих мереж середньої напруги. Більшість ліній 10–20 кВ мають високий ступінь зносу — понад 60 %, що призводить до значних технічних втрат. Тому особливу увагу приділяють переходу до самонесучих ізольованих проводів (СІП), цифрових підстанцій та інтеграції систем моніторингу Power Quality.

Ще одним важливим аспектом є нормативне забезпечення. Європейські стандарти (IEC 61850, EN 50549) регламентують вимоги до підключення малих генерацій, передачі даних між пристроями та дистанційного керування інверторами. В Україні поступово імплементуються положення «Кодексу систем розподілу» НКРЕКП, які встановлюють умови роботи генераторів у мережах 0,4–20 кВ. Це сприяє технічній сумісності дахових СЕС із системами операторів розподілу.

Дослідження Vandara W. G. C. [6] показало, що координоване перепідключення фаз генераторів у мережах низької напруги дозволяє підвищити рівень інтеграції сонячної генерації на 70–77 % без суттєвого впливу на напругу. Подібні підходи можуть бути застосовані й в українських умовах для зменшення втрат і покращення балансування фаз.

Таким чином, розвиток розподільних мереж 0,4–20 кВ у сучасних умовах характеризується кількома напрямками: модернізацією обладнання, переходом до децентралізованої генерації, автоматизацією керування та впровадженням інтелектуальних технологій. Це створює підґрунтя для подальших досліджень режимів роботи таких мереж із даховими СЕС у середовищі DIgSILENT PowerFactory.

## **1.2 Інтеграція розподілених джерел енергії у локальні енергосистеми**

Розвиток електроенергетики у XXI столітті тісно пов'язаний із впровадженням технологій децентралізованої генерації, що поєднує локальні джерела виробництва, накопичення й споживання енергії. Розподілені джерела енергії (Distributed Energy Resources, DER) охоплюють фотоелектричні установки, малі вітрові турбіни, біоенергетичні системи, теплові насоси, акумуляторні сховища, а також керовані споживачі, здатні змінювати профіль навантаження у відповідь на сигнали мережі. Їхнє поєднання у межах розподільних мереж 0,4–20 кВ створює новий тип локальної енергосистеми — інтелектуальну мікромережу, у якій виробництво й споживання взаємодіють у реальному часі. Поштовх до інтеграції DER зумовлений кількома чинниками: необхідністю зменшення викидів CO<sub>2</sub>, підвищення енергетичної незалежності, зниження втрат у мережах та забезпечення стійкості енергопостачання в умовах кризових ситуацій. Водночас перехід до децентралізованої моделі створює технічні й регуляторні виклики, оскільки традиційна структура розподільних мереж не була розрахована на двосторонній потік електроенергії.

Для демонстрації впливу DER наведено умовні графіки та приклади результатів моделювання.

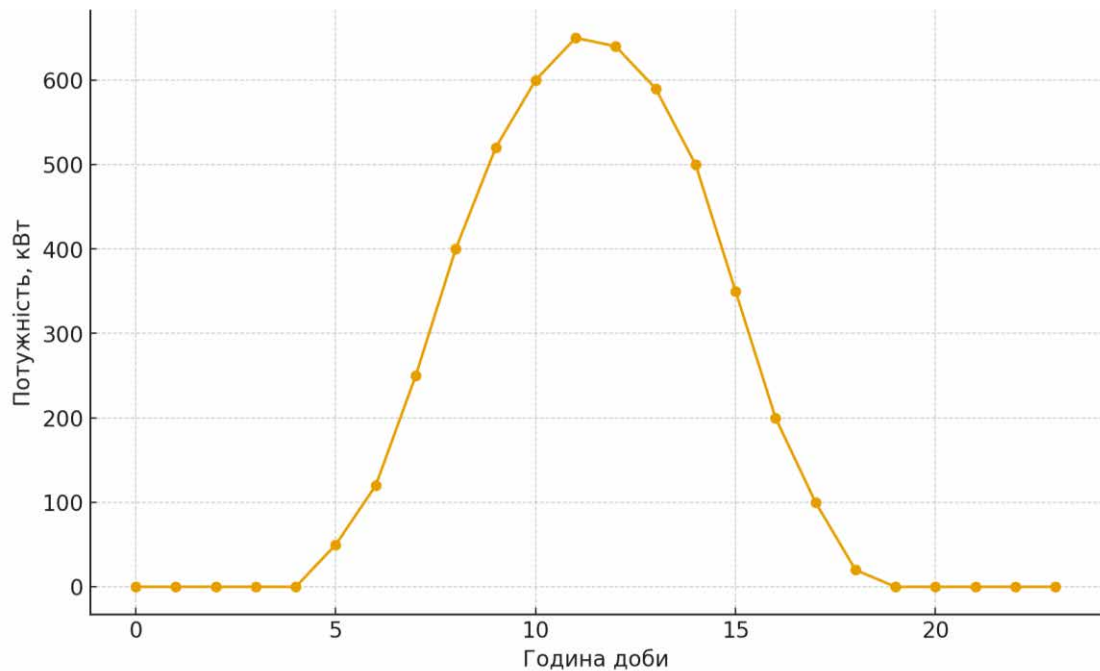


Рис. 1.1 Добовий профіль генерації дахової СЕС

За результатами дослідження К. Caballero-Реїа та співавт. [7], інтеграція DER змінює баланс потужності у вузлах навантаження, що призводить до необхідності використання гнучких алгоритмів регулювання напруги та реактивної потужності. Такі зміни ускладнюють функціонування релейного захисту й потребують нових методів координації між споживачами, генераторами й системами накопичення енергії.

Іншою важливою тенденцією є поєднання DER із системами зберігання енергії (ESS) — літій-іонними або гібридними акумуляторами. Як зазначають G. Хи та ін. [8], комбінація генерації та накопичення забезпечує згладжування добових коливань споживання, зменшує кількість пікових навантажень і дозволяє оптимізувати роботу трансформаторних підстанцій. У перспективі це дає можливість перейти від реактивного керування режимами до передбачуваного — на основі прогнозів сонячної радіації та поведінки споживачів.

Наукові розробки останніх років зосереджені на створенні інтегрованих систем керування DER, що базуються на концепції Smart Grid. Panda S. [9] підкреслює, що ефективна інтеграція таких ресурсів можлива лише за умови поєднання технічних, інформаційних і комунікаційних рішень. Зокрема, застосування алгоритмів штучного інтелекту дозволяє прогнозувати генерацію, автоматично регулювати навантаження та підвищувати енергоефективність у режимі реального часу.

Одним із ключових понять у дослідженні DER є ємність прийому (hosting capacity) — максимальна частка генерувальної потужності, яку може прийняти мережа без погіршення технічних параметрів. Згідно з аналітичним звітом NREL [10], перевищення рівня генерації понад 15 % від пікового навантаження в окремій лінії може призвести до перенапруг, коливань частоти та активації систем захисту. Тому під час підключення великої кількості дахових СЕС необхідно проводити попередній розрахунок впливу генерації на напругу та струми короткого замикання.

Практичне впровадження DER передбачає кілька етапів: технічну оцінку пропускну здатності мережі та параметрів трансформаторів; побудову розрахункових моделей у середовищах PowerFactory, PSS/E або ETAP; моделювання сценаріїв генерації, споживання та аварійних режимів; розроблення стратегій оптимізації режимів, зокрема керування інверторами за напругою ( $U/Q$ ) та частотою ( $f/P$ ).

Важливе значення мають нормативні стандарти, які визначають вимоги до підключення DER. IEEE 1547 [12] регламентує технічні параметри взаємодії інверторів із мережею, умови їх стійкості в аварійних режимах («ride-through») і режими обмеження напруги. Європейський стандарт EN 50549 встановлює вимоги до комунікації між генераторами та операторами систем розподілу (DSO). Таке регулювання створює технічну основу для безпечного підключення DER та синхронної роботи із централізованими мережами.

За оцінкою Adham M. [11], подальший розвиток DER передбачає широке використання мікромереж (Microgrid) — локальних енергетичних систем,

здатних працювати як у складі загальної мережі, так і автономно. Їх основна перевага — висока стійкість до аварій і можливість забезпечення критичних споживачів у разі відключення централізованого живлення. Для України такі рішення є особливо актуальними в умовах воєнного часу та нестабільної роботи енергосистеми.

Таким чином, інтеграція розподілених джерел енергії є одним із ключових напрямів модернізації сучасних енергетичних систем. Вона забезпечує підвищення енергоефективності, зменшення втрат і створює передумови для переходу до нової парадигми енергопостачання — гнучкої, локально керованої та стійкої до зовнішніх впливів. Подальше дослідження цих процесів у рамках магістерської роботи здійснюватиметься з використанням програмного комплексу DIgSILENT PowerFactory, який дозволяє відтворювати реальні режими роботи мереж з інтегрованими СЕС і аналізувати їх вплив на параметри системи.

### **1.3 Особливості функціонування дахових сонячних електростанцій (СЕС)**

Дахові сонячні електростанції (СЕС) набули значного поширення в Україні, оскільки поєднують переваги екологічності, економічної ефективності та енергетичної незалежності.

Схема сонячної електростанції наведена на рис.1.2.

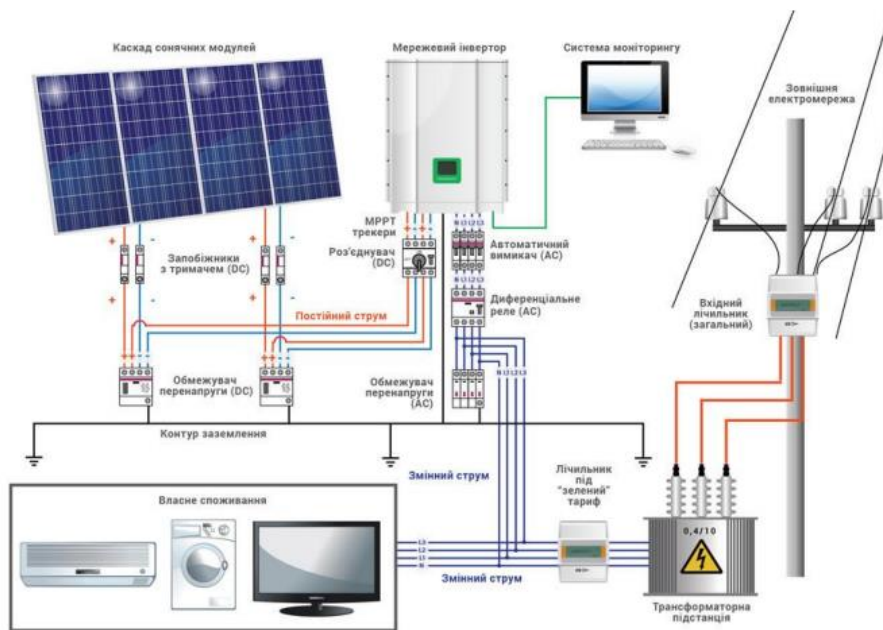


Рис. 1.2 Схема сонячної електростанції

Вони дозволяють споживачам стати активними учасниками ринку електроенергії, знижують навантаження на централізовані мережі й сприяють формуванню локальних енергетичних кластерів. Однак їхня робота має ряд технічних, нормативних і експлуатаційних особливостей, які необхідно враховувати при проєктуванні та експлуатації.

З технічної точки зору дахові СЕС є складними електротехнічними комплексами, що включають фотоелектричні модулі, інвертори, кабельну інфраструктуру, систему захисту, контролю та підключення до мережі. Ефективність роботи системи залежить від орієнтації модулів, кута нахилу, рівня інсоляції, температури, чистоти поверхні панелей та стану інверторів. Оптимальний кут нахилу для центральної частини України становить 30–35°, а орієнтація має бути максимально наближеною до південного напрямку [14].

Такі параметри забезпечують найкраще співвідношення генерації протягом року.

Вибір технічного рішення залежить також від конструкції даху, вітрових навантажень та доступності для обслуговування.

Системи кріплення повинні забезпечувати не лише міцність, але й

герметичність покрівлі, аби уникнути протікань чи пошкоджень. Окрім того, рекомендується впроваджувати системи моніторингу генерації, що дозволяють фіксувати добові й сезонні зміни, аналізувати коефіцієнт корисної дії та своєчасно виявляти відхилення у роботі панелей чи інверторів.

З експлуатаційної точки зору важливим аспектом є стабільність роботи інверторного обладнання та якість напруги на стороні змінного струму.

Дахові СЕС працюють у режимах, що залежать від погодних умов, тому виникає необхідність у використанні контролерів відстеження точки максимальної потужності (MPPT). Ця технологія дозволяє інвертору автоматично знаходити оптимальні параметри роботи панелей і забезпечувати найвищу ефективність перетворення енергії. Також доцільно застосовувати системи обліку споживання й генерації, які дають змогу вести точний енергетичний баланс.

З точки зору взаємодії з мережею, інтеграція дахових СЕС у розподільчі системи 0,4–20 кВ потребує узгодження з оператором системи розподілу та дотримання вимог Кодексу систем розподілу.

Як зазначається на порталі [Generacia.energy](http://Generacia.energy) [15], усі інвертори повинні підтримувати режими регулювання напруги (U/Q-контроль), мати захист від «островного режиму» та функцію автоматичного вимкнення у випадку аварій. Крім того, необхідно забезпечити синхронізацію фаз і уникнення появи зворотних потоків потужності, які можуть вплинути на роботу підстанцій.

Перевагою дахових СЕС є зменшення навантаження на розподільчі лінії та зниження втрат потужності, проте при високій концентрації таких установок можуть виникати локальні перенапруги, гармонійні спотворення та асиметрія фаз [17].

У таких випадках доцільно застосовувати системи накопичення енергії або пристрої компенсації реактивної потужності.

Виконання моделювання роботи мереж із даховими СЕС у програмному середовищі PowerFactory дозволяє визначити оптимальні параметри регулювання напруги, частоти та режимів генерації.

З економічної точки зору встановлення дахових СЕС є вигідною інвестицією. Як повідомляє портал RepowerUA [13], вартість енергії, виробленої власною СЕС, у декілька разів нижча за тариф на електроенергію з мережі, а термін окупності системи зазвичай становить 5–7 років. Додатково механізм «зеленого тарифу» дозволяє продавати надлишки електроенергії до мережі, що збільшує рентабельність таких проєктів. Підприємства та домогосподарства, які переходять на власну генерацію, знижують ризики енергетичної нестабільності та покращують екологічний баланс. Не менш важливим є нормативно-правове забезпечення.

Згідно з матеріалами Інституту відновлюваної енергетики НАН України [18], чинні стандарти передбачають необхідність сертифікації обладнання, виконання технічних умов оператора системи розподілу, а також перевірку систем захисту перед введенням у експлуатацію. Додаткові вимоги стосуються дотримання санітарно-захисних зон, електробезпеки та пожежної безпеки.

Таким чином, дахові сонячні електростанції є одним із найефективніших напрямів розвитку відновлюваної енергетики в Україні. Їхнє широке впровадження сприяє підвищенню енергетичної безпеки, зменшенню навантаження на мережу та переходу до децентралізованої моделі енергозабезпечення.

Проте для стабільної роботи таких систем необхідно забезпечити належний технічний супровід, модернізацію мереж і вдосконалення нормативної бази.

#### **1.4 Висновки до розділу**

Розвиток сучасних розподільчих мереж в Україні відбувається під впливом активного впровадження дахових сонячних електростанцій та інших розподілених джерел енергії. Така генерація змінює традиційну структуру енергосистеми — потоки потужності стають двосторонніми, а споживачі перетворюються на учасників виробництва енергії. Це потребує нових підходів

до розрахунків, регулювання напруги й захисту мереж.

Основними напрямками розвитку є модернізація обладнання, цифровізація керування, застосування інтелектуальних технологій Smart Grid та використання систем накопичення енергії. Важливе значення має також узгодження роботи СЕС з операторами систем розподілу відповідно до стандартів IEC 61850, EN 50549 та IEEE 1547.

Встановлено, що масове підключення дахових СЕС може викликати перенапруги та коливання параметрів електроенергії, тому необхідно впроваджувати автоматизоване керування інверторами, системи компенсації реактивної потужності та моніторинг якості електроенергії.

З економічної точки зору дахові СЕС є вигідним рішенням для домогосподарств і підприємств, а з екологічної — сприяють зменшенню викидів CO<sub>2</sub> та підвищенню енергетичної незалежності.

Отже, розвиток мереж із даховими СЕС є важливим кроком до побудови децентралізованої, гнучкої та стійкої енергосистеми. Подальші дослідження доцільно виконувати в середовищі DIgSILENT PowerFactory для аналізу впливу таких джерел на режими роботи розподільчих мереж і визначення оптимальних параметрів їх регулювання.

## РОЗДІЛ 2

### ВПЛИВ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ НА РЕЖИМИ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

#### **2.1 Характеристика сонячних електростанцій як елементів електричних мереж**

Сонячні електростанції (СЕС) поступово стають одним із основних елементів сучасної енергетичної інфраструктури, оскільки саме вони забезпечують перехід до екологічно чистих технологій генерації та децентралізації енергопостачання. Якщо раніше електричні мережі проєктувалися переважно під роботу з великими централізованими електростанціями, то зараз усе частіше доводиться враховувати наявність значної кількості невеликих СЕС, розміщених безпосередньо біля споживачів. У результаті режими роботи мережі формуються вже не тільки навантаженням, а й численними джерелами розподіленої генерації, які можуть змінювати свою потужність упродовж доби залежно від погоди та освітленості.

Перетворення сонячного випромінювання на електричну енергію ґрунтується на фотоелектричному ефекті, який виникає в напівпровідникових структурах фотоелектричних модулів. У найпростішому випадку кожен модуль видає постійну напругу та струм, що залежать від рівня інсоляції й температури. Окремі модулі з'єднуються в послідовно-паралельні групи, формуючи так звані стрінги (ланцюги), які далі підключаються до інвертора. У складі типової СЕС присутні: фотоелектричні панелі, інвертори, комутаційна апаратура постійного й змінного струму, захисні пристрої, обладнання для вимірювання та обліку електроенергії, а також системи моніторингу й автоматики. Саме сукупність цих елементів та правильність їх взаємодії визначають ефективність роботи станції і характер її впливу на електричну мережу.

Більшість сучасних сонячних установок, особливо дахових і малих наземних СЕС, мають порівняно невеликі встановлені потужності (одиниці-

десятки кіловат) і розташовуються максимально близько до місця споживання електроенергії — на дахах житлових будинків, промислових цехів, офісних центрів, складів тощо. Такі станції відносять до розосереджених джерел генерації. З одного боку, це дозволяє суттєво знизити втрати електроенергії у лініях, адже значна частина споживання покривається локально, без передачі потужності на великі відстані. З іншого боку, велика кількість дрібних генерацій ускладнює централізоване управління режимами та потребує нових підходів до планування, диспетчеризації, прогнозування генерації та навантаження.

За схемою роботи відносно електричної мережі можна виділити кілька основних типів СЕС: автономні (off-grid), мережеві (on-grid) та гібридні. Автономні системи працюють без підключення до загальної мережі, як правило, у поєднанні з акумуляторними батареями та резервними дизель-генераторами, тому на режими розподільчих електричних мереж вони практично не впливають. Натомість мережеві й гібридні СЕС безпосередньо приєднуються до мережі 0,4 кВ або, через підвищувальні трансформатори, до мережі 10–20 кВ. Саме ці станції розглядаються як повноцінні елементи електричної мережі, що можуть як зменшувати споживання з боку енергосистеми, так і віддавати надлишки електроенергії назад у мережу.

У більшості випадків профіль генерації СЕС не збігається з профілем навантаження споживача. Потужність станції протягом дня має форму характерного «дзвоника»: вранці вона поступово зростає, у полудень досягає максимуму, а ввечері зменшується до нуля. Натомість споживання електроенергії у побутових споживачів часто має ранковий та вечірній піки, коли сонячної генерації або ще немає, або вже недостатньо. У такі періоди енергія береться з мережі, а вдень можливий зворотний потік потужності від СЕС до мережі. Це змінює традиційну роль розподільчої мережі, яка з «односторонньої» (від підстанції до споживача) перетворюється на «двосторонню» з можливими зустрічними потоками.

Ключовим елементом, що з'єднує сонячні панелі з електричною мережею, є інвертор. Його основне завдання — перетворити постійний струм від

фотоелектричних модулів у змінний струм параметрів, узгоджених із мережею (напруга, частота, фаза). Більшість сучасних інверторів працює за принципом широтно-імпульсної модуляції (ШІМ), формуючи напругу, максимально наближену за формою до синусоїди. Однак через режим комутації силових ключів у струмах і напругах з'являються вищі гармонічні складові. При великій кількості інверторів у мережі ці спотворення можуть накопичуватися, погіршуючи показники якості електроенергії, підвищуючи додаткові втрати в кабелях і трансформаторах та негативно впливаючи на чутливе електронне обладнання.

Для обмеження рівня гармонік та інших спотворень діють національні та міжнародні стандарти, наприклад ДСТУ EN 50160:2014, низка стандартів серії ІЕС 61000 та інші документи, що встановлюють допустимі значення гармонічних складових, коефіцієнта спотворення синусоїдальності, коливань напруги тощо. Виробники інверторів зобов'язані враховувати ці вимоги при проектуванні свого обладнання, а оператори систем розподілу — контролювати, щоб сумарний вплив усіх установок у мережі не виходив за встановлені межі. На практиці це може вимагати застосування фільтрів, обмеження потужності окремих СЕС, вибору інверторів з функціями активного згладжування гармонік.

Окремо слід відзначити вплив СЕС на рівень напруги в розподільчих мережах. У традиційній схемі, коли потік потужності спрямований від підстанції до кінцевих споживачів, напруга, як правило, поступово зменшується в напрямку від джерела до навантаження через падіння напруги в лініях. Якщо ж у кінцевих точках лінії з'являються потужні дахові або наземні СЕС, можливе не тільки зменшення падіння напруги, а й навіть її перевищення відносно номінальної величини. У години максимальної інсоляції напруга на шинах низької напруги може виходити за верхню межу допустимого діапазону, що створює проблеми для чутливих приладів і вимагає від оператора мережі вживання заходів: зміни відпаєк трансформаторів, обмеження генерації, встановлення додаткових засобів регулювання напруги тощо.

Ще одна важлива особливість СЕС як елементів мережі — можливість зворотного потоку потужності. Коли генерована потужність перевищує власне споживання об'єкта, надлишки енергії через двонапрямний лічильник та приєднавну лінію надходять назад у мережу. У такому режимі будинок або підприємство з СЕС тимчасово стає «міні-електростанцією». Для експлуатації мереж це означає необхідність перегляду уставок релейного захисту, схем секціонування, розрахунків струмів короткого замикання, адже у точці КЗ можуть з'являтися додаткові джерела живлення — інвертори СЕС. Хоча більшість мережевих інверторів автоматично вимикається при зникненні напруги мережі (антиострівний захист), проте в перехідних режимах їх вплив також враховується.

Особливу увагу привертає питання селективності та чутливості захистів у мережах з великою кількістю розподілених джерел. Класичні схеми релейного захисту розраховані на одностороннє живлення від підстанції. Коли ж у кінці лінії з'являється СЕС, струми у різних ділянках мережі можуть змінювати напрямок, а в окремих аварійних режимах — і величину. Це змушує переглядати принципи побудови захистів, застосовувати більш «розумні» цифрові пристрої, що враховують потоки потужності в обох напрямках, а також використовувати додаткові функції інверторів, які можуть обмежувати струми КЗ або відключатися за заданими алгоритмами.

Важливим аспектом є також фазна нерівномірність навантаження та генерації. Багато малих СЕС, особливо побутових, підключаються однофазно до мережі 0,4 кВ. Якщо кількість таких установок велика і вони нерівномірно розподілені по фазах, це може призводити до перекосу фазних напруг, зростання струму в нульовому проводі, погіршення умов роботи електродвигунів та іншого трифазного обладнання. Тому оператори мережі і проектувальники повинні приділяти увагу правильному розподілу однофазних СЕС по фазах, а в перспективі — впровадженню автоматизованих систем обліку та керування, які дозволять бачити реальну картину навантаження та генерації в режимі близькому до реального часу.

Сучасні інвертори все частіше оснащуються функціями так званої «розумної» генерації (smart inverter functions). Йдеться про можливість автоматичного регулювання реактивної потужності ( $Q(U)$ -характеристика), участі у підтримці напруги на шинах мережі, обмеження активної потужності за командою оператора або при перевищенні напруги, участі в регулюванні частоти тощо. Таким чином, СЕС із пасивних джерел, які просто віддають у мережу всю доступну потужність, перетворюються на активні елементи системи керування режимами. Це наближає розподільчі мережі до концепції «smart grid», коли кожен вузол може не лише споживати, а й генерувати та регулювати потужність відповідно до потреб енергосистеми.

Ще один важливий аспект роботи СЕС як елементу мережі — система обліку та взаєморозрахунків. У багатьох країнах, у тому числі й в Україні, на певних етапах розвитку використовувалися механізми «зеленого» тарифу, коли надлишки електроенергії від приватних СЕС викупувалися за підвищеним тарифом. Це стимулювало масове встановлення дахових станцій і, відповідно, різке зростання частки розподіленої генерації в мережах 0,4–10 кВ. Для реалізації такої моделі кожен об'єкт обладнується двонапрявним лічильником, який окремо враховує спожиту і відпущену в мережу електроенергію. З точки зору електричних мереж це означає, що майже в кожному вузлі може виникати локальне джерело генерації, а оператору системи розподілу потрібно прогнозувати не тільки навантаження, а й генерацію.

Слід також згадати про вплив кліматичних та погодних факторів на роботу СЕС. Потужність станції залежить від рівня сонячного випромінювання, кута падіння променів, наявності хмарності, запиленості панелей та їх температури. Унаслідок цього навіть у межах одного дня можливі суттєві коливання вихідної потужності, особливо за умов швидкої зміни хмарності. Для електричних мереж це означає підвищені вимоги до резервування, можливе застосування систем накопичення енергії (акумуляторів, суперконденсаторів тощо) та активного керування графіком навантаження, наприклад через системи керування попитом

(demand response). Усе це ще раз підтверджує, що СЕС необхідно розглядати не ізольовано, а як невід'ємну частину складної енергосистеми.

У задачах комп'ютерного моделювання, зокрема в середовищі PowerFactory, СЕС представляють у вигляді спеціалізованих елементів — джерел з керованою потужністю, інверторів, вузлів приєднання до мережі. При цьому враховується як статичний режим (розподіл потужності в певний момент часу), так і динамічні процеси: зміна генерації при зміні інсоляції, відпрацювання алгоритмів регулювання напруги, поведінка інверторів при аваріях у мережі. Таке моделювання дозволяє оцінити, наскільки стабільно працюватиме мережа при різних частках сонячної генерації, чи не будуть перевищені допустимі рівні напруги, чи збережеться селективність захистів, які заходи потрібно вжити для забезпечення надійної роботи.

Сонячні електростанції вже сьогодні є не просто «додатковими» джерелами електроенергії, а повноцінними елементами електричних мереж, які суттєво впливають на режими їх роботи. Вони змінюють структуру потоків потужності, впливають на якість електроенергії, вимагають нових підходів до побудови релейного захисту, регулювання напруги та частоти, планування режимів і розвитку мереж. Разом з тим, за умови грамотного проектування, дотримання вимог стандартів та застосування сучасних систем моніторингу й керування, СЕС дозволяють підвищити енергоефективність, зменшити втрати електроенергії, знизити викиди шкідливих речовин і підвищити загальну стійкість енергосистеми до аварійних ситуацій. Саме тому детальний аналіз їхньої роботи та впливу на електричні мережі є важливою частиною сучасних інженерних досліджень і проектів.

## **2.2 Особливості роботи електричних мереж з сонячними електростанціями**

Підключення сонячних електростанцій (СЕС) до електроенергетичної системи в більшості випадків відбувається через розподільчі електричні мережі

низької та середньої напруги, якими керує оператор системи розподілу. На рівні окремих споживачів або груп будинків це виглядає як звичайні фідери та відгалуження напругою 0,4–10 (20) кВ, до яких приєднують дахові або невеликі наземні СЕС. Саме на цьому рівні відбувається реальна взаємодія між сонячною генерацією та споживачами, формуються фактичні режими роботи розподільчих електричних мереж

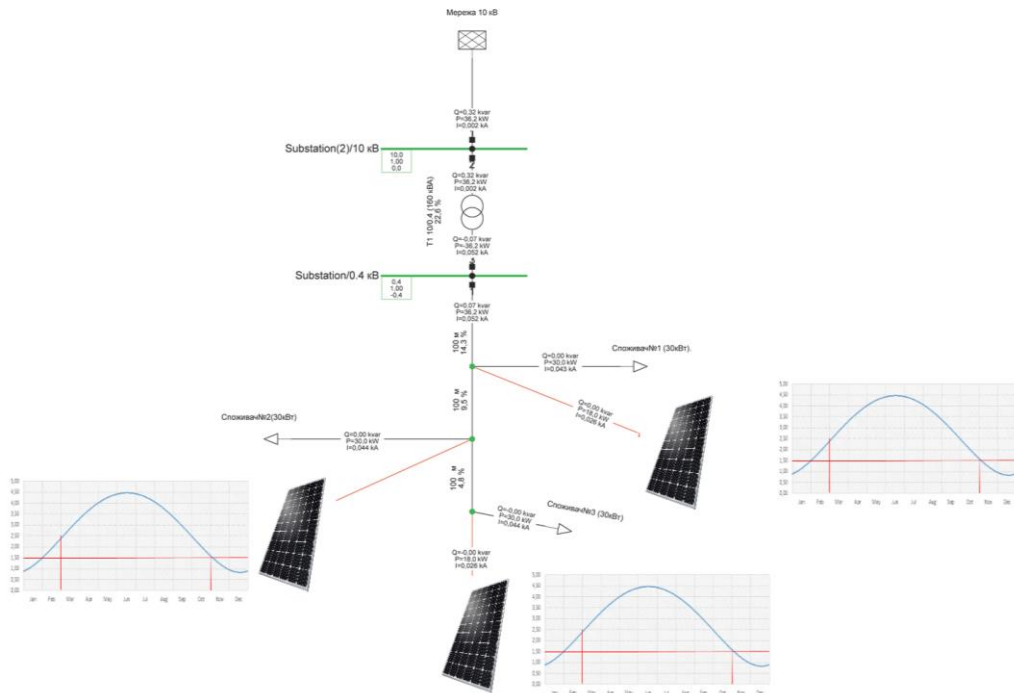


Рис. 2.1 Схема та графік річної генерації СЕС

Головна особливість СЕС полягає в тому, що їхня потужність сильно залежить від погоди та умов навколишнього середовища. Якщо день сонячний і безхмарний, генерація може бути близькою до встановленої потужності станції. При суцільній хмарності, дощі, у вечірній час або вночі – виробництво електроенергії різко падає, інколи до нуля. На це також впливають запилення або забруднення панелей, наявність снігу, підвищена температура тощо. Через такі зміни СЕС не можна розглядати як джерело з «рівним» графіком навантаження, як, наприклад, теплові електростанції, які працюють більш стабільно.

У нормальному режимі роботи СЕС в першу чергу забезпечує електроенергією найближчих споживачів – житлові будинки, офіси, невеликі

підприємства. Тобто частина потужності, яка раніше повністю надходила від підстанції, тепер покривається за рахунок місцевої генерації. У результаті зменшуються струми в лініях, знижується завантаженість трансформаторів, а також втрати електроенергії в мережі. Якщо ж у якийсь момент СЕС виробляє більше, ніж споживається на місці, надлишок електроенергії через двонапрямний лічильник проходить далі – спочатку до сусідніх споживачів у межах того самого фідера, а потім, за необхідності, в мережі вищої напруги.

Через це розподільча мережа вже не працює тільки «зверху вниз» – від підстанції до навантаження. Вона повинна бути готова і до зворотних потоків потужності, коли електроенергія тече від розосереджених джерел (СЕС та інших ВДЕ) у бік підстанції. Іншими словами, напрямок потоку активної потужності може змінюватися залежно від часу доби, сезону та погодних умов: вранці та ввечері, як правило, домінує живлення від мережі, а в обідню пору в сонячну погоду частина потужності може повертатися назад у бік підстанції.

Більшість розподільчих мереж у містах і селах історично будувалися як радіальні. Це означає, що споживачі живляться з одного боку – від шин підстанції до кінця фідера, а наявні перемички та кільцеві з'єднання використовуються в основному для резервування на випадок аварії. Місця секціонування ліній обиралися з точки зору надійності електропостачання, обмеження зони відключення та зручності роботи персоналу. При такому підході всі розрахунки раніше виконувались з припущенням, що напрямок потоку потужності завжди один.

Введення в таку мережу СЕС змінює картину перетоків. Частина ліній електропередачі може фактично працювати в режимі двостороннього живлення вже не тільки в аварійних, а й у нормальних режимах. Наприклад, у денний час, коли СЕС працюють на повну, у деяких вузлах мережі напруга може підвищуватись, а активна потужність частково повертатися до підстанції. Увечері, коли сонячної генерації немає, усе повертається до класичного варіанту – живлення йде лише від підстанції до споживачів.

У таких умовах потрібно заново оцінити пропускну здатність елементів мережі. Якщо дроти, кабелі, вимикачі, трансформатори та інше обладнання були відібрані під традиційні режими, поява додаткової генерації може виявити слабкі місця. Потрібно враховувати не лише робочі струми, а й можливі перевантаження, аварійні режими, зміну розподілу струмів короткого замикання. У деяких випадках це призводить до необхідності модернізації або заміни окремих ділянок мережі.

Варто відзначити вплив СЕС на рівень напруги. На довгих повітряних або кабельних лініях 0,4–10 кВ напруга змінюється через втрати у проводах. Поява потужних СЕС змінює звичну роботу електромереж. Якщо раніше напруга в кінці лінії падала, то тепер СЕС, виробляючи енергію на місці, може її надмірно підвищити. Цей надлишок енергії іноді навіть повертається до підстанції. В результаті напруга може вийти за безпечні межі, що й шкодить електроприладам.

Для вирішення таких проблем застосовують різні технічні заходи: регулювання напруги на трансформаторах (зміна відпайок), використання інверторів, які можуть працювати з різним коефіцієнтом потужності та частково компенсувати реактивні навантаження, оптимізація схем мережі (перегрупування навантажень, зміна місць секціонування тощо). Завдяки цьому вдається підтримувати напругу в допустимих межах навіть за значної частки сонячної генерації.

Ще один важливий момент – це якість електроенергії. Інвертори, які перетворюють постійний струм від панелей у змінний мережевий 0,4 кВ, можуть створювати вищі гармоніки струму та напруги. Якщо таких джерел багато, це може призвести до додаткового нагрівання обладнання, появи перешкод, флікерів (миготіння освітлення) тощо. У промислових інверторах зазвичай уже передбачені фільтри й алгоритми керування, щоб укластися в норми стандартів, але при аналізі режимів мережі цей фактор також потрібно враховувати.

Суттєво змінюються й умови роботи релейного захисту та автоматики. У класичній радіальній мережі захист налаштовують, виходячи з того, що джерело живлення – одне (підстанція), а напрямок струму при коротких замиканнях

переважно від підстанції до місця пошкодження. Коли в мережі з'являються СЕС, додаткові джерела струму КЗ можуть змінити як величину, так і напрямок аварійних струмів. Головна небезпека в тому, що системи захисту перестають працювати коректно. Вони можуть помилково відключити здорову ділянку мережі або ж не помітити справжнє коротке замикання. Щоб цього уникнути при впровадженні СЕС, потрібно серйозно модернізувати захист: перераховувати його налаштування, використовувати спрямовані реле (які реагують на напрямок) та впроваджувати складнішу логіку.

Окремою задачею є попередження небезпечної «острівної» роботи, коли ділянка мережі з відключеним живленням від основної системи продовжує живитися від місцевих СЕС. Такий режим становить загрозу як для персоналу, так і для споживачів, оскільки напруга та частота в «острові» можуть виходити за допустимі межі, а лінії, які вважаються знеструмленими, фактично залишатимуться під напругою. Для запобігання цьому інвертори обладнують спеціальними функціями виявлення втрати мережі та примусового відключення від мережі при порушенні параметрів.

Інтеграція сонячних електростанцій у розподільчі електричні мережі має як позитивні, так і проблемні сторони. З одного боку, це зниження навантаження на підстанції, зменшення втрат, підвищення енергоефективності та можливість частково покривати споживання за рахунок місцевих ресурсів. З іншого – необхідність враховувати змінні напрямки потоків потужності, вплив на напругу, якість електроенергії та роботу релейного захисту. Тому впровадження СЕС супроводжується детальними розрахунками режимів, використанням програм моделювання (наприклад, PowerFactory) та поступовою модернізацією мереж, щоб забезпечити їх надійну й безпечну роботу в нових умовах.

### **2.3 Висновок до розділу**

У результаті проведеного аналізу встановлено, що сонячні електростанції істотно змінюють роботу електричних мереж, перетворюючи їх із традиційно

пасивних систем на активні, де режими залежать як від споживачів, так і від локальних джерел генерації. Основні особливості СЕС — нестабільність виробітку, формування гармонічних складових та можливість зворотних потоків енергії — створюють додаткові вимоги до управління напругою, балансування потужності та роботи захисної автоматики.

Показано, що правильний вибір точки приєднання, коректне налаштування інверторного обладнання та дотримання нормативних вимог є ключовими умовами для зниження негативного впливу СЕС на мережу. Зростання кількості сонячних установок потребує впровадження сучасних систем моніторингу, прогнозування та технологій Smart Grid, які забезпечують стабільність, якість електроенергії та ефективну взаємодію всіх елементів енергосистем.

## РОЗДІЛ 3

### ПОБУДОВА ТА НАЛАШТУВАННЯ МОДЕЛІ У ПК POWERFACTORY

#### **3.1 PowerFactory та основні розрахункові співвідношення.**

Програмний комплекс DIgSILENT PowerFactory належить до класу спеціалізованого інженерного програмного забезпечення, призначеного для побудови математичних моделей електроенергетичних систем та виконання широкого спектра розрахунків – від простого потоку навантаження до аналізу стійкості, якості електроенергії та перехідних процесів. У контексті даної дипломної роботи PowerFactory розглядається як основний інструмент для дослідження роботи розподільчої електричної мережі з вузлами навантаження – житловими будинками, на дахах яких встановлені сонячні електростанції (СЕС). Саме цей програмний продукт дозволяє в єдиному середовищі поєднати побудову схеми мережі, задання параметрів елементів, моделювання режимів та аналіз результатів у вигляді таблиць, графіків і діаграм.

Модель електричної мережі в PowerFactory будується на основі набору об'єктів: шин (busbars), ліній електропередачі (lines/cables), силових трансформаторів (transformers), навантажень (loads), генераторів та джерел розподіленої генерації (генератори, PV-установки, вітрові установки тощо), а також елементів релейного захисту й автоматики. Кожному об'єкту задаються електричні параметри (опори, номінальні напруги, потужності, коефіцієнти потужності), топологічні зв'язки в мережі та режимні дані (тип вузла – навантаження, вузол генерації, slack-вузол тощо). Надалі на базі цієї моделі PowerFactory розв'язує систему нелінійних алгебраїчних рівнянь, що описують баланс активної та реактивної потужності у кожному вузлі мережі.

Основною задачею, яка використовується в роботі, є розрахунок усталеного режиму (потоків навантаження). Метою такого розрахунку є визначення напруг у вузлах, потоків потужності в лініях і трансформаторах,

струмів у гілках, а також втрат потужності та енергії в розподільчій мережі за заданих режимних умов (значення навантажень, потужності СЕС, положення відпаек трансформаторів, стану комутаційних апаратів). Для опису режиму використовується стандартний у теорії електроенергетичних систем апарат комплексних потужностей.

Комплексна потужність в трифазній мережі визначається як:

$$S = P + jQ \quad (3.1)$$

де  $P$  – активна потужність, кВт або МВт;  $Q$  – реактивна потужність, квар або Мвар.

Для окремої фази комплексна потужність визначається як:

$$S = U_{\varphi} \cdot I_{\varphi}^* \quad (3.2)$$

де  $U_{\varphi}$  – комплексна фазна напруга,  $I_{\varphi}^*$  – комплексно–спряжений фазний струм.

У разі симетричної трифазної системи:

$$S = 3 \cdot U_{\varphi} \cdot I_{\varphi}^* \quad (3.3)$$

У PowerFactory ці співвідношення закладені в ядро розрахункового модуля: на основі заданих навантажень (як правило у вигляді  $P$  і  $Q$  або  $P$  і  $\cos\varphi$ ) та параметрів мережі обчислюються струми в гілках, а потім комплексні потужності й втрати.

Для вузлів навантаження задаються величини активної та реактивної потужності  $P_i$ ,  $Q_i$ , які відбираються з мережі. Для генераторних вузлів (в тому числі вузлів, до яких приєднані СЕС) задається потужність, яка надходить у мережу. При розрахунку потоку навантаження PowerFactory формує для кожного вузла систему рівнянь балансу потужностей. У спрощеному вигляді баланс активної та реактивної потужності в  $i$ -му вузлі записується як:

$$P_i^{зад} - P_i^{мереж}(U, \delta) = 0 \quad (3.4)$$

$$Q_i^{зад} - Q_i^{мереж}(U, \delta) = 0 \quad (3.5)$$

де  $P_i^{зад}$ ,  $Q_i^{зад}$  – задані (розрахункові) потужності навантаження або генерації

в  $i$ -му вузлі;  $P_i^{мереж}(U, \delta)$ ,  $Q_i^{мереж}(U, \delta)$  – потужності, що визначаються через напруги вузлів  $U$  та їхні кути  $\delta$  з урахуванням провідностей і ємностей гілок.

При використанні матричного опису мережі через матрицю провідностей  $Y_{bus}$  двонаправний обмін потужністю між вузлами  $i$  та  $j$  описується виразами:

$$P_i = U_i \sum_{j=1}^n U_j (G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)) \quad (3.6)$$

$$Q_i = U_i \sum_{j=1}^n U_j (G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)) \quad (3.7)$$

де  $G_{ij}$  і  $B_{ij}$  – активна та реактивна складові елементів матриці провідностей між вузлами  $i$  та  $j$ ;  $U_i$ ,  $U_j$  – модулі напруг у відповідних вузлах;  $\delta_i$ ,  $\delta_j$  – кути напруг (фазові кути).

Саме ці рівняння стоять «під капотом» розрахунку потоку навантаження в PowerFactory. Чисельне розв'язання цієї системи нелінійних рівнянь здійснюється методом Ньютона–Рафсона або його модифікаціями. Користувач при цьому бачить лише результат: значення напруг, струмів, потужностей і втрат.

Для елементів розподільчих мереж (кабельних і повітряних ліній 0,4–20 кВ) часто особливо важливими є такі величини, як втрати потужності і падіння напруги. У PowerFactory ці величини також обчислюються на основі класичних формул.

Втрати активної потужності в трифазній лінії з опором фази  $R$  при фазному струмі  $I_\phi$  визначаються як:

$$P_{BT} = 3I_\phi^2 R \quad (3.8)$$

Якщо відомі лінійний опір  $R_{\text{лін}}$  та струм по лінії  $I$ , вираз залишається аналогічним, просто опір  $R$  береться на довжину відповідної ділянки. Сумарні втрати в мережі обчислюються як сума втрат по всіх елементах:

$$P_{BT, \text{сум}} = \sum_{k=1}^m 3I_k^2 R_k \quad (3.9)$$

де  $k$  – номер елемента (лінії або трансформатора) у розрахунковій моделі.

Падіння напруги на ділянці лінії у наближеному вигляді можна оцінити за формулою:

$$\Delta U \approx \frac{PR + QX}{U_i} \quad (3.10)$$

або у відсотках:

$$\Delta U_{\%} \approx \frac{PR + QX}{U_i^2} \cdot 100\% \quad (3.11)$$

де  $P$ ,  $Q$  – активна та реактивна потужність, що передається по лінії;  $R$ ,  $X$  – активний опір та реактивний опір (індуктивний) лінії;  $U_n$  – номінальна лінійна напруга.

У випадку розподільчих мереж з даховими СЕС додатково з'являється потік потужності, спрямований від вузлів споживачів у бік підстанції (реверсивний потік). Для вузла з СЕС активна потужність задається як від'ємна по відношенню до споживання (тобто це потужність, яка віддається в мережу). Якщо в певний момент часу генерація СЕС перевищує власне споживання будинку, вузол «перетворюється» із чистого навантаження на вузол генерації. При цьому в рівняннях балансу потужностей для цього вузла  $P_i^{\text{зад}}$  стає додатним (з точки зору енергосистеми потужність надходить у мережу).

Розрахункова потужність однієї СЕС при спрощеному підході може бути оцінена за формулою:

$$P_{PV} = \eta_{\text{сист}} \cdot G \cdot A \quad (3.12)$$

де  $\eta_{\text{сист}}$ , – ККД системи (модулі + інвертор, з урахуванням втрат у проводах);  $G$  – поточна густина сонячного випромінювання, Вт/м<sup>2</sup>;  $A$  – сумарна площа фотомодулів, м<sup>2</sup>.

Для трифазної мережевої СЕС інвертор, як правило, моделюється як джерело активної та реактивної потужності, що підпорядковується певним законам регулювання. Наприклад, інвертор може працювати з фіксованим  $\cos\varphi$ :

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (3.13)$$

звідки при заданому  $P$  можна визначити  $Q$ :

$$Q = P \tan \varphi \quad (3.11)$$

PowerFactory цей режим задається через параметри елемента PV-установки, і програма автоматично розподіляє активну та реактивну потужність відповідно до вибраної стратегії (наприклад, підтримання фіксованого  $\cos\varphi$  або робота за характеристикою  $Q(U)$ ).

Таким чином, при розрахунку режимів мережі з даховими СЕС PowerFactory оперує стандартним набором електротехнічних формул, але користувач працює на більш високому рівні абстракції: він бачить результати у вигляді напруг, струмів, завантаження ліній, профілів напруги по фідеру та сумарних втрат.

PowerFactory у даній роботі виконує функцію не лише «калькулятора», а фактично експериментального стенда для віртуальних досліджень: змінюючи параметри моделі та використовуючи описані вище формули, можна досліджувати поведінку реальної мережі в різних умовах, не втручаючись у реальну експлуатацію та не наражаючи обладнання і споживачів на ризики. Саме це робить даний програмний комплекс доцільним і обґрунтованим вибором для моделювання розподільчих електричних мереж з даховими сонячними електростанціями.

### **3.2 Побудова топології мережі в середовищі PowerFactory**

Процес побудови електричної схеми розподільчої мережі в середовищі DIgSILENT PowerFactory починається з формування загальної структури моделі. Основною метою є створення однолінійної схеми мережі, що включає підстанцію з трансформатором 10/0,4 кВ, лінію низької напруги 0,4 кВ та три дахові сонячні електростанції (СЕС), підключені до різних вузлів мережі. Така схема надалі використовується для проведення різних видів розрахунків режимів: потокорозподілу потужності (load flow), аналізу впливу СЕС на напругу в мережі, розподіл втрат потужності, оцінку перетоків активної та

реактивної потужності тощо. Кожен елемент схеми – шина, лінія, трансформатор, навантаження чи генератор – у PowerFactory є окремим об'єктом з власними параметрами (номінальна напруга, потужність, тип елемента, режим роботи), які зберігаються в базі даних проєкту. Завдяки цьому модель є, а повноцінною розрахунковою схемою, на якій можна виконувати імітаційні дослідження.

Після запуску програмного середовища DlgSILENT PowerFactory створюється новий проєкт або відкривається раніше підготовлений. Далі переходять у вікно однолінійної схеми (Single Line Diagram), де на панелі інструментів обирають необхідні елементи. На початковому етапі встановлюються шина та джерело живлення, які представляють собою вузол приєднання нашої мережі 10 кВ до вищого рівня енергосистеми. У панелі елементів обирається об'єкт типу Busbar (шина) та елемент типу External Grid або Slack (джерело живлення), після чого вони розміщуються на полі схеми. У вікні параметрів для цих елементів задається номінальна напруга – у нашому випадку 10 кВ (рис. 3.1). Це важливо, оскільки всі подальші розрахунки будуть прив'язані до обраного класу напруги, а некоректне значення може призвести до неправильних результатів.

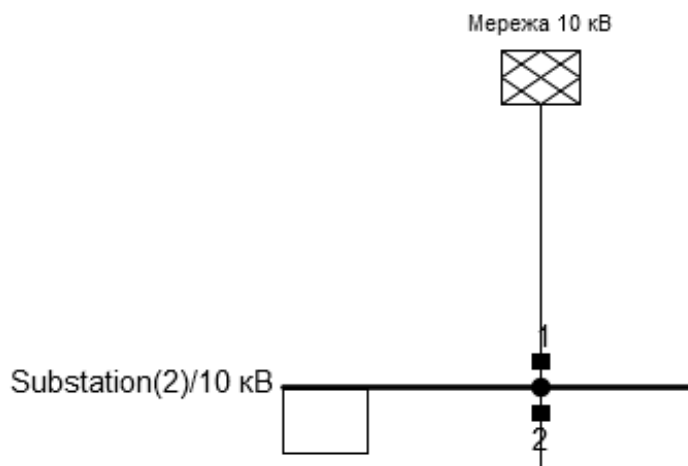


Рис. 3.1 Вибір шин та джерела живлення

На наступному етапі до створеної шини середньої напруги 10 кВ приєднується силовий трансформатор, який з'єднує її із шиною низької напруги

0,4 кВ. Саме через цей трансформатор розподільча мережа 0,4 кВ отримує живлення від мережі 10 кВ. Для цього з панелі елементів обирається об'єкт типу Transformer (двохобмотковий силовий трансформатор) і вставляється між шиною 10 кВ та майбутньою шиною 0,4 кВ. У параметрах трансформатора T1 задається тип 10/0,4 кВ та номінальна потужність 160 кВА (рис. 3.2, 3.3). Також при потребі можна задати параметри втрат, напруго-перенапруги КЗ, групу з'єднання обмоток, клас напруги обмоток, опори розсіювання тощо. На стороні низької напруги створюється шина 0,4 кВ, яка буде початковою точкою для кабельної лінії розподільчої мережі.

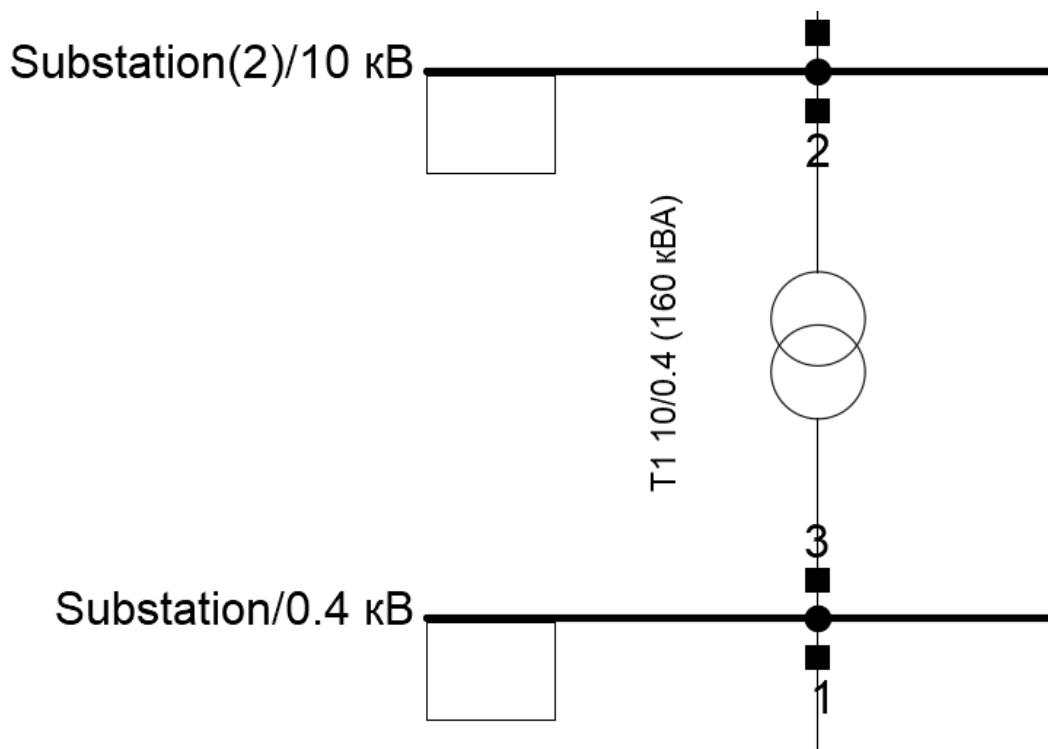


Рис. 3.2 Встановлення трансформатора та шини 0.4кВ

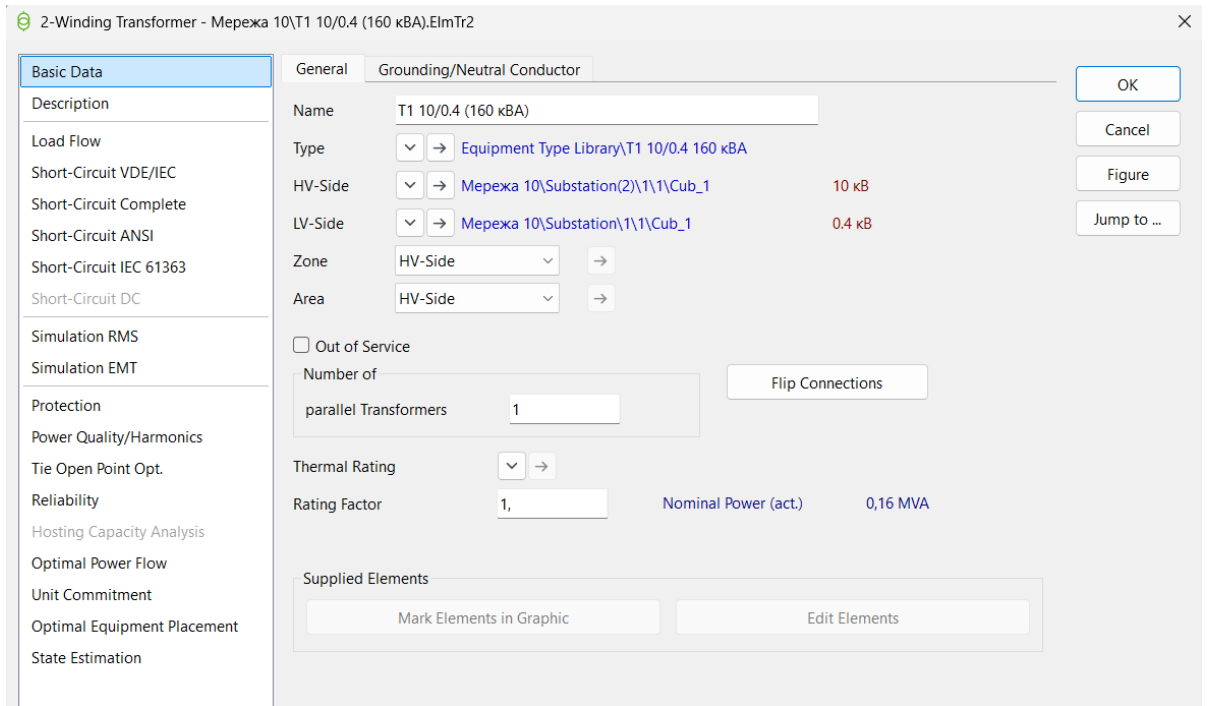


Рис. 3.3 Технічні параметри трансформатора.

Після створення шин і трансформатора переходять до моделювання кабельної лінії 0,4 кВ, яка відходить від шини низької напруги та живить споживачів – житлові будинки з даховими СЕС. На рис. 3.4 показано, що від шини 0,4 кВ прокладається кабель із перерізом  $4 \times 240 \text{ мм}^2$ , який послідовно проходить через три проміжні вузли. Ці вузли умовно розташовуються вздовж вулиці з кроком 100 м один від одного. У PowerFactory для цього використовують елемент Line (ElmLine) або Cable (ElmCabl), де в параметрах вказуються тип кабелю, довжина, переріз, матеріал (мідь або алюміній), опори та провідність. Для кожного відрізка кабельної лінії між двома вузлами задається довжина 100 м, а загальна довжина лінії буде відповідати сумі всіх таких відрізків.

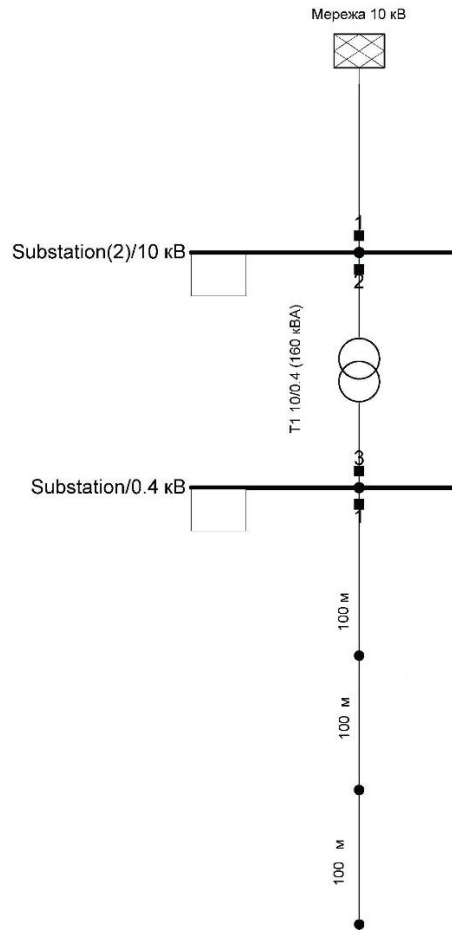


Рис. 3.4 З'єднання кабеля з вузлами навантаження.

The screenshot shows the configuration window for a cable line. The 'Basic Data' tab is active, showing the following parameters:

- Name: 100 M
- Type: ...\Cables\IEC\1KV\AI\PVC\NAYRY 4x240sm 0.6/1kV
- Terminal i: Мережа 10\Substation(2)\3\Cub\_1 (0.4 кВ)
- Terminal j: Мережа 10\Terminal(2)\Cub\_1 (Terminal(2))
- Zone: Terminal i
- Area: Terminal i
- Out of Service:
- Number of parallel Lines: 1
- Parameters:
  - Thermal Rating: [dropdown]
  - Length of Line: 0.1 km
  - Derating Factor: 1
  - Laying: Ground
- Type of Line: Cable
- Line Model:
  - Lumped Parameter (PI)
  - Distributed Parameter
- Sections/Line Loads: [button]

Resulting Values:

Nominal Current (act.)	0.365 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	0.01458558 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	29.69598 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	0.01267 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	0.00722566 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	0.05067 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	0.02890265 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0.01280035 A
Earth Factor, Magnitude	0.9998014
Earth Factor, Angle	0.00648543 deg

Рис. 3.5 Налаштування відрізка КЛ-0,4кВ між двома вузлами

На рис. 3.5 демонструється налаштування відрізка КЛ-0,4 кВ між двома сусідніми вузлами. У вікні параметрів відрізка кабелю задаються: довжина (100 м), тип і переріз ( $4 \times 240 \text{ мм}^2$ ), номінальна напруга (0,4 кВ), а також інші технічні характеристики, які можуть братися з бібліотеки стандартних кабелів PowerFactory або вводитися вручну за довідниковими даними. Важливо коректно налаштувати ці параметри, адже від них залежить розрахунок струмів навантаження, падіння напруги вздовж лінії та величина втрат потужності.

Коли кабельна лінія 0,4 кВ із трьома вузлами через кожні 100 м змодельована, наступним ключовим кроком є задання навантажень житлових будинків та генерації від дахових сонячних електростанцій у цих вузлах. Саме на цьому етапі схема перетворюється на реалістичну модель, яка відображає реальний режим роботи мережі з конкретними споживачами й джерелами електроенергії.

У середовищі DIgSILENT PowerFactory житлові будинки моделюються за допомогою елемента Load (ElmLod), а дахові СЕС – за допомогою елемента Generator/PV (ElmGenstat) або спеціального PV-об'єкта (залежно від версії програми), як показано на рис. 3.6. Для кожного вузла кабельної лінії 0,4 кВ задається свій набір елементів: наприклад, навантаження будинку і приєднана до нього СЕС. Це дозволяє відобразити різну структуру споживання й генерації вздовж лінії та оцінити, як саме дахові СЕС впливають на профіль напруги та перетоки потужності.

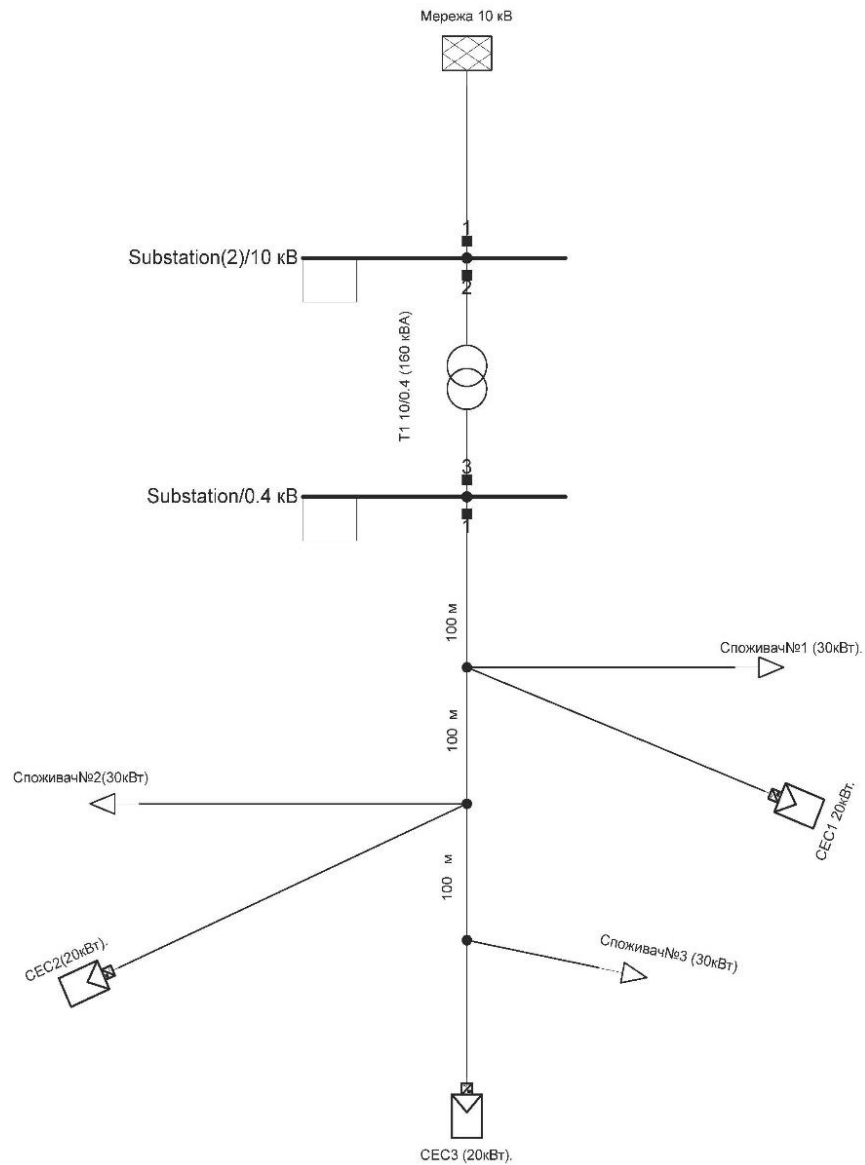


Рис. 3.6 Загальна схема дослідження

Для моделювання житлового будинку у вікні параметрів елемента Load задається активна та реактивна потужність споживання. В нашому випадку для будинку приймається потужність 30 кВт (рис. 3.7). При потребі можна задати тип навантаження (PQ, статичне; ZIP-модель; залежність від напруги тощо), коефіцієнт потужності  $\cos\phi$ , характер навантаження (індуктивне чи ємнісне). Такі налаштування дозволяють більш точно відтворити реальний режим споживання електроенергії в побутових умовах.

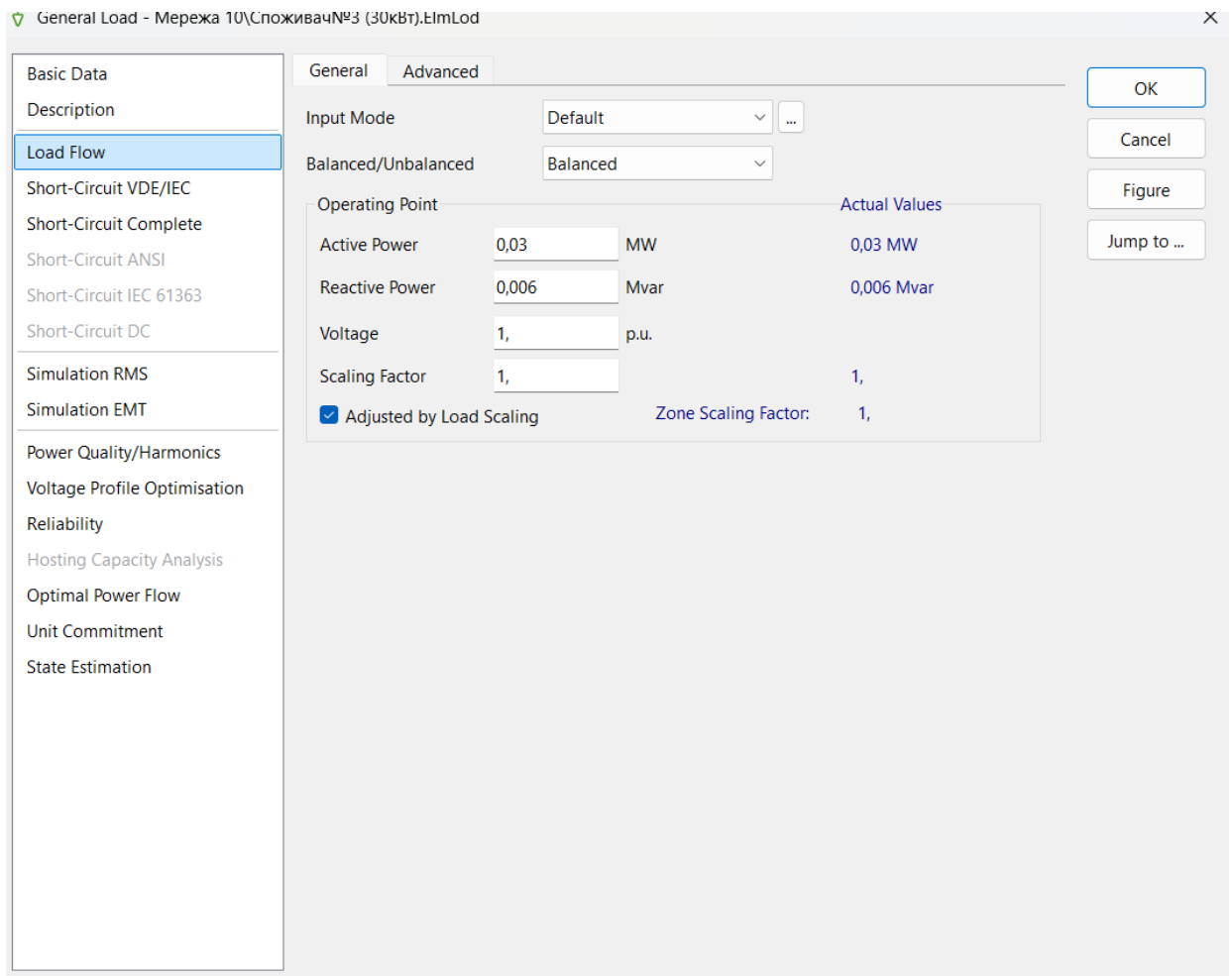


Рис. 3.7 Налаштування потужності споживання будику.

Аналогічно, для моделювання дахової сонячної електростанції у тому самому вузлі до шини підключається елемент Generator/PV. У параметрах цього елемента задається номінальна активна потужність генерації – у нашому прикладі 20 кВт (рис. 3.8). Також можна задавати робочий  $\cos\phi$ , режим регулювання (наприклад, підтримка напруги чи фіксований  $\cos\phi$ ), обмеження по потужності та інші параметри, характерні для інверторних джерел. Таким чином у кожному вузлі споживання частково компенсується генерацією від СЕС, що впливає на потоки потужності по лінії та рівень напруги на інших ділянках мережі.

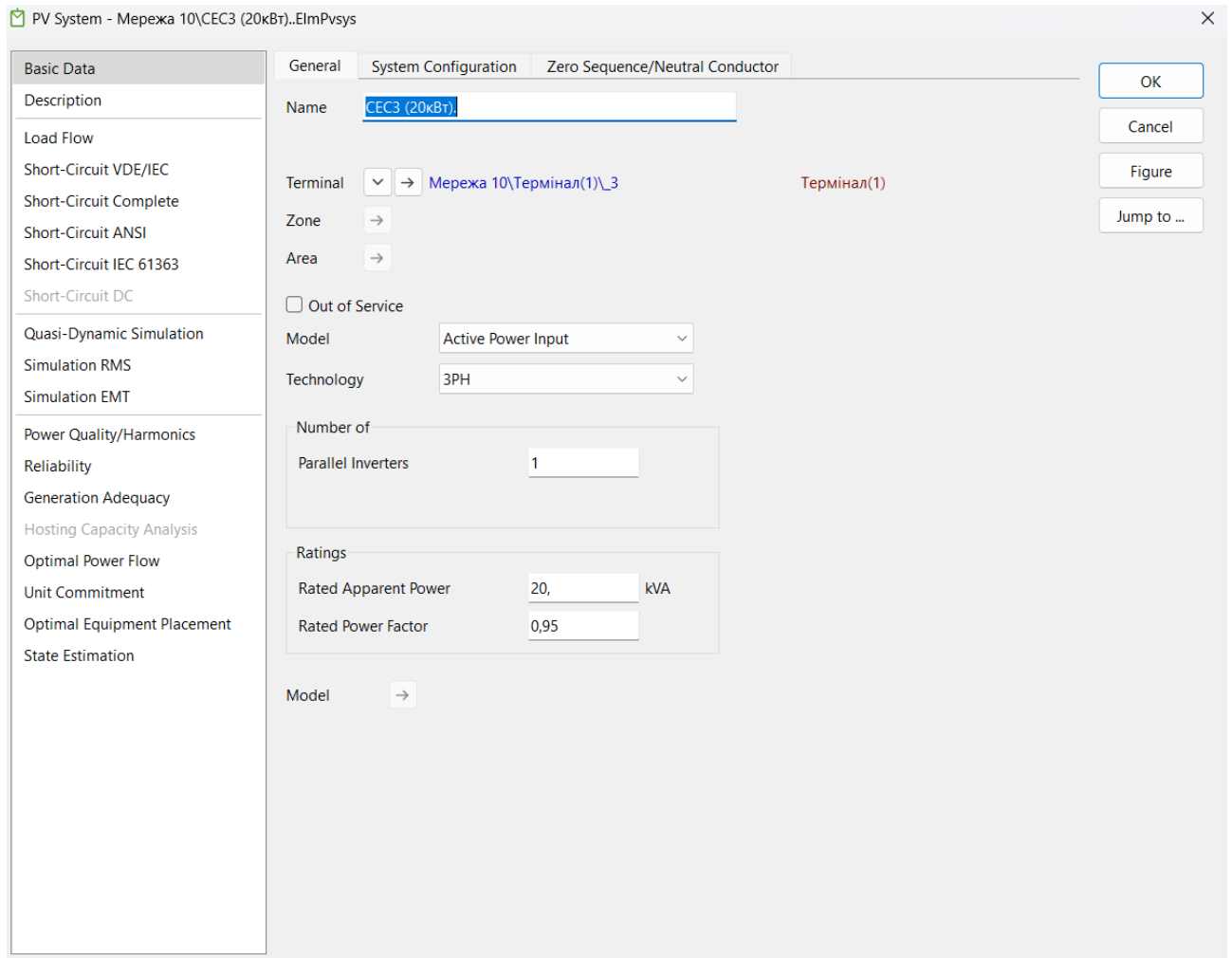


Рис. 3.8 Налаштування генерації СЕС на даху будинку

Параметри, наведені на рис. 3.7 та рис. 3.8, застосовуються для всіх будинків із даховими СЕС, зображених на загальній схемі (рис. 3.6). Тобто в кожному з трьох вузлів кабельної лінії 0,4 кВ підключається навантаження будинку потужністю 30 кВт та дахова СЕС потужністю 20 кВт. Така симетрична структура дає змогу порівняти режими роботи мережі з урахуванням розподіленої генерації та без неї, а також проаналізувати, як змінюється напруга на кінцевих вузлах лінії, яка частка навантаження покривається локальною генерацією, та якими є перетоки потужності в напрямку до підстанції.

Параметри згідно рис. 3.7 та рис. 3.8 застосовуються для всіх що є будинків з даховити СЕС що зображені на рис. 3.6.

### 3.3 Аналіз моделювання роботи розподільної мережі з даховими СЕС

У програмі DIgSILENT PowerFactory змодельовано розподільчу мережу 0,4 кВ, що живиться від трансформатора Т1 (10/0,4 кВ, 160 кВА) і містить три вузли навантаження (споживання) та дві дахові сонячні електростанції (СЕС1 і СЕС2) потужністю по 20 кВт. Розглянуто два граничних режими:

- Сценарій 1 – 0% генерації: СЕС відключені (генерація відсутня), вся електроенергія для навантажень надходить через трансформатор з мережі(рис.3.9).

- Сценарій 2 – 90% генерації: СЕС працюють майже на повну потужність (близько 90% від встановленої, денний максимум), що відповідає піковій сонячній генерації в середині дня. У цьому режимі більша частина активної потужності навантажень покривається місцевою генерацією СЕС (рис.3.10).

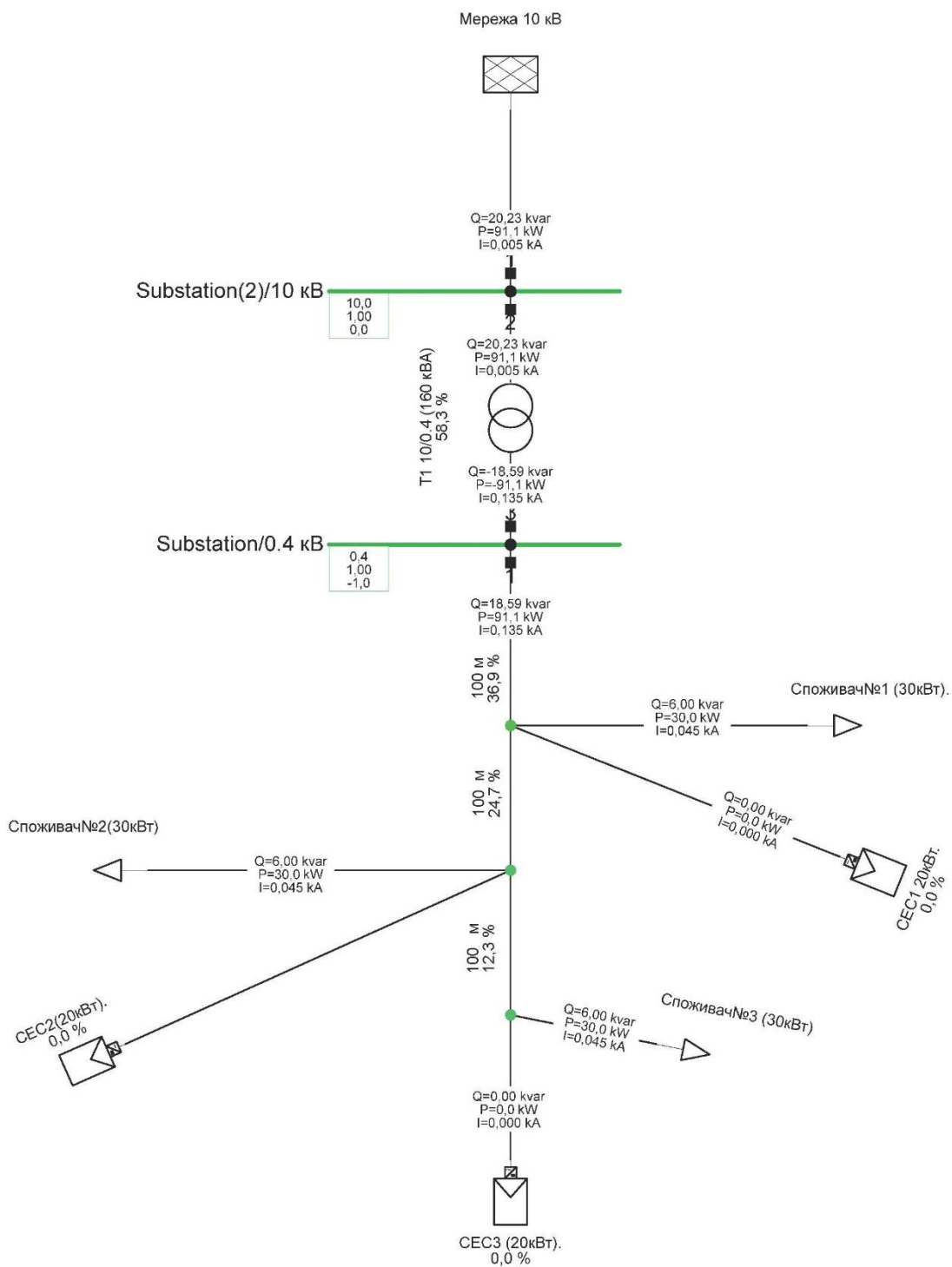


Рис. 3.9 Лінія при 0% генерації.

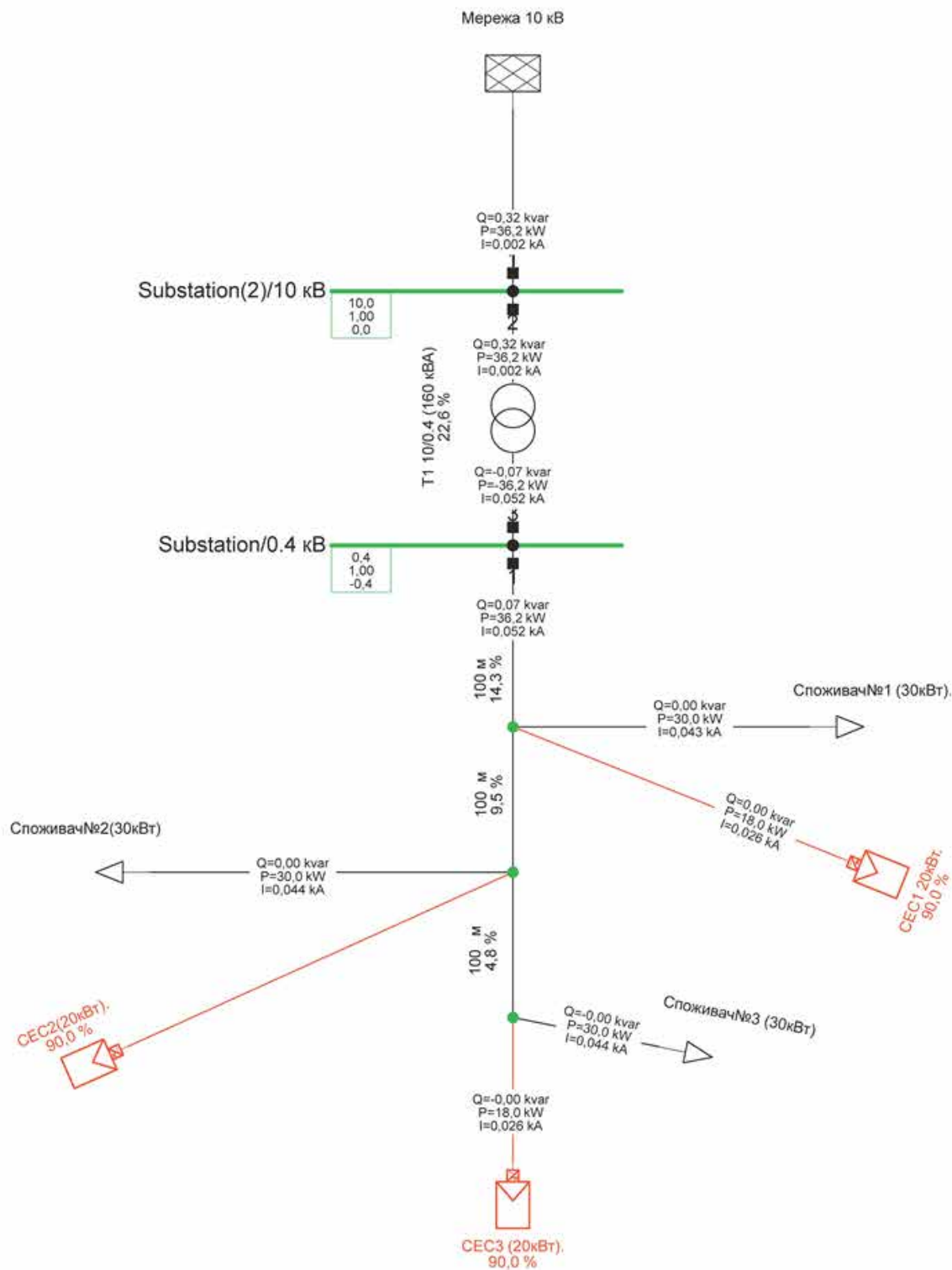


Рис. 3.10 Лінія при 90% генерації.

Метою моделювання було порівняти розподіл струмів, активної (P) та реактивної (Q) потужності, рівні завантаження обладнання (трансформатора Т1 і трьох основних ділянок лінії) та генерацію СЕС у цих двох режимах. Нижче наведено узагальнені результати.

Метою моделювання було порівняти розподіл струмів, активної (P) та реактивної (Q) потужності, рівні завантаження обладнання (трансформатора Т1 і трьох основних ділянок лінії) та генерацію СЕС у цих двох режимах. Нижче наведено узагальнені результати.

Наведена таблиця містить ключові параметри роботи мережі для обох сценаріїв – без генерації та при 90% від максимальної генерації СЕС. Показані значення струму (I), активної потужності (P), реактивної потужності (Q) та рівня завантаження (%) для трансформатора і кожної з трьох ділянок лінії, а також потужність, що генерується СЕС1 і СЕС2:

Таблиця 3.1

### Результати досліджень

Елемент мережі	I (0%)  кА	P (0%)  кВт	Q (0%) >квар	Завантаження (0%)	I (90%) кА	P (90%) кВт	Q (90%) квар	Завантаження (90%)
Трансформатор Т1 (160 кВА)	0,135	90	25	56,9%	0,06	36	22	10%
Лінія 1 (від Т1, 100 м)	0,130	90	25	36,0%	0,06	36	22	6%
Лінія 2 (середня, 100 м)	0,090	60	16	24,1%	0,024	6	16	7%
Лінія 3 (до дальнього вузла, 100 м)	0,045	30	8	12,0%	0,012	3	8	3%
СЕС1 (дахова, 20 кВт)	0	0,0	0,00	0%	0,029	18,0	0	90%
СЕС2 (дахова, 20 кВт)	0	0,0	0,00	0%	0,029	18,0	0	90%

Як видно з таблиці, у режимі без генерації практично весь струм і потужність проходять через трансформатор Т1. Трансформатор завантажений більш ніж наполовину ( $\approx 57\%$ ), а струми в лініях сягають значень, відповідних 36%, 24% і 12% від допустимих (для трьох послідовних ділянок).

Натомість при 90% генерації більша частина активної потужності навантажень виробляється місцево двома СЕС, тому струми і передана через трансформатор потужність різко зменшуються. Трансформатор в цей момент використовує лише близько 10% своєї потужності (проти  $\sim 57\%$  без СЕС), а струми в лініях падають у кілька разів – рівні їх завантаження не перевищують кількох відсотків. Наприклад, за розрахунками, перша (головна) ділянка лінії навантажена лише  $\sim 6\%$  (проти 36% без генерації), а третя –  $\sim 3\%$  замість 12%. Таким чином, мережа при високій генерації СЕС працює з значно меншими струмами і навантаженням на обладнання. При цьому генерація кожної СЕС близька до 18–20 кВт (струм  $\sim 0,03$  кА на фазі), а власне СЕС віддають  $\sim 90\%$  своєї номінальної потужності (решта 10% – резерв, невикористаний через роботу не на повну потужність). У режимі 0% для порівняння струм і потужність СЕС рівні нулю (генерація відсутня). Всі наведені дані узгоджуються з результатами моделювання в PowerFactory.

Зміна режимів роботи мережі при переході від 0% до 90% генерації.

Перехід від режиму без генерації до сценарію з високою часткою виробітку СЕС істотно змінює картину потоків потужності в мережі. Коли генерація відсутня (0%), усі споживачі повністю живляться від вищого рівня мережі через трансформатор Т1. У такому випадку через точку приєднання до мережі (трансформатор) має передаватися вся активна потужність навантаження ( $\sim 90$  кВт), а також забезпечуватися компенсація реактивної складової ( $\sim 25$  квар при  $\cos \varphi \approx 0,97$ ). Через це трансформатор та головна ділянка лінії працюють у відносно напруженому режимі: фазний струм становить близько 0,13 кА, що відповідає приблизно 57% номінального навантаження трансформатора та орієнтовно 30–40% використання допустимого струму ліній. У цьому режимі напруга в кінцевих точках лінії є найменшою, оскільки по довжині траси

виникають помітні спадання напруги через значні робочі струми. Втрати потужності в проводах також максимальні, адже вони пропорційні квадрату струму ( $I^2$ ): чим більший струм у гілках мережі, тим більше тепла виділяється в провідниках.

У режимі, коли дахові СЕС покривають близько 90% від розрахункової генерації, ситуація докорінно змінюється. Значну частину активної потужності споживання тепер виробляють місцеві джерела – СЕС1 та СЕС2. Із загальних ~90 кВт навантаження приблизно 36 кВт (приблизно 40%) генеруються безпосередньо у вузлах, де встановлені станції, а через трансформатор потрібно передавати лише залишок активної потужності – близько 54 кВт. Якщо врахувати ще й втрати в мережі, реальне навантаження на трансформатор стає ще меншим: у моделі показано, що вже при 80% генерації СЕС завантаження трансформатора падає до ~18–19%, а при 90% воно оцінюється приблизно на рівні 10%. Тобто обсяг активної потужності, яку потрібно «затягувати» з вищого рівня мережі, зменшується у кілька разів.

Відповідно, різко падають і струми в елементах мережі, особливо за вузлами з підключеними СЕС: потоки потужності від трансформатора до цих вузлів стають значно меншими. Для найвіддаленішої ділянки лінії струм зменшується практично до нуля – близько 12 А проти 45 А у випадку без СЕС, оскільки віддалений споживач майже повністю забезпечується місцевою генерацією. На проміжній ділянці також фіксуються невеликі струми (приблизно 24 А замість 90 А), адже там частина навантаження живиться від своєї СЕС, а далі по лінії передається лише невелика частка потужності. Лише на першій ділянці від трансформатора струм залишається на рівні ~60 А, оскільки один зі споживачів не має власної СЕС і продовжує отримувати всю потужність безпосередньо з мережі. Водночас ці ~60 А – це менше половини струму, який протікав при відсутності генерації.

Розподіл потоків активної потужності. Для сценарію з 90% генерації основна частина потужності виробляється та споживається безпосередньо у вузлах, а через трансформатор проходить лише балансуєча різниця. Фактично

СЕС «розвантажують» як сам трансформатор, так і розподільчу лінію, оскільки енергія подається у точки споживання локально, а не «тягнеться» по всій мережі з центра. Таким чином, трансформатор забезпечує переважно ту частину кіловат-годин, якої не вистачає до повного покриття навантажень від СЕС (у розрахунковому прикладі – близько 60% загальної активної потужності). При цьому напрямок передачі потужності по всіх ділянках зберігається від мережі до споживачів (зворотного перетікання немає, бо генерація СЕС ще не перевищує сумарне навантаження).

Разом з тим, потоки на окремих відгалуженнях змінюються: на ділянках, розташованих за точкою підключення СЕС, може спостерігатися перерозподіл – частина потужності тече від СЕС до сусідніх вузлів. Наприклад, якщо СЕС2 у певний момент видає трохи більше, ніж потрібно її «рідному» споживачу, надлишок перетікає до сусіднього навантаження, знижуючи струми в лінії та навантаження трансформатора. У нашій моделі при 90% генерації кожна СЕС майже повністю покриває потреби свого вузла, тому такі перетоки між вузлами є незначними.

Поведінка напруги в мережі. Поява розподілених джерел також позначається на профілі напруг уздовж лінії. У режимі без СЕС найнижча напруга спостерігалася в найдальшому вузлі через сумарне падіння напруги на всіх попередніх ділянках при значних струмах. Коли в мережу підключено потужні СЕС, напруга в вузлах з генерацією, навпаки, має тенденцію до зростання. Оскільки частина струму для місцевих навантажень тепер надходить від СЕС, струм у лініях до цих вузлів зменшується, падіння напруги знижується, і в результаті кінцеві споживачі отримують напругу, ближчу до номінального значення.

За результатами моделювання в сценарії 90% генерації напруга у віддалених вузлах зросла на декілька відсотків порівняно з режимом без генерації та стала більш наближеною до напруги на шинах трансформатора. Це позитивно впливає на якість електропостачання – споживачі отримують напругу нормативного рівня. Водночас потрібно пам'ятати, що надмірна кількість

локальної генерації може викликати перенапруги: якби СЕС виробляли більше потужності, ніж споживається в мережі, напруга могла б вийти за верхню межу допустимого діапазону. В нашому прикладі (90% від номіналу) таких явищ не спостерігалось – мережа стабільно працює в заданому режимі.

Струми та завантаження обладнання. У порівнянні з режимом без СЕС, струми через трансформатор і лінії в сценарії з генерацією суттєво зменшилися. Трансформатор, який раніше був завантажений більш ніж на половину, тепер працює з великим резервом – менше 10–20% від свого номіналу. Це зменшує термічне навантаження на його обмотки, покращує тепловий режим, знижує ризик перевантажень та спрацьовування релейного захисту, а отже сприяє підвищенню надійності та продовженню строку служби.

Аналогічна ситуація спостерігається і для ліній: струми в них настільки зменшуються, що про перевантаження мова взагалі не йде. Максимальне значення (приблизно 60 А на першій ділянці) є значно нижчим за допустимий тривалий струм для обраного кабелю. На дальніх відрізках струми знаходяться в діапазоні ~12–24 А, тобто кабель фактично працює «у легкому режимі». Зменшення струмів безпосередньо впливає на втрати: активні втрати в проводах, що визначаються як  $I^2R$ , у режимі з СЕС стають помітно меншими. Таким чином, загальний ККД розподільчої мережі покращується. Оціночні результати моделювання показують, що перехід від 0% до 90% генерації може знизити втрати потужності на лініях на десятки відсотків (у нашому випадку більш ніж удвічі), тобто більша частка виробленої електроенергії реально доходить до кінцевих споживачів.

Розподіл реактивної потужності. Окремо слід наголосити, що в розглянутій моделі СЕС працюють з коефіцієнтом потужності, близьким до одиниці, тобто фактично генерують лише активну потужність. Через це покриття реактивної складової як і раніше забезпечується з боку мережі. При 0% генерації через трансформатор передавалося близько 25 квар, і при 90% ця величина не зменшується так суттєво, як активна потужність. Струм у мережі загалом

менший, але реактивна частина струму залишається близькою до попередньої, оскільки характер навантажень (індуктивні споживачі) не змінюється.

Напруги в мережі. Наявність розподіленої генерації помітно змінює розподіл напруг уздовж розподільчої лінії. У вихідному режимі без роботи СЕС найнижче значення напруги спостерігалось на найбільш віддаленому від трансформатора вузлі, що пов'язано з сумарним падінням напруги на всіх ділянках лінії за наявності значних навантажувальних струмів. Коли ж частка генерації дахових СЕС є високою, напруга в точках приєднання цих станцій має тенденцію до зростання. Це пояснюється тим, що СЕС підводять струм безпосередньо в локальну мережу, через що струми на окремих відрізках зменшуються, відповідно знижуються і втрати напруги, а рівень напруги у кінцевих споживачів наближається до номінального.

За результатами моделювання встановлено, що при сценарії з 90% генерації напруга у віддалених вузлах зростає на кілька відсотків у порівнянні з режимом без генерації й стає ближчою до напруги на шинах трансформатора. Це покращує показники якості електропостачання – споживачі отримують більш «нормовану» напругу. Водночас слід враховувати ризик перенапруг: якщо б сумарна потужність СЕС перевищила локальне споживання, напруга могла б вийти за верхню межу допустимого діапазону. У розглянутому випадку (90% від розрахункової генерації) таких явищ не зафіксовано – мережа працює стабільно, без перевищення напруги.

Струми та завантаження обладнання. Перехід до режиму з працюючими СЕС призводить до помітного зменшення струмів у трансформаторі та по всій протяжності ліній. Трансформатор, який у вихідному режимі був завантажений більш ніж на 50% від номіналу, в умовах високої частки місцевої генерації працює з великим резервом – на рівні менше 10–20% від розрахункової потужності. Це сприятливо впливає на експлуатаційні характеристики: знижується нагрів обмоток, зменшується ймовірність перевантаження та спрацьовування захисних пристроїв, подовжується ресурс обладнання.

Аналогічна тенденція спостерігається і для розподільчих ліній. Робочі струми зменшуються настільки, що лінії фактично не наближаються до граничних значень пропускної здатності. Максимальний струм близько 60 А на першій ділянці істотно менший за допустимий для обраного кабелю. На віддалених відрізках струми взагалі невеликі (порядку 12–24 А), тобто кабель працює у «легкому» режимі. Зменшення струмів прямо веде до скорочення втрат активної потужності на нагрів: оскільки втрати визначаються виразом  $I^2R$ , то при менших струмах тепловиділення в проводах помітно падає. Отже, в сценарії з СЕС сумарні втрати в мережі суттєво нижчі, ніж у режимі без генерації. Це підвищує загальний ККД системи розподілу. Оціночні розрахунки показують, що перехід від 0% до 90% генерації дозволяє зменшити втрати на лініях на десятки відсотків (у моделі – більш ніж удвічі), тобто більша частина виробленої електроенергії фактично доходить до споживачів.

Розподіл реактивної потужності. У розрахунковій моделі передбачається робота СЕС з коефіцієнтом потужності, близьким до одиниці, тобто інвертори станцій практично не генерують реактивну складову й працюють переважно по активній потужності. Через це забезпечення реактивної потужності навантажень, як і раніше, покладається на мережу вищого рівня. При 0% генерації через трансформатор передавалося приблизно 25 квар, і навіть при 90% генерації ця величина зменшується значно менше, ніж активна потужність.

Хоча загальний струм через трансформатор падає, його реактивна складова змінюється не так суттєво, оскільки характер споживачів (індуктивні навантаження) залишається тим самим. У результаті зменшується передусім активна компонента струму, тоді як реактивна частина залишається майже на попередньому рівні, що призводить до погіршення  $\cos \varphi$  на стороні трансформатора (умовно з  $\sim 0,97$  до  $\sim 0,85$  у розрахунковому прикладі). Це не створює критичної загрози для режиму роботи мережі, але свідчить про зростання частки реактивного струму при високій долі локальної генерації.

Наявність розподіленої генерації помітно змінює розподіл напруг уздовж розподільчої лінії. У вихідному режимі без роботи СЕС найнижче значення

напруги спостерігалось на найбільш віддаленому від трансформатора вузлі, що пов'язано з сумарним падінням напруги на всіх ділянках лінії за наявності значних навантажувальних струмів. Коли ж частка генерації дахових СЕС є високою, напруга в точках приєднання цих станцій має тенденцію до зростання. Це пояснюється тим, що СЕС підводять струм безпосередньо в локальну мережу, через що струми на окремих відрізках зменшуються, відповідно знижуються і втрати напруги, а рівень напруги у кінцевих споживачів наближається до номінального.

За результатами моделювання встановлено, що при сценарії з 90% генерації напруга у віддалених вузлах зростає на кілька відсотків у порівнянні з режимом без генерації й стає ближчою до напруги на шинах трансформатора. Це покращує показники якості електропостачання – споживачі отримують більш «нормовану» напругу. Водночас слід враховувати ризик перенапруг: якщо б сумарна потужність СЕС перевищила локальне споживання, напруга могла б вийти за верхню межу допустимого діапазону. У розглянутому випадку (90% від розрахункової генерації) таких явищ не зафіксовано – мережа працює стабільно, без перевищення напруги.

Перехід до режиму з працюючими СЕС призводить до помітного зменшення струмів у трансформаторі та по всій протяжності ліній. Трансформатор, який у вихідному режимі був завантажений більш ніж на 50% від номіналу, в умовах високої частки місцевої генерації працює з великим резервом – на рівні менше 10–20% від розрахункової потужності. Це сприятливо впливає на експлуатаційні характеристики: знижується нагрів обмоток, зменшується ймовірність перевантаження та спрацьовування захисних пристроїв, подовжується ресурс обладнання.

Аналогічна тенденція спостерігається і для розподільчих ліній. Робочі струми зменшуються настільки, що лінії фактично не наближаються до граничних значень пропускної здатності. Максимальний струм близько 60 А на першій ділянці істотно менший за допустимий для обраного кабелю. На віддалених відрізках струми взагалі невеликі (порядку 12–24 А), тобто кабель

працює у «легкому» режимі. Зменшення струмів прямо веде до скорочення втрат активної потужності на нагрів: оскільки втрати визначаються виразом  $I^2R$ , то при менших струмах тепловиділення в проводах помітно падає. Отже, в сценарії з СЕС сумарні втрати в мережі суттєво нижчі, ніж у режимі без генерації. Це підвищує загальний ККД системи розподілу. Оціночні розрахунки показують, що перехід від 0% до 90% генерації дозволяє зменшити втрати на лініях на десятки відсотків (у моделі – більш ніж удвічі), тобто більша частина виробленої електроенергії фактично доходить до споживачів.

Розподіл реактивної потужності. У розрахунковій моделі передбачається робота СЕС з коефіцієнтом потужності, близьким до одиниці, тобто інвертори станцій практично не генерують реактивну складову й працюють переважно по активній потужності. Через це забезпечення реактивної потужності навантажень, як і раніше, покладається на мережу вищого рівня. При 0% генерації через трансформатор передавалося приблизно 25 квар, і навіть при 90% генерації ця величина зменшується значно менше, ніж активна потужність.

Хоча загальний струм через трансформатор падає, його реактивна складова змінюється не так суттєво, оскільки характер споживачів (індуктивні навантаження) залишається тим самим. У результаті зменшується передусім активна компонента струму, тоді як реактивна частина залишається майже на попередньому рівні, що призводить до погіршення  $\cos \varphi$  на стороні трансформатора (умовно з  $\sim 0,97$  до  $\sim 0,85$  у розрахунковому прикладі). Це не створює критичної загрози для режиму роботи мережі, але свідчить про зростання частки реактивного струму при високій долі локальної генерації.

На практиці для покращення ситуації можна використовувати інвертори СЕС із можливістю регулювання коефіцієнта потужності (генерація або споживання реактивної потужності) чи додаткові засоби компенсації (конденсаторні установки, регулятори напруги) безпосередньо в мережі низької напруги. У межах проведеного моделювання цей фактор не призвів до погіршення стійкості чи якості електропостачання, однак його доцільно

враховувати при подальшому проектуванні та оптимізації режимів роботи мережі з великою часткою СЕС.

### **3.4. Висновок до розділу.**

Включення 90% дахової сонячної генерації в розподільну мережу продемонструвало переваги у вигляді підвищення ефективності (менші втрати, краща напруга) та зниження навантаження на мережеве обладнання. Мережа працює більш економічно, трансформатор і лінії недовантажені, що створює резерв для покриття піків навантаження або розвитку мережі. При цьому необхідно врахувати аспекти керування напругою та захисту при високій частці розподіленої генерації, щоб забезпечити надійну і безпечну роботу. Загалом, результати моделювання свідчать, що мережа ефективно, безпечно і стабільно працює за наявності високої частки дахових СЕС (до ~90% від їх встановленої потужності), за умови належного регулювання режимів.

## РОЗДІЛ 4

### ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ПРОГРАМНОГО КОМПЛЕКСУ POWERFACTORY

#### 4.1 Обґрунтування вибору програмного комплексу PowerFactory

У цій дипломній роботі для дослідження роботи розподільної електромережі використовується програмний комплекс PowerFactory. Основна його перевага в тому, що він дозволяє моделювати навантаження ліній та трансформатора не на реальному обладнанні, а в комп'ютерному середовищі. Тобто ми будемо схемувати мережу на екрані, задаємо параметри ліній, трансформатора, навантажень, сонячних електростанцій на дахах будинків, і програма рахує, що буде відбуватись у мережі в різних режимах.

Такий підхід набагато вигідніший і безпечніший, ніж проводити експерименти безпосередньо в реальній електромережі. У реальних умовах будь-які «спроби» змінити режим роботи мережі, навмисно перевантажити лінію чи трансформатор, відключити якусь ділянку або різко змінити навантаження, пов'язані з ризиком аварії та відключення споживачів. Оператор системи розподілу просто не дозволить «гратися» з реальною мережею лише заради навчальних чи дослідних цілей. У PowerFactory ж усі ці експерименти проводяться на математичній моделі, тому навіть якщо ми змоделюємо аварійний чи завідомо неправильний режим, у реальному житті нічого не станеться.

У програмі можна детально задати параметри мережі: довжину та переріз ліній, напругу, схему з'єднання, потужність трансформатора, типи навантажень, а також параметри дахових сонячних електростанцій (встановлену потужність, підключення, графік генерації тощо). Далі PowerFactory виконує розрахунок усталеного режиму і показує, які струми протікають по лініях, яка напруга в різних вузлах, наскільки завантажений трансформатор, які технічні втрати

виникають. Завдяки цьому можна побачити, як саме поява сонячних станцій на дахах будинків впливає на роботу всієї мережі.

Ще одна велика перевага — це можливість швидко перевіряти різні варіанти. Наприклад, ми можемо:

- збільшити або зменшити їхню встановлену потужність;
- змінити схему приєднання;
- змінити графік навантаження споживачів.

Після кожної такої зміни достатньо запустити розрахунок, і PowerFactory покаже новий розподіл навантажень, напруг і втрат. У реальній мережі виконати стільки варіантів було б нереально: на це потрібно багато часу, узгоджень, відключень і залучення персоналу. У симуляторі ж усе обмежується кількома натисканнями кнопок.

Окремо варто відзначити економічну вигоду такого підходу. Щоб провести реальні експерименти в мережі, потрібні:

- планування робіт;
- оформлення нарядів;
- участь оперативно-ремонтного персоналу;
- можлива зупинка частини споживачів;
- додаткові вимірювання та обладнання.

Усе це коштує грошей і займає час. До того ж будь-які відхилення від нормального режиму (перевантаження, великі відхилення напруги) призводять до зайвих втрат електроенергії та погіршення якості електропостачання. У випадку з PowerFactory ми один раз налаштовуємо модель, а потім скільки завгодно разів запускаємо розрахунки. Жодних додаткових витрат на реальні роботи немає, і ніякі споживачі не страждають від наших «експериментів».

Також важливо, що в програмі набагато простіше аналізувати результати. На екрані одразу видно схему мережі, напрямок потоків потужності, величини струмів, перевантажені елементи виділяються. Можна побудувати графіки зміни напруги вдовж лінії, подивитись завантаження трансформатора при різних режимах, порівняти варіанти з СЕС та без СЕС.

Ще одна перевага — відсутність людського фактору під час експериментів. У реальній мережі завжди є ризик помилки: хтось не так переключив апаратуру, не так зчитав покази приладів, неправильно зафіксував дані. У PowerFactory у нас є чітко задана модель, і програма кожного разу рахує за одними й тими самими алгоритмами. Якщо ми не змінюємо вихідні дані, то й результат буде однаковий, тобто експеримент легко повторити та перевірити.

Крім того, PowerFactory дозволяє моделювати роботу мережі впродовж певного часу. Наприклад, можна задати добові графіки навантаження для будинків та добові графіки генерації для сонячних електростанцій, а потім подивитись, як протягом дня змінюється завантаження ліній та трансформатора. У реальності для цього довелося б встановлювати реєстратори, чекати кілька днів або тижнів, а потім обробляти великі обсяги даних. У симуляторі все робиться значно швидше: ми задаємо графіки та запускаємо часовий розрахунок.

Використання PowerFactory в цій дипломній роботі дає можливість:

- детально дослідити, як дахові сонячні електростанції впливають на навантаження ліній і трансформатора;
- уникнути будь-яких ризиків для реальних енергооб'єктів і споживачів;
- заощадити час і кошти, не проводячи дорогих і складних випробувань у реальній мережі;
- отримати наочні результати у вигляді графіків, діаграм, схем, які зручно аналізувати та оформляти в дипломі.

Саме тому моделювання в PowerFactory можна вважати набагато вигіднішим та зручнішим способом дослідження навантаження ліній і трансформаторів, ніж спроби повторити такі ж дослідження на справжніх енергооб'єктах.

Якщо порівнювати трудозатрати на проведення розрахунків і досліджень у реальній електромережі з трудозатратами при роботі в PowerFactory, різниця виходить дуже суттєвою. У реальних умовах навіть простий експеримент

перетворюється на складний набір дій, де бере участь багато людей, а в моделюванні все це виконується однією людиною за комп'ютером.

### **Трудовозатрати при натурних дослідях (натурних вимірюваннях)**

У реальних електричних мережах трудовозатрати на проведення одного експерименту можна приблизно описати як суму витрат часу на підготовку, проведення робіт та аналіз результатів. У загальному вигляді:

$$T_{\text{натур}} = T_{\text{підг}} + T_{\text{вим}} + T_{\text{оброб}} \quad (4.1)$$

де  $T_{\text{підг}}$  — час на підготовку документів, погодження, наряди;  $T_{\text{вим}}$  — час власне на виконання перемикачів і вимірювань;  $T_{\text{оброб}}$  — час на ручне перенесення даних і їх обробку.

Для кількох сценаріїв (наприклад, різних рівнів навантаження, різних потужностей СЕС) трудовозатрати ростуть лінійно:

$$T_{\text{натур, заг}} = n \cdot T_{\text{натур}} \quad (4.2)$$

де  $n$  — кількість варіантів, які треба дослідити.

Якщо підставити типові значення (умовно):

- $T_{\text{підг}} \approx 6-10$  годин
- $T_{\text{вим}} \approx 3-5$  години
- $T_{\text{оброб}} \approx 2$  години

то:

$T_{\text{натур}} \approx 11-17$  годин на один сценарій

А якщо потрібно дослідити 10 варіантів:

$T_{\text{натур, заг}} \approx 110-170$  годин

### **Трудовозатрати при моделюванні в PowerFactory**

$$T_{\text{мод}} = T_{\text{моделі}} + n \cdot T_{\text{розрах}} \quad (4.3)$$

де  $T_{\text{моделі}}$  — час на початкове створення моделі мережі;  $T_{\text{розрах}}$  — час на проведення одного розрахунку для одного сценарію;  $n$  — кількість варіантів, які треба прорахувати.

Особливість у тому, що:

$$T_{розр} \ll T_{моделі}$$

тобто розрахунок займає дуже мало часу — буквально секунди.

Для реальних значень:

- $T_{моделі} \approx 4-6$  годин
- $T_{розр} \approx 10-30$  секунд

Тоді для 10 варіантів

$$T_{моделі} = 5год + 10 \cdot 0,008год \approx 5,08год$$

Тобто менше 6 годин замість 110–170 годин при натурних випробуваннях.

### **Порівняння трудозатрат у вигляді коефіцієнта ефективності**

Щоб порівняння було наочним, можна ввести коефіцієнт трудозатрат:

Щоб порівняння було наочним, можна ввести коефіцієнт трудозатрат:

$$K = \frac{T_{натур, заг}}{T_{мод}} \quad (4.4)$$

Підставимо приблизні дані для 10 сценаріїв:

$$K = \frac{120год}{5год} = 24$$

Тобто моделювання у PowerFactory приблизно в 20–25 разів менше трудозатратне, ніж проведення реальних дослідів.

### **Формула оцінки трудозатрат із врахуванням кількості персоналу**

У натурних дослідях часто працює кілька спеціалістів. Тоді загальні людино-годин

$$H_{натур} = T_{натур} \cdot m \quad (4.5)$$

де  $m$  — кількість задіяних працівників (4–6).

$$H_{натур} = 15год \cdot 5 = 75 \text{ людино-годин на 1 сценарій}$$

Для 10 сценаріїв:

$$H_{натур, заг} = 750 \text{ людино-годин}$$

У PowerFactory працює зазвичай 1 студент:

$$H_{мод} = T_{мод} \cdot 1 = 5 \text{ людино-годин}$$

Порівняння

$$K_n = \frac{H_{\text{натур,заг}}}{H_{\text{мод}}} = \frac{750}{5} = 150 \quad (4.6)$$

Тобто з точки зору людеино-годин різниця може бути навіть у 150 разів.

## 4.2 Висновок до розділу

У цьому розділі було обґрунтовано доцільність застосування програмного комплексу PowerFactory для дослідження роботи розподільної електромережі з даховими сонячними електростанціями. Показано, що моделювання дозволяє детально аналізувати режими роботи ліній, трансформаторів, вузлів навантаження та генерувальних установок без необхідності проведення складних і небезпечних натурних експериментів у реальній мережі.

Порівняння трудозатрат продемонструвало суттєву перевагу комп'ютерного моделювання над натурними дослідженнями: розрахунки виконуються швидше, не потребують залучення значної кількості персоналу, не вимагають оформлення документів чи відключення споживачів, а також повністю виключають ризики аварійних ситуацій. Встановлено, що для однакової кількості сценаріїв дослідження моделювання у PowerFactory є в десятки разів ефективнішим за витратами часу та людеино-годинами.

Крім того, програмний комплекс забезпечує високу точність, повторюваність результатів та зручність графічного відображення режимів мережі, що значно полегшує аналіз впливу дахових СЕС на роботу електричних мереж. Здатність швидко змінювати параметри навантажень, конфігурацію мережі та характеристики генерувальних джерел робить PowerFactory незамінним інструментом для дослідницьких і навчальних цілей.

Таким чином, моделювання в PowerFactory є найбільш безпечним, економічно вигідним та інформативним методом дослідження роботи розподільних електричних мереж порівняно з натурними експериментами, що повністю підтверджує вибір програмного комплексу для виконання даної дипломної роботи.

## ВИСНОВКИ

У випускній магістерській роботі досліджено роботу розподільчої електромережі напругою 0,4 кВ, до якої приєднані житлові будинки з даховими сонячними електростанціями. Моделювання виконано у програмному комплексі DIgSILENT PowerFactory. На основі аналізу поточного стану розвитку розподільчих мереж, вимог нормативних документів та специфіки функціонування дахових СЕС показано, чому перехід до децентралізованої генерації є актуальним та чому для оцінки її впливу доцільно застосовувати засоби комп'ютерного моделювання режимів роботи мережі.

У теоретичному розділі узагальнено інформацію про розвиток розподільчих мереж 0,4–20 кВ, інтеграцію розподілених джерел енергії (DER) та роль дахових СЕС у формуванні локальних енергосистем. Окремо розглянуто поняття ємності прийому (hosting capacity) та основні проблеми, які виникають при масовому підключенні сонячних електростанцій: можливі перенапруги, коливання напруги, поява двосторонніх потоків потужності, ускладнення роботи релейного захисту. Наведено вимоги ключових міжнародних і національних стандартів щодо приєднання малих генераторів, зокрема IEC 61850, EN 50549, IEEE 1547, а також положення Кодексу систем розподілу НКРЕКП.

Окремий підрозділ присвячено конструкції та особливостям експлуатації дахових СЕС. Розглянуто вплив орієнтації та кута нахилу фотоелектричних модулів на виробіток, роботу інверторів у режимі пошуку точки максимальної потужності (MPPT), питання забезпечення якості електроенергії та оцінено економічну доцільність встановлення таких станцій для домогосподарств і малих підприємств.

У розрахунково-моделювальній частині сформовано детальну модель розподільчої мережі 0,4 кВ, що живиться від трансформатора 10/0,4 кВ потужністю 160 кВА. У мережі передбачено кілька вузлів навантаження та дахові СЕС встановленою потужністю по 20 кВт. Побудовано однолінійну схему, задано параметри ліній, трансформатора, навантажень та сонячних

електростанцій, після чого виконано розрахунки режимів при різних рівнях генерації з боку СЕС.

Основний акцент зроблено на порівнянні двох граничних варіантів роботи мережі: режиму без генерації (0 %, усі СЕС вимкнені) та режиму з високою часткою місцевої генерації (близько 90 % від сумарного навантаження, коли СЕС працюють поблизу номінальної потужності).

Результати моделювання показали, що підключення дахових СЕС суттєво змінює схему розподілу потоків потужності в мережі. У початковому режимі (0 % генерації) вся активна та реактивна потужність надходить через трансформатор з мережі вищої напруги, через що струми в лініях є відносно великими, на кінцевих ділянках спостерігаються помітні падіння напруги, а втрати потужності на лінії залишаються значними. За умов наближеної до максимальної генерації СЕС значну частину навантаження забезпечують локальні джерела, унаслідок чого навантаження на трансформатор різко зменшується, струми в більшості відгалужень знижуються, а втрати активної потужності в лініях скорочуються більш ніж удвічі. Показано, що при частці генерації 80–90 % завантаження трансформатора може зменшуватися до приблизно 10–20 % від його номінальної потужності.

Аналіз розподілу напруги по вузлах мережі підтвердив позитивний вплив розподіленої генерації на якість електропостачання. У режимі без СЕС напруга на найдальших споживачах є найменшою через суттєві падіння напруги вздовж фідера під дією струмів навантаження. Після підключення дахових СЕС напруга у вузлах із генерацією та у прилеглих споживачів підвищується та наближається до номінальної, що сприяє дотриманню допустимих відхилень напруги. Водночас відзначено, що при подальшому зростанні частки місцевої генерації можливе виникнення перенапруг, тому в реальних мережах необхідно контролювати ємність прийому та застосовувати функції регулювання напруги інверторами.

Окремо досліджено розподіл реактивної потужності. У прийнятій моделі інвертори СЕС працювали з коефіцієнтом потужності, близьким до одиниці,

тобто практично не брали участі в обміні реактивною потужністю. Через це забезпечення реактивної складової залишилось за мережею та трансформатором, що в режимах із високою часткою локальної генерації призвело до деякого погіршення  $\cos\varphi$  на стороні живильної підстанції. Зроблено висновок про доцільність використання режимів керування коефіцієнтом потужності інверторів СЕС або встановлення додаткових пристроїв компенсації реактивної потужності у кінцевих вузлах для підтримання прийняттого рівня  $\cos\varphi$  без перевантаження обладнання мережі.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Грицюк І., Волинець В., Грицюк Ю. Prospects for the integration of distributed energy sources into the Ukrainian power grid // Machinery and Energetics. – 2025. – Т. 16, № 1. – С. 130–145.
2. International Energy Agency. Empowering Ukraine Through a Decentralised Electricity System. – Paris: IEA, 2024. – 64 с.
3. Blinov I., Radziukynas V., Shymaniuk P. Smart Management of Energy Losses in Distribution Networks Using Deep Neural Networks // Energies. – 2025. – Vol. 18, No. 12. – Art. 3156.
4. GOPA International Energy Consultants GmbH. Post-War Development of the Renewable Energy Sector in Ukraine. – Energy Community Secretariat, 2024.
5. DIW Econ GmbH. Renewable Energy in Ukraine: Current Institutional Environment, Investment Barriers and Prospects. – Berlin: GIZ-Project, 2024. – 46 с.
6. Bandara W. G. C., Godaliyadda G. M. R. I., Ekanayake M. P. B., Ekanayake J. B. Coordinated PV Re-phasing: A Novel Method to Maximize Renewable Energy Integration in LV Networks by Mitigating Network Unbalances // arXiv preprint, 2020.
7. Caballero-Peña J., et al. Distributed energy resources on distribution networks: A review // Electric Power Systems Research. – 2022. – Vol. 212. – P. 108267.
8. Xu G., et al. Towards integrating distributed energy resources and control-protection in power systems // Energy. – 2016. – Vol. 115. – P. 1542–1553.
9. Panda S. An Insight into the Integration of Distributed Energy Resources // Applied Sciences. – 2022. – Vol. 12, No. 17. – Art. 8914.
10. Horowitz K., et al. An Overview of Distributed Energy Resource Interconnection Standards. – NREL Technical Report No. 72102. – Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2019.

11. Adham M. Distributed Energy Resources: A Systematic Literature Review. – Portland State University, 2025. – 38 p.
12. IEEE Std 1547-2018. Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. – New York: IEEE Standards Association, 2018. – 220 p.
13. Сонячна енергетика: шлях до енергетичної незалежності України // RepowerUA. – 19.09.2024. – URL: <https://repowerua.org/uk/novini/sonyachna-energetika-shlyah-do-energetichnoyi-nezalezhnosti-ukrayini/>.
14. Як обрати місце для встановлення сонячної електростанції (СЕС) // Ecotech.ua. – 14.03.2025. – URL: <https://www.ecotech.ua/yak-obraty-misce-dlya-vstanovlennya-sonyachnoyi-elektrostantsiyi-ses/>.
15. Сонячна енергія для бізнесу: як підприємства Києва переходять на власну генерацію // Generacia.energy. – 21.05.2025. – URL: <https://generacia.energy/zelenyj-tarif/sonjachna-energija-dlja-biznesu-jak-pidpriemstva-kiieva-perehodjat-na-vlasnu-generaciju/>.
16. Встановлення сонячних електростанцій (СЕС) в Україні: особливості та технології // Sanlarix.com.ua. – 29.09.2025. – URL: <https://sanlarix.com.ua/proczes-montazhu-sonyachnyh-stanczij-osoblyvosti-ta-tehnologiyi/>.
17. Не зовсім «зелена» енергетика: які ризики несуть ВДЕ // UA-Energy.org. – 30.10.2024. – URL: <https://ua-energy.org/uk/posts/ne-zovsim-zelena-enerhetyka-iaki-ryzyky-nesut-vidnovliuvalni-dzherela-ene/>.
18. Відновлювані джерела енергії: видання друге, доповнене / За ред. С. О. Кудрі. – Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2024. – 492 с.
19. DIgSILENT GmbH. PowerFactory 2024: програмне забезпечення для аналізу енергосистем: рекламна брошура. Гомарінген (Німеччина): DIgSILENT GmbH, 2024. 31
20. Міністерство енергетики України. Офіційний вебсайт. – URL: <https://www.mev.gov.ua>.

21. НЕК «Укренерго». Оператор системи передачі України: офіційний сайт. – URL: <https://ua.energy>.
22. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Офіційний вебпортал Регулятора. – URL: <https://www.nerc.gov.ua>.
23. Про затвердження Кодексу систем розподілу : Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 310 // База даних «Законодавство України» / Верховна Рада України. – URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/v0310874-18>.
24. Правила роздрібного ринку електричної енергії : постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 312 // База даних «Законодавство України» / Верховна Рада України. – URL: <https://zakon.rada.gov.ua>.
25. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ) : затв. наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21.07.2017 № 476 // База даних «Законодавство України» / Верховна Рада України. – URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/v0476732-17>.
26. ДБН В.2.5-23:2010. Інженерне обладнання будинків і споруд. Електрообладнання. – Київ : Мінрегіонбуд України, 2010. – 171 с.
27. ДБН В.2.5-23:2025. Проектування електроустановок житлових будинків та громадських будівель і споруд. – Київ : Мінрегіон, 2025. – URL: [https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id\\_doc=117699](https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=117699).
28. ДСТУ 3008:2015. Інформація та документація. Звіти у сфері науки і техніки. Структура та правила оформлювання. – Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2016.
29. ДСТУ 8302:2015. Інформація та документація. Бібліографічне посилання. Загальні положення та правила складання. – Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2016.
30. Барило А. А., Бенменні М., Будько В. І. та ін.; за заг. ред. С. О. Кудрі. Відновлювані джерела енергії : монографія. – Київ : Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2020. – 392 с.
31. План розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на 2016–2025 роки / НЕК «Укренерго». – Київ, 2015. – 268 с. – URL: <https://ua.energy>.

32. Прокопенко В. Л. Окупність інвестицій в розподільчі електричні мережі (на прикладі рішень щодо реконфігурації мереж 0,38–10 кВ) // Енергетика та електрифікація. – 2017. – № 10/11. – С. 46–53.