

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

“Допущено до захисту ”

Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ

к.т.н., професор

_____Петро ПЛЄШКОВ

“ ____ ” _____ 2024 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої
освіти
на тему
“Аналіз втрат в низьковольтних електричних мережах з
альтернативними джерелами енергії”

Виконав здобувачка вищої освіти
2 курсу магістратури, групи ЕНМ-22М
ОПП «Енергетичний менеджмент»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

_____Іван ПОПРУЖЕНКО

« ____ » _____ 2023 р.

Керівник роботи

к.т.н., доцент

_____Іван САВЕЛЕНКО

« ____ » _____ 2023 р.

Рецензент _____

м. Кропивницький

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Енергетичний менеджмент

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Плещков П.Г.

«_____» _____ 2023 р.

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

Попруженко Іван Володимирович

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Аналіз втрат в низьковольтних електричних мережах з альтернативними джерелами енергії

Analysis of losses in low-voltage power grids with alternative energy sources

2. Керівник роботи (проекту) Савеленко Іван Валодимирович, к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту 30.12.2023 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту)

Метою кваліфікаційної роботи є дослідження ефективності використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в систем енергопостачання. Теоретичне дослідження режимів електроспоживання підприємств промислового району. Дослідження функціонування системи енергетичного контролю на техніко-економічні показники промислового району. Моделювання режимів розподільчих мереж промислового району. Охорона праці.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ.</i>	<i>10.10.23</i>	
2	<i>Характеристика розподільних електричних мереж з джерелами розподіленої генерації.</i>	<i>17.10.23</i>	
3	<i>Задачі впровадження джерел розподіленої генерації в електричні мережі та шляхи їх вирішення</i>	<i>30.10.23</i>	
4	<i>Теоретичне дослідження впливу системи електропостачання з відновлювальними джерелами розподіленої генерації на режими роботи енергосистеми</i>	<i>18.11.23</i>	
5	<i>Комп'ютерне імітаційне моделювання режимів роботи системи електропостачання з джерелами розподіленої генерації</i>	<i>03.12.23</i>	
6	<i>Охорона праці</i>	<i>10.12.23</i>	
7	<i>Висновки</i>	<i>16.12.23</i>	
8	<i>Оформлення пояснювальної записки та презентації роботи</i>	<i>30.12.23</i>	

Дата видачі завдання

« ____ » _____ 2023 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

« ____ » _____ 2023 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Попруженко І.В. Аналіз втрат в низьковольтних електричних мережах з альтернативними джерелами енергії

Analysis of losses in low-voltage power grids with alternative energy sources

Спеціальність 141 - «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». - ОПП «Енергетичний менеджмент». - Центральноукраїнський національний технічний університет. - м. Кропивницький, 2023 р.

Мета даної кваліфікаційної роботи полягає у розробці системи енергоменеджменту та контролю промислового району з метою підвищення функціональності системи електроспоживання.

Основні завдання та функції енергетичного менеджменту на промислових підприємствах були об'єктом дослідження. Здійснено аналіз структури технологічних та організаційно-технологічних заходів, що використовуються при впровадженні системи енергоменеджменту, та вибрано оптимальний метод оцінки інвестиційних проектів.

Проведено аналіз методів визначення та структури втрат електроенергії в промисловому районі. Виявлені фактори, які впливають на ефективність роботи системи електропостачання. Створена система енергетичного контролю для промислового району, а також обрано технічне обладнання для автоматизованої системи контролю обліку та контролю.

Результати проведених у даній роботі досліджень можуть бути використані енергетичними компаніями для підвищення ефективності використання електроенергії в системах електроспоживання.

ЕНЕРГЕТИЧНИЙ МЕНЕДЖМЕНТ, ЕНЕРГЕТИЧНИЙ КОНТРОЛЬ, АСКОВЕ, ЕНЕРГООЩАДНІ ЗАХОДИ, ТЕХНОЛОГІЧНІ ВТРАТИ.

ABSTRACT

POPRUZHENKO I. Analysis of losses in low-voltage power grids with alternative energy sources

Аналіз втрат в низьковольтних електричних мережах з альтернативними джерелами енергії

Specialty 141 - "Electric Power Engineering, Electrical Engineering, and Electromechanics" - Educational Program "Energy Management" - Central Ukrainian National Technical University - Kropyvnytskyi, 2023.

The main goal of the work is to determine the effectiveness of implementing Distributed Energy Resources (DERs), the deployment of which will result in a reduction of electrical energy losses.

The master's thesis addresses the issues related to the functioning of distribution electrical networks with distributed energy sources and the impact of dispersed generation sources on the reliability of distribution electrical networks. An analysis of reliability assessment methods in the context of increasing distributed generation has been conducted. An analysis of indicators of balance and operational reliability has been carried out, taking into account renewable energy sources. A method for evaluating the influence of renewable energy sources on the operation of distribution electrical networks in terms of power supply quality has been developed.

Computer simulation modeling of the operation modes of the integrated DERs, along with techno-economic calculations, has confirmed the feasibility of implementing such measures.

POWER SUPPLY SYSTEM, POWER TRANSFORMER, RENEWABLE ENERGY SOURCES, SOLAR POWER STATION..

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота: 124 с.; 27 рис.; 7 табл.; 30 джерела.

Метою кваліфікаційної роботи є дослідження ефективності використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в систем енергопостачання.

Основна мета роботи – визначення ефективності застосування СЕС, впровадження якої забезпечить зниження втрат електричної енергії.

В магістерській дисертації розглянуто проблеми функціонування розподільних електричних мереж з розподіленими джерелами енергії, та вплив джерел розосередженого генерування на надійність розподільних електричних мереж. Проведено аналіз методів оцінювання надійності в умовах зростання розосередженого генерування. Виконано аналіз показників балансової та режимної надійності з врахуванням відновлюваних джерел електроенергії. Проведено розробку методу оцінювання впливу відновлюваних джерел електроенергії на режим розподільних електричних мереж за показником якості електропостачання.

Проведене комп'ютерне імітаційне моделювання режимів роботи комбінованої СЕС також техніко-економічні розрахунки підтвердили доцільність впровадження такого заходу.

СИСТЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, СИЛОВИЙ
ТРАНСФОРМАТОР, ВІДНОВЛЮВАЛЬНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ,
СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ	7
ВСТУП.....	8
1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З ДЖЕРЕЛАМИ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ	10
1.1. Загальна характеристика джерел розподіленої генерації.....	10
1.2. Аналіз складу генеруючих потужностей в Україні	17
1.3. Аналіз стану сонячної електроенергетики.....	18
1.4. Аналіз стану вітрової електроенергетики.....	20
1.5. Задачі оптимізації та розвитку локальних електромереж з ВДЕ.....	22
Висновки до розділу.....	25
2. АНАЛІЗ ВПРОВАДЖЕННЯ ДЖЕРЕЛ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ В ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ.....	26
2.1. Аналіз використання автономних режимів з джерелами розподіленої генерації.....	26
2.2. Математична модель системи з елементами розподіленої генерації.....	27
2.3. Аналіз втрат потужності в електричних мережах з ВДЕ.	32
Висновки до розділу.....	35
3. ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА РЕЖИМИ ЕНЕРГОСИСТЕМИ.....	36
3.1. Особливості експлуатації розподільних електромереж в умовах ринку електроенергії та адресного електропостачання.....	36
3.2. Розрахунок транзитних та адресних втрат потужності ВДЕ у розімкнених електричних мережах.....	40
3.3. Аналіз схем приєднання ВДЕ до розподільних електричних мереж.....	43
3.4. Визначення місць приєднання ВДЕ на підставі аналізу чутливості.....	47
Висновки до розділу.....	49
4. КОМП'ЮТЕРНЕ ІМІТАЦІЙНЕ МОДЕЛЮВАННЯ КОМБІНОВАНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	50
4.1. Математична модель фотоелектричної установки	50

4.2. Комп'ютерні імітаційні моделі комбінованої системи електропостачання з СЕС	56
4.3. Комп'ютерне імітаційне моделювання режимів роботи комбінованої системи електропостачання з ВДЕ	61
4.4. Аналіз результатів моделювання режимів роботи комбінованої системи електропостачання з ВДЕ	64
Висновки до розділу	67
5. ОХОРОНА ПРАЦІ	68
5.1. Аналіз небезпечних та шкідливих факторів через встановлення СЕС на підприємстві	68
5.2. Розрахунок блискавкозахисту для будівлі	69
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	72
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	74

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

АЕС - атомна електростанція

АСКОЕ - автоматизована система комерційного обліку електроенергії

ВДЕ - відновлювальні джерела енергії

ВЕС - вітрова електрична станція

ДРГ - джерела розподіленої генерації

ЕЕС - електроенергетична система

ЕМ - електричні мережі

ЛЕП - лінія електропостачання

ЛЕС - локальна електрична система

МГЕС - мала гідроелектростанція

РЕМ - розподільні електричні мережі

СЕП - система електропостачання

СЕС - сонячна електростанція

ТЕС - теплова електростанція

ВСТУП

Сучасна енергетика переважно використовує невідновлювальні джерела енергії, які, обмежені своїми ресурсами, стають вичерпними і не можуть гарантувати сталий розвиток глобальної енергетики на тривалу перспективу. Використання цих джерел є одним з ключових чинників, що призводить до погіршення стану навколишнього середовища і сприяє кризовому становищу.

Починаючи з 2010 року, у світі значно зросли інвестиції в розвиток альтернативної енергетики. Це призвело до того, що річні темпи зростання виробництва сонячної енергії у світі оцінюються в середньому на 60%, вітрової - на 27%, етанолу - на 20%. Країни Євросоюзу планують до 2030 року забезпечити використання нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії на рівні 40% від загального обсягу їхнього енергетичного ринку.

Україна активно слідує світовим тенденціям. Зараз, завдяки державній підтримці, спостерігається інтенсивна розбудова відновлюваних джерел енергії, які інтегруються в електроенергетичну систему на рівні розподільчих електричних мереж. Це призводить до поступового переходу від централізованої моделі електропостачання, що базується на потужних теплових та атомних електростанціях, до комбінованої системи, де частина електроенергії генерується розподіленими джерелами. Розвиток відновлюваних джерел енергії має як позитивні, так і негативні впливи на функціонування електроенергетичних систем України та інших країн світу.

Використання альтернативних енергетичних ресурсів відрізняється від традиційних методів, і ефективне їх впровадження стає реальністю, ґрунтуючись на науково розроблених принципах перетворення відновлювальної енергії в форми, які відповідають потребам споживачів. Навколишнє середовище завжди насичене потоками відновлювальної енергії, тому в ході розвитку відновлювальної енергетики важливо орієнтуватися на місцеві ресурси та обирати найефективніші серед них.

Застосування альтернативних джерел енергії вимагає багатоваріантності та комплексності, сприяючи тим самим швидшому економічному розвитку.

Об'єктом дослідження є розподільні електричні мережі, які отримують енергію від альтернативних джерел. Предметом аналізу є вплив відновлювальних джерел енергії на функціонування розподільних електричних мереж, а також оцінка та оптимізація втрат електроенергії, що виникають від перетоків, спричинених роботою альтернативних джерел.

1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З ДЖЕРЕЛАМИ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

1.1. Загальна характеристика джерел розподіленої генерації

Використання джерел розподіленої генерації (ДРГ) для забезпечення електроенергії аграрному сектору та інтеграція місцевих генераторів у розподільні електричні мережі постійно зростає. У багатьох країнах проводяться дослідження щодо майбутніх сценаріїв розвитку енергетики та пошуку оптимальних рішень для функціонування перспективних електричних мереж. Різноманітні види ДРГ та широкий спектр потужностей генераторів дозволяють використовувати їх генеруючі можливості як у розподільних мережах низької та середньої напруги (мініГЕС, домашні вітрові та сонячні генератори, установки на біопаливі тощо), так і в мережах високої напруги (потужні вітрові електростанції).

При встановленні генеруючих потужностей у електричних мережах напругою 10 кВ та вище маємо справу з традиційною централізованою системою електропостачання для споживачів, яких підключено до нижчих класів напруг. Зовсім інший випадок - велика кількість генерації, розподілена в мережах 0,4 кВ. Можливість існування системи розподіленої генерації вимагає розробки нових принципів проектування, функціонування та управління режимами роботи розподільних електричних мереж сільських регіонів. Треба враховувати, що багато з цих мереж експлуатуються вже не один десяток років і, ймовірно, найближчим часом вимагатимуть повної або часткової заміни та реконструкції, тому потрібно розпочати процес підготовки до одночасного впровадження нових принципів їх функціонування.

Джерела розподіленої енергії класифікуються за ступенем впливу неконтрольованих факторів природного середовища та первинних енергоносіїв на їхню ефективність. Основні категорії включають:

1. Відновлювані джерела з низькоконтрольованим генеруванням - використовують відновлювальні ресурси, проте рівень генерації значно змінюється в залежності від часу доби та погодних умов. Ця група включає вітряні електростанції (ВЕС), сонячні електростанції (СЕС).

2. Відновлювані джерела з контрольованим генеруванням - використовують відновлювальні ресурси та забезпечують стабільну генерацію протягом визначеного періоду. Цю категорію представляють малі гідроелектростанції (МГЕС), геотермальні установки, біогазові установки тощо.

3. Невідновлювані джерела з контрольованим генеруванням - використовують переважно традиційні джерела енергії, але мають абсолютно керований процес генерації. Цю групу складають когенераційні установки (КГУ), парогазові та газотурбінні установки (ПГУ, ГТУ) та інші.

Впровадження альтернативних джерел енергії в електроенергетичних системах не лише сприятиме зменшенню негативного впливу на навколишнє середовище і вирішенню проблем, пов'язаних з викидами під час виробництва електроенергії, але й призведе до скорочення використання природних ресурсів та розширення потужності електропередачі в магістральних та розподільних лініях.

Зате використання відновлюваних джерел енергії супроводжується рядом викликів. Оскільки електричні мережі були спроектовані з урахуванням централізованої системи електропостачання, впровадження в них відновлюваних джерел енергії породжує проблеми та питання, нехарактерні для попередніх періодів.

В першу чергу, важливу роль відіграє нестабільність генерації від відновлюваних джерел через залежність від погодних умов. Тому виникає необхідність вдосконалення систем релейного захисту та автоматики для взаємодії електропостачання від відновлюваних джерел та трансформаторних підстанцій електроенергетичної системи.

Вплив відновлюваних джерел енергії на режими роботи електромереж значно залежить від сумарного розподіленого генераційного потенціалу, одиночної встановленої потужності відновлюваних джерел та їхнього типу, а також точок підключення до електричної мережі (це може включати шини низької напруги на підстанціях або гілки ліній електропередачі).

Аналіз графіків споживання та генерації електроенергії від таких відновлюваних джерел, як сонячні та вітряні електростанції, вказує на їхню недостатню "стабільність" для збалансування потужності в електричних мережах, як відображено на рисунках 1.1 та 1.2.

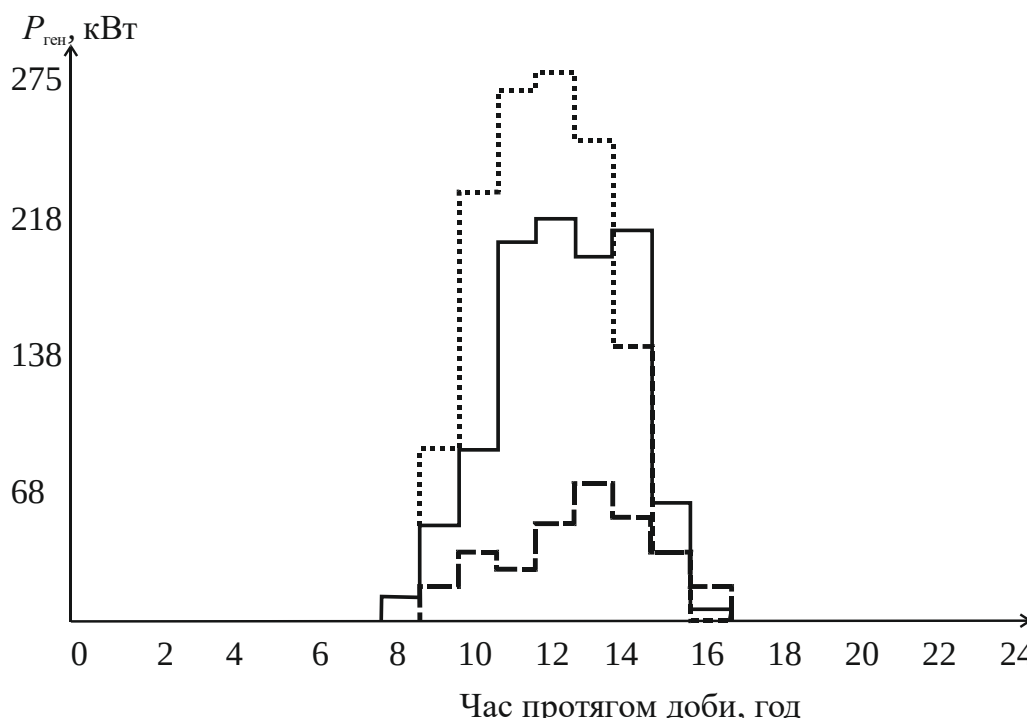


Рисунок 1.1 – Добовий графік генерації від СЕС

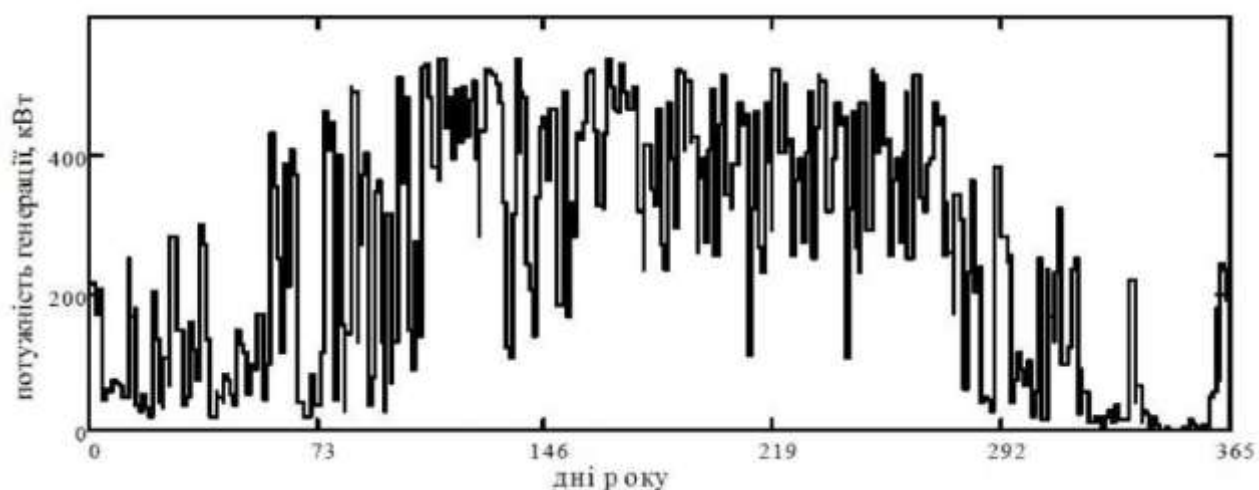


Рисунок 1.2 – Генерація від СЕС протягом року

В завданні з управління балансом потужності сонячних та вітряних електростанцій можна віднести до категорії умовно регульованих джерел, що означає теоретичну можливість зміни генерації в межах природних обмежень. Зазвичай практично цю можливість не використовують, оскільки це різко погіршує їхню економічну ефективність [2].

На сьогодні втрати електроенергії в розподільних мережах енергопостачальних компаній України становлять 11,5-15,1% від загального відпуску в електричну мережу, що перевищує показники у США (8,5%), Англії (9,6%), Франції (8,5%). Визнано, що розподільні мережі є найбільш проблемним та витратним аспектом електропостачання територій. Суттєвим фактором впливу на втрати електроенергії у розподільних мережах є використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Зрозуміло, що параметри ВДЕ, їхні схеми підключення, обсяг та графік споживання споріднених навантажень впливають на рівень втрат у розподільних мережах. Питання ефективного використання ВДЕ у розподільних мережах розглядається в ряді наукових досліджень.

Відновлювані джерела енергії можуть бути з'єднані з шинами низької напруги на підстанції. У цьому випадку потужність, що генерується ВДЕ, розгружає трансформатор, знижуючи при цьому втрати потужності у трансформаторі. Втрати в лініях електропередачі

залишаються незмінними. При підключенні сонячних електростанцій до шин розподільчої підстанції трансформатор підстанції і частина ліній електропередачі розгружаються, що призводить до додаткового зниження втрат потужності. Оскільки потік потужності зменшується, зменшуються втрати напруги, що сприяє покращенню рівнів напруги на шинах підстанцій.

З врахуванням типових схем підключення ВДЕ до розподільних мереж, при певних потужностях генерування вони частково компенсують потоки потужності, що виникають від навантаження споживачів, і зменшується постачання електроенергії з боку системи. Це також призводить до зменшення втрат електроенергії в розподільних мережах. [4]

Впровадження децентралізованих розподільчих генераторів (ДРГ) суттєво впливає на функціонування локальних електричних мереж (ЛЕМ), перетворюючи їх у активні елементи. Це ставить перед необхідністю коригування (або перегляду та модернізації) стратегій управління, експлуатації та планування структури та режимів ЛЕМ. Вплив ДРГ може бути як позитивним, так і негативним, тому важливо детально проаналізувати питання їхнього підключення до ЛЕМ. Більшість джерел розподіленої генерації (РГ) з'єднані з мережею за допомогою перетворювачів типу струму. При цьому зазначені перетворювачі повинні забезпечити необхідну якість електричної енергії. Однак висока частота перемикання вентильних елементів в таких перетворювачах може призводити до додаткових гармонік напруги та струму в ЛЕМ, що впливає на якість електричної енергії.

Розташування джерел РГ в ЛЕМ поруч з навантаженням може змінювати напрямки потоків потужності. При цьому встановлення джерел РГ може призводити як до збільшення, так і до зменшення втрат потужності в ЛЕМ, що головним чином залежить від їхнього розташування

та потужності в ЛЕМ, їхнього коефіцієнта потужності ($\cos\phi$), а також від топології (конфігурації) ЛЕМ і інших факторів. Можна виділити два аспекти впливу РГ на напругу в ЛЕМ: вплив на рівень напруги в усталеному режимі роботи ЛЕМ та вплив РГ на коливання напруги в ЛЕМ. Встановлення джерел РГ суттєво впливає на якість електричної енергії та також на стабільність та надійність роботи ЛЕМ. Джерела РГ можуть збільшувати рівень флікера, генерувати гармоніки вищих порядків і впливати на провали напруги, що в основному пов'язано з типом генератора. [5]

Узагальнюючи вищевикладене, можна визначити перелік обов'язкових заходів у системах із джерелами розподіленої генерації (РГ): забезпечення постійного рівня частоти; забезпечення резервних потужностей (з метою підвищення надійності); компенсація реактивної потужності, спричиненої джерелами РГ із пристроями сонячної енергії.

Тимчасово можна визначити наступні переваги для загальної мережі: забезпечення додаткових резервних потужностей енергосистеми при впровадженні електричної енергії в мережу; підвищення якості електропостачання (можливість автономного функціонування під час аварійних відключень у енергосистемі); підтримка рівнів напруги та потужності в обмежених ділянках загальної мережі при генерації від джерел РГ.

Отже, у випадку використання джерел розподіленої генерації (РГ) лише як резервних джерел енергії, можна стверджувати, що система живлення стає більш надійною. Однак, коли джерела РГ працюють паралельно з системою, надійність електропостачання споживачів у деяких випадках може зменшуватись. Наприклад, зниження рівня надійності може виникати при високій концентрації джерел РГ одного типу, такої як фотогальванічні елементи, чия потужність залежить від інтенсивності сонячного випромінювання.

В цьому контексті гостро виникає питання щодо автономної роботи джерел РГ. Зазвичай такі джерела не призначені для живлення частин електромережі самостійно, оскільки вони не можуть забезпечити встановлений рівень якості електричної енергії і можуть становити загрозу для оперативного персоналу. Тому випадки відключення повинні виявлятися системами захисту джерел РГ, і останні повинні автоматично відключатися від електричних мереж.

Важливо відзначити, що встановлення джерел РГ призводить до підвищення надійності електропостачання лише для певних споживачів. Ефективнішим засобом підвищення надійності електропостачання при виникненні порушень є створення "автономних енергомереж", які не обмежуються лише джерелами РГ і автономними навантаженнями, але охоплюють конкретні фрагменти електромережі зі збалансованою генерацією та навантаженням. Основні аспекти, пов'язані з якістю електроенергії для кожного типу джерел РГ, визначені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 - Зниження якості електроенергії через відновлювальні джерела енергії

Викликає порушення якості електроенергії	СЕС	ВЕС
Гармоніки напруги	+	+
Гармоніки струму	+	+
Дисбаланс напруг	+	
Коливання напруги		+
Падіння/перенапруга		+
Переривчатий характер генерації	+	+
Провисання/ стрибки напруги		+
Флікер	+	+

Маючи на увазі вищевказане, оптимальним з погляду впровадження

розподіленої генерації (РГ) в електромережі України є створення локальних електричних мереж (ЛЕМ) з збалансованим постачанням енергії від різноманітних відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) та джерел РГ, забезпечуючи надійну та стабільну їх роботу.

Збалансованість постачання енергії досягається за рахунок двох видів джерел РГ - ВДЕ (сонячні електростанції, вітрові електростанції, мали гідроелектростанції тощо) та джерел РГ, що використовують традиційні енергоресурси (дизель-генератори, газотурбінні установки, парогазові установки та інші). Це обумовлено тим, що перший тип джерел, хоча і має практично нульові витрати на первинний енергоресурс, може демонструвати різкі зміни в генерації, пов'язані із зміною погодних умов, у той час як другий тип має власні переваги та проблеми. Використання комбінації цих джерел РГ гарантує збалансований і стабільний режим генерації в ЛЕМ.

На сьогодні ЛЕМ є складними структурами, що включають різні види відновлювальних джерел енергії (ВДЕ), генератори, різноманітні навантаження та системи керування. У таких системах не можна ігнорувати спотворення форм струму та напруги. У ролі генераторів виступають джерела нескінченної (електромережа) та/чи скінченної (автономні джерела електроенергії, виходи інших перетворювачів) потужності в залежності від режиму роботи.

Різнноманітність типів і параметрів навантажень визначається різнноманітністю їх технологічного призначення.

1.2. Аналіз складу генеруючих потужностей в Україні

Глобальний розвиток електроенергетики традиційно просувався шляхом централізації систем генерування, що передбачало створення все більших та потужніших енергетичних установок і їх об'єднання в енергетичні комплекси. Цей підхід призвів до утворення обширних

територіальних енергетичних систем, таких як європейська ENTSO-E, ЄЕС Росії, ОЕС України та інші.

Національна електроенергетична система (ЕЕС) України виступає ключовою складовою енергетичного ландшафту країни, забезпечуючи централізоване енергозабезпечення внутрішніх споживачів та взаємодіючи з енергосистемами сусідніх країн через магістральні та міждержавні лінії електропостачання, обігові виробництво та імпорт електроенергії.

Останнім часом відзначається стійкою тенденцією до перегляду загальної концепції розвитку енергетики на користь нової ідеології - енергетики сталого розвитку. Аналіз змін у генеруючих потужностях ОЕС України за останні роки свідчить, що разом із майже незмінним обсягом встановленої потужності електростанцій значно зросла роль електростанцій, які працюють на відновлювальних джерелах енергії (ВДЕ). Протягом періоду з 2018 по 2021 рік було введено в експлуатацію понад 80 нових генеруючих об'єктів, серед яких 22 мають встановлену потужність менше 1 МВт, 15 - від 1 до 5 МВт та 7 - від 5 до 10 МВт. Усі ці об'єкти відносяться до малої енергетики і мають значущий вплив, особливо на режими роботи систем електропостачання напругою 10(6) та 0,38 кВ.

1.3. Аналіз стану сонячної електроенергетики

Темпи розвитку сонячної електроенергетики в Україні видаються найвищими серед усіх видів відновлювальних джерел енергії (ВДЕ). Намічається стале щорічне зростання потужностей сонячних електростанцій у країні. Лише за 2020 рік встановлена потужність сонячних електростанцій збільшилась на 28%. Швидкий розвиток сонячної енергетики в Україні пояснюється відносною простотою впровадження проектів порівняно з іншими технологіями відновлювальних джерел енергії, значним зниженням цін на обладнання (вартість 1 кВт потужності становить приблизно 900-1000 доларів) та короткими термінами виконання

проектів (6 місяців, включаючи проектування).

Хоча обсяг виробництва електроенергії сонячними електростанціями зростав у середньому на 3,6% протягом 2018-2020 років, середня кількість годин роботи станцій на повну потужність за останні три роки скоротилась до 920 годин на рік, як вказано на рис. 1.3. Це відповідає коефіцієнту використання встановленої потужності на рівні 12,6%.



Рисунок 1.3 - Виробництво електроенергії СЕС

Ефективність сонячних електростанцій залишає бажати кращого, становлячи лише 2 150 годин роботи на повну потужність, що відповідає коефіцієнту використання встановленої потужності на рівні 25%. В Україні сьогодні найбільш перспективними напрямками використання сонячної енергії є:

Пряме перетворення її в низькопотенційну теплову енергію без попередньої концентрації потоку сонячної радіації для різноманітних потреб, таких як гаряче водопостачання об'єктів, комунальне та технологічне теплопостачання, агропромислові потреби. Коефіцієнт корисної дії (ККД) коливається від 45% до 60%, а за умови використання

концентраторів може досягати 80–85%.

Пряме перетворення сонячної енергії в постійний електричний струм за допомогою фотоперетворювачів з середнім ККД 10–15%, хоча є перспективні розробки, спрямовані на досягнення ККД близько 28%.

Правильно підібране обладнання може ефективно зменшити річне споживання енергії для підігріву води на 50–55% та електроенергії з мережі на 50–60%. В період з квітня по вересень система може покривати 90% теплових та енергетичних витрат.

Щодо електроенергії, виробленої за допомогою сонячної енергії, коефіцієнт "зеленого" тарифу різний: для наземних об'єктів електроенергетики - 4,7, для об'єктів, встановлених на дахах з встановленою потужністю понад 100 кВт - 4,5, а при меншій потужності - 4,3.

1.4. Аналіз стану вітрової електроенергетики

Застосування децентралізованих розподільчих генеруючих систем, зокрема тих, що ґрунтуються на використанні відновлювальних джерел енергії (ВДЕ), не тільки сприятиме зменшенню негативного впливу на довкілля та вирішенню проблем, пов'язаних із викидами та відходами при виробництві електроенергії, але також відкриє шлях до суттєвого підвищення ефективності використання первинних ресурсів. У перспективі це може призвести до зниження вартості електроенергії. Крім того, такий підхід сприятиме розвантаженню як системоутворюючих, так і розподільчих електричних мереж, сприяючи процесу модернізації об'єктів електроенергетики та підвищенню загальної надійності електропостачання. [7]. Обсяги генерації електроенергії від вітрових електростанцій представлені на рис. 1.4.



Рисунок 1.4 - Виробіток електроенергії на ВЕС

З метою заохочення споживачів до використання нетрадиційних та відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) в Україні було впроваджено концепцію "зеленого" тарифу. Цей особливий тариф застосовується до електроенергії, яка виробляється на об'єктах електроенергетики, використовуючи ВДЕ, такі як сонячна, вітрова, геотермальна енергія, енергія хвиль та припливів, гідроенергія (з установленою потужністю не більше 10 МВт), енергія біомаси, газ з органічних відходів, газ каналізаційно-очисних станцій, біогази, газ метану від дегазації вугільних родовищ та перетворення скидного енергопотенціалу технологічних процесів.

Визначення "зеленого" тарифу залежить від роздрібного тарифу для споживачів другого класу напруги, помноженого на відповідний коефіцієнт "зеленого" тарифу, який залежить від потужності та виду джерела енергії [3, 8]. Наприклад, для електроенергії, виробленої від вітру з генераторами до 600 кВт, коефіцієнт "зеленого" тарифу становить 1,2; для потужностей від 600 до 2000 кВт - 1,4; та понад 2000 кВт - 2,1.

Крім того, коефіцієнт "зеленого" тарифу для електроенергії від об'єктів електроенергетики, введених в експлуатацію або значно модернізованих після 2014, 2019 та 2024 років, зменшується на 10%, 20%

та 30% від вихідного рівня відповідно. Об'єкти електроенергетики вважаються значно модернізованими, якщо вартість модернізації енергетичного обладнання становить більше 50% від первісної вартості цього обладнання. Розвиток вітроенергетики додатково отримує державну підтримку у вигляді спеціального фонду на будівництво ВЕС, який формується за рахунок відрахування 0,75% від тарифу на електроенергію відповідно до Комплексної програми будівництва вітроенергетичних станцій в Україні.

Зазначені вище важелі мають стимулювати фізичних та юридичних осіб до підвищення ефективності використання паливо-енергетичних ресурсів та поширення використання міні- та мікроелектростанцій на ВДЕ. Насправді ж на сьогодні основними чинниками, які зумовлюють використання споживачами власних генеруючих потужностей (в тому числі альтернативних) є:

- підвищення рівня надійності електропостачання;
- забезпечення належного рівня якості електроенергії;
- економія за рахунок високого коефіцієнту корисної дії системи та відсутності посередників;
- можливість автономного електропостачання.

Отже в першу чергу розвиток використання міні та мікроелектростанцій викликаний незадоволеністю якістю та вартістю послуг з електропостачання.[7].

1.5. Задачі оптимізації та розвитку локальних електромереж з ВДЕ

Аналіз оптимізації розподільних електричних мереж із використанням відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) представляє важливу складову інженерної практики у різних країнах. Розв'язання задач оптимізації, таких як автономна робота ВДЕ, розташування комутаційного обладнання та формування комунікаційної мережі, тісно пов'язані і

практично невиконувані в сучасних умовах. Для ефективної роботи автономних ВДЕ, особливо з урахуванням умовної керованості та нестабільності цих джерел енергії, необхідно розвинута комунікаційна мережа. Це сприятиме встановленню двостороннього зв'язку між ВДЕ та споживачами електроенергії, відповідно до концепції "розумних мереж", та регулюванню режимів електроспоживання для підтримки умов автономної роботи.

Термін "інтелектуальна мережа" (Smart Grid) був введений у фаховій літературі в 1998 році Брюсом Волленбергом. Загалом інтелектуальна мережа (Smart Grid або активно-адаптивна мережа) представляє собою систему електропостачання, яка об'єднує комплексні засоби контролю та моніторингу, інформаційні технології та засоби комунікації, забезпечуючи вищий рівень продуктивності. Ці нові системи будуть базуватися на комплексі рішень для генеруючих, розподільних і комунальних компаній, щоб забезпечити населенню енергію високої якості.

Такі нові системи будуть засновані на комплексі рішень для генеруючих, розподільних і комунальних компаній, маючи на меті забезпечення населенню енергії високої якості. Це включає в себе використання SCADA-систем для комплексного управління електричною мережею, передачу даних через канали (зокрема, використання кабельних ліній на основі PLC-технології другого покоління), а також цифрові пристрої телемеханіки та телеуправління для контролю та управління обладнанням СЕП.

Отже, інтелектуальні мережі (Smart Grid) означають реалізацію цифрового двостороннього обміну інформацією між усіма учасниками виробництва, розподілу, накопичення і споживання електроенергії. Побудова інтелектуальної мережі є стратегічним напрямком розвитку електромережевого комплексу, охоплюючи чотири основні сфери вдосконалення:

- електроенергетичного обладнання та технологій передачі і

розподілу;

- технологічного керування;
- спеціалізованих комунікаційних та інформаційних пристроїв;
- автоматизованих систем обліку та управління електроспоживанням.

Концепція Smart Grid передбачає системну трансформацію основних елементів електроенергетики. Так, у розробленій Міністерством енергетики США концепції Smart Grid сформульовано ряд нових принципових вимог, які сконцентровані навколо ключових цінностей нового енергетичного підходу:

- Забезпечення споживачів електроенергією в залежності від місця та часу, коли вона потрібна, і від якості, за яку споживач готовий платити.
- Здатність стійко протистояти фізичним і інформаційним негативним впливам без високих витрат на відновлювальні роботи та максимально швидке самовідновлення.
- Оптимізація тарифів на електричну енергію для споживачів та зменшення загальносистемних витрат.
- Максимізація використання всіх видів ресурсів та технологій на всіх етапах виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії.
- Зменшення негативного впливу на навколишнє середовище.
- Попередження ситуацій, що можуть становити небезпеку для людей та навколишнього середовища.

Ураховуючи актуальність цього питання, у багатьох країнах світу активно ведуться дослідження щодо вирішення проблем, пов'язаних із інтеграцією децентралізованих ресурсів енергії в електричні мережі.

Висновки до розділу

Джерела розподіленої генерації володіють значним потенціалом для підвищення ефективності розподільних електричних мереж. Проте конструкція системи розподілу та умови їх функціонування породжують ряд проблем, що ускладнюють впровадження розподілених джерел енергії.

Залежність режиму роботи джерел розподіленої генерації від природних умов та їх конструктивних особливостей не завжди сприяє поліпшенню роботи розподільних електричних мереж. Особливо це стосується якості електроенергії та втрат активної потужності.

Для забезпечення ефективної експлуатації розподілених джерел електроенергії та їх комплексного впровадження в електричні мережі енергосистем необхідно провести детальне дослідження особливостей та нових властивостей, що виникають внаслідок їх взаємодії в межах енергетично-екологічних систем. Застосування ефективних економічних та нормативно-технічних методів регулювання стає важливим етапом для сприяння оптимальним процесам інтеграції розподілених ресурсів генерації в електроенергетичні системи.

2. АНАЛІЗ ВПРОВАДЖЕННЯ ДЖЕРЕЛ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ В ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ

2.1. Аналіз використання автономних режимів з джерелами розподіленої генерації

Автономними режимами роботи розглядаються ті сценарії функціонування, при яких певна частина системи електропостачання (СЕР) відокремлюється від енергетично-екологічної системи (ЕЕС) через взаємодію захисних пристроїв при коротких замиканнях або інших ситуацій, і споживачі отримують живлення тільки від децентралізованої розподільчої генерації (ДРГ).

Автономні режими можуть призвести до численних переваг для власників ДРГ, енергокомпаній та споживачів, зокрема:

- Власники ДРГ можуть отримати додатковий прибуток через продаж електроенергії під час автономного режиму. Хоча існуючі правові норми не передбачають додаткових винагород за поліпшення якості електропостачання, зростання зацікавленості в області ДРГ може призвести до перегляду комерційних відносин;

- Для енергопостачальних компаній використання автономних режимів може підвищити надійність електропостачання. Також, приєднання ДРГ може зменшити витрати на реконструкцію мереж, що призводить до зниження капітальних витрат;

- Для споживачів основною перевагою автономних режимів є зниження частоти та тривалості перерв в електропостачанні, що особливо актуально для сільськогосподарських регіонів, де витрати пов'язані з зношеністю обладнання та розташуванням повітряних ліній можуть перевищувати нормативи.

Незважаючи на численні переваги, діючі нормативні документи в більшості країн на сьогодні вимагають відключення децентралізованих розподільчих генеруючих установок (ДРГ) після вимкнення навантаження,

яке вони забезпечували. Наприклад, стандарти IEEE-1547 та IEC 61727 передбачають відключення ДРГ протягом 2 секунд після від'єднання споживачів від енергосистеми. Великобританський Grid Code дозволяє автономні режими роботи ДРГ лише для номінальної потужності, яка перевищує 25 МВт. Такі обмеження обґрунтовані кількома причинами:

1. Лінійні бригади можуть опинитися під напругою через живлення ізолюваної від енергосистеми частини електричної мережі.

2. Струм короткого замикання від ДРГ може бути недостатнім для ефективної роботи захисту, що може призвести до тривалого короткого замикання.

3. Електричні мережі напругою більше 1 кВ оснащені пристроями автоматичного повторного включення, призначеними для відновлення нормальної схеми мережі. Неуспішне автоматичне включення може призвести до пошкодження генераторів через значні механічні моменти та струми.

4. Децентралізовані генеруючі установки можуть бути недостатньо потужними для підтримання напруги та частоти мережі в заданих межах.

У зв'язку з ростом потужностей ДРГ та автоматизацією в СЕП, існуюча практика відключення ДРГ при пошкодженнях в живлячій мережі може втратити свою доцільність. Майбутня децентралізація електроенергетики та впровадження адресного електропостачання можуть вимагати перегляду нормативних документів для забезпечення підвищеної надійності та якості електропостачання для споживачів.

2.2. Математична модель системи з елементами розподіленої генерації

Швидкий розвиток розподілених генеруючих установок (РГ) та швидке введення в експлуатацію нових об'єктів РГ невеликої потужності ускладнюють отримання достовірної інформації про їхню кількість та

місцезнаходження. На етапі проектування, при визначенні потужності РГ, існує невизначеність, пов'язана з кількістю та розташуванням майбутніх розподілених ресурсів.

Ця невизначеність виникає з двох основних причин: неповності отриманих даних та можливих помилок при зборі, передачі та обробці інформації. Невизначеність також обумовлена постійним розвитком і неперервністю процесу пізнання об'єкта в часі. Знання на сьогоднішній день вже застаріло завтра, і умови можуть змінюватися. Показники, які залежать від рішень, які ще не прийняті, також входять до категорії невизначених. Іноді немає можливості отримати ймовірний опис вихідної інформації, наприклад, у випадках відсутності достатньо надійних статистичних даних або відсутності імовірних закономірностей при їх обробці. У таких ситуаціях можна визначити лише граничні значення величин.

Виправдання та вибір конкретного рішення в умовах невизначеності базуються на концепції та методології теорії прийняття рішень. Згідно з цією теорією, рішення, пов'язані з ризиками, завжди мають елементи невідомості щодо конкретної поведінки вихідних параметрів, що не дозволяє чітко визначити значення кінцевих результатів. Залежно від рівня невизначеності щодо майбутньої поведінки вихідних параметрів розрізняють умови ризику, де ймовірність настання окремих подій, що впливають на кінцевий результат, може бути встановлена з різною ступенем точності, та умови невизначеності, де через відсутність необхідної інформації така ймовірність не може бути визначена.

Теорія прийняття рішень в умовах ризику і невизначеності має свою основу в ряді припущень:

- об'єкт прийняття рішення є чітко детермінованим, та про нього відомі основні фактори ризику;
- обраний показник ефективності краще характеризує об'єкт прийняття рішення;

- обраний показник ризику характеризує рівень ризику об'єкта прийняття рішення;
- існує обмежена кількість альтернатив прийняття рішень;
- існує обмежена кількість сценаріїв подій, що можуть відбутися під впливом зміни факторів ризику;
- для кожної комбінації альтернатив та ситуацій може бути визначений кінцевий показник ефективності рішення;
- для кожної розглянутої ситуації може бути або неможливе, або можливе оцінювання ймовірності її реалізації;
- вибір рішення здійснюється на користь найкращої з розглянутих альтернатив.

Прийняття рішення в умовах невизначеності може відбуватися за одним із трьох способів:

1. Отримання даних, які дозволять визначити деякі імовірності та перенести задачу на рівень розв'язання при невизначеності або ризику.
2. Залучення експертизи для отримання суб'єктивно оцінюваних імовірностей.
3. Використання правил вибору, що не потребують знання імовірностей.

У більшості випадків проблема вибору варіанта ускладнюється тим, що деякі варіанти можуть бути вигідними при одних вихідних даних і не вигідними при інших.

Застосовуючи формули комбінаторики, можна визначити кількість комбінацій для розташування ДРГ в СЕП. Наприклад, при кількості вузлів N можна оцінити потужність ДРГ у першому вузлі ЛЕП, розглядаючи його як єдиний ДРГ, або враховуючи наявність ДРГ в одному або декількох інших вузлах мережі.

Кількість можливих комбінацій (CN), або чисел комбінацій, може бути визначена при встановленні ДРГ в m вузлах, що представляє собою комбінації з N елементів по m елементів:

$$C_N^m = \frac{N!}{m!(n-m)!}$$

Якщо m - невідомо, то загальне число можливих комбінацій можна розрахувати, як суму біноміальних коефіцієнтів для всіх можливих значень m :

$$\sum_{m=1}^N C_N^m = \sum_{m=1}^N \frac{N!}{m!(n-m)!}$$

Можна піти шляхом спрощення, використовуючи властивість сум біноміальних коефіцієнтів:

$$\sum_{m=0}^N C_N^m = \sum_{m=0}^N \frac{N!}{m!(n-m)!} = 2^N$$

Тоді:

$$\sum_{m=1}^N C_N^m = \sum_{m=0}^N C_N^m - C_N^0 = 2^N - 1$$

За таких умов кількість можливих значень потужності ДРГ у кожному вузлі буде:

$$N_P = \sum_{m=0}^{N-1} C_{N-1}^m = 2^{N-1}$$

При встановленні ДРГ одночасно в декількох вузлах мережі

отримуємо різні значення екстремумів для кожного вузла, що представлені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Результати можливих комбінацій встановлення ДРГ

№ з/п	Кількість можливих вузлів встановлення ДРГ (N)	Кількість екстремальних значень P_{pr} в кожному вузлі	Загальна кількість комбінацій при встановленні ДРГ в одному - N вузлах
1	1	1	1
2	2	2	3
3	4	8	15
4	6	32	63
5	8	128	255
6	10	512	1023

Враховуючи діапазон від 95% до 100% енергозберігаючого ефекту, переходимо від точкових до інтервальних оцінок потужності ДРГ. Для отримання варіаційного ряду розбиваємо весь діапазон від $P_{дрг\max}$ до $P_{дрг\min}$ на рівні інтервали ΔP . Кількість інтервалів обирається так, щоб отримати достатньо об'ємну вибірку.

На кожному інтервалі визначається частота W_i (кількість спостережень інтервальних оцінок потужності ДРГ, які перетинають даний інтервал). Далі визначається загальний об'єм вибірки $\sum W_i$, який перевіряється на узгодженість з кількістю інтервалів n [18]:

$$n_{теор} = 1 + 3,322 \lg \sum w_i$$

У випадку, коли умова $n > n_{теор}$ не виконується, необхідно зменшити інтервал ΔP , що призведе до збільшення загального об'єму вибірки. Після

досягнення узгодження між об'ємом вибірки та кількістю інтервалів, оцінюється вибіркова середня, яка й представляє собою шукане значення потужності РГ.

2.3. Аналіз втрат потужності в електричних мережах з ВДЕ.

Встановлення джерела живлення на основі відновлювальної енергії в регіоні енергетичного менеджменту (РЕМ), розташованому поблизу споживачів, може призводити до змін напрямків потужності, викликаючи проблеми, пов'язані із з'явою реверсивних потоків. Однією із таких проблем є збільшення втрат активної потужності в електричних мережах.

Аналіз втрат потужності в електричних мережах з відновлювальними джерелами енергії (ВДЕ) проводився з урахуванням місця їх приєднання та відношення генерованої потужності до навантаження вузлів:

1. У випадку, коли потужність ВДЕ, встановленої у вузлі, менша за навантаження, таке під'єднання дозволить зменшити втрати у мережі.

2. В електричній мережі є принаймні один вузол, де вихідна потужність ВДЕ перевищує навантаження цього вузла, але загальна потужність відновлювальних джерел енергії в мережі менша, ніж загальне навантаження.

3. В електричній мережі існує щонайменше один вузол, де вихідна потужність ВДЕ перевищує навантаження цього вузла, але загальна потужність ВДЕ в мережі в цілому перевищує її загальне навантаження.

Якщо поставити завдання оптимізації конкретного режиму, можна визначити оптимальну потужність генерування ВДЕ, орієнтовану на мінімізацію втрат активної потужності:

$$P_{ВДЕ} = \frac{|U_i| \cdot |U_j|}{R_{ij}} \sum_{j=1, j \neq i}^n \left(\left(P_j \cos(\delta_i - \delta_j) \right) + jQ_j \sin(\delta_i - \delta_j) \cdot \frac{R_{i,j}}{|U_i| \cdot |U_j|} \right)$$

де U_i - модуль напруги у розрахунковому вузлі; n - кількість розрахункових вузлів на схемі; R_{ij} - i та j елементи матриці вузлових опорів; δ_i - кут зсуву фази для i -того вузла; P_j , Q_j - активне та реактивне навантаження j -того вузла.

Однак добовий графік електричних навантажень виявляється непостійним, а генерація відновлювальних джерел енергії залежить від погодних умов та тривалості світлового дня, тому її потужність також змінюється протягом доби. Для врахування цих факторів розумно перейти до оцінки втрат електроенергії.

Для аналізу впливу потужності нерегульованої генерації на втрати електроенергії в електричних мережах радіальної структури напругою 0,4 кВ застосовується моделювання. У цьому випадку в якості джерела розподіленої генерації використовується сонячна електростанція з номінальною потужністю 30 кВт. На основі цієї моделі, приклад залежностей втрат активної потужності в мережі від зміни потужності генерації СЕС наведено на рис. 2.1.

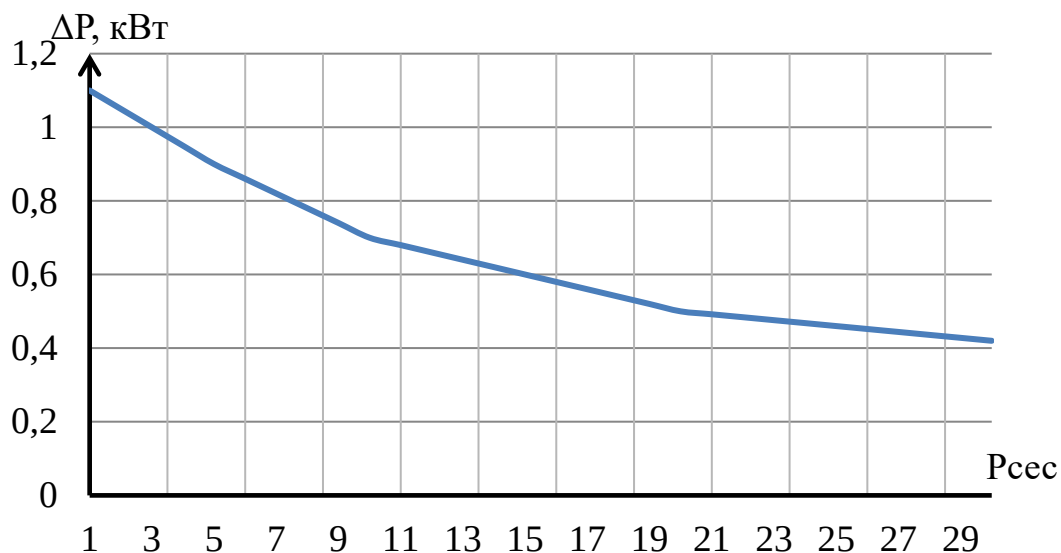


Рисунок 2.1 - Втрати активної потужності в мережі через генерацію від СЕС

Після аналізу вказаного графіка можна зробити висновок, що вузол приєднання та встановлена потужність відновлювального джерела енергії

(ВДЕ), яка забезпечить мінімальні втрати активної потужності для поточного режиму, можуть змінюватися через врахування природної нестабільності генерації джерела. З цього випливає, що для визначення оптимальної потужності ВДЕ за критерієм мінімізації втрат електроенергії, слід проаналізувати зміну потужності ВДЕ протягом доби та оцінити нерівномірність добового графіка навантаження.

Висновки до розділу

Урахування особливостей відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) ускладнюється, і це вимагає створення спеціалізованих програмних продуктів для ефективного використання їх інженерно-технічним персоналом. Вибір місця приєднання та потужності ВДЕ є важливим етапом для досягнення оптимального використання цих джерел енергії. Оптимізація приєднання розподілених джерел електроенергії (РДЕ) до електричної мережі повинна враховувати режими роботи РДЕ, залежні від природних умов та параметрів розподільних електричних мереж.

Оскільки ВДЕ приєднані безпосередньо до мережі споживачів, виникає проблема узгодження графіків генерації ВДЕ та навантаження. Потрібно оцінити вплив генерації ВДЕ на нерівномірність добового графіка навантаження споживача, а у випадку перевищення потужності ВДЕ порівняно із споживанням – розробити методи оцінювання впливу ВДЕ на нерівномірність графіка навантаження електричних мереж та втрати електроенергії, що зумовлені цим.

Для підвищення техніко-економічної ефективності сумісної експлуатації розподілених джерел електроенергії та розподільних електричних мереж необхідно вирішити ряд задач. Це допоможе збільшити виробництво електроенергії ВДЕ, зменшити втрати електроенергії в розподільних електричних мережах та поліпшити якість та надійність електропостачання споживачів з джерелами розподіленої генерації.

3. ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА РЕЖИМИ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

Питання використання відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) в електричних системах для підвищення надійності та якості електропостачання споживачів залишаються практично не вивченими на сьогодні.

Важливим аспектом є дослідження впливу ВДЕ на режими роботи розподільних електромереж (ЕМ) та компоненти втрат електроенергії, пов'язані з їхньою експлуатацією. Недостатність досліджень у цих областях виявляється у необґрунтовано високих нормативах втрат електроенергії, які мають бути компенсовані власниками ВДЕ в рамках угод про постачання електроенергії на енергетичних ринках або третіми сторонами.

Дослідження взаємовпливу розподільних електричних мереж та ВДЕ, а також математичне моделювання втрат електроенергії, обумовлених адресними перетоками від них до споживача, допоможе визначити умови оптимальної взаємодії ВДЕ та електричної мережі.

У даному розділі роботи розглянуті завдання дослідження та оптимізації взаємодії режимів ВДЕ та розподільних мереж енергосистем.

3.1. Особливості експлуатації розподільних електромереж в умовах ринку електроенергії та адресного електропостачання

Застосування розосереджених джерел генерації потужності в розподільних електричних мережах пов'язане з рядом характеристик, які обов'язково мають бути враховані під час проектування та експлуатації систем електропостачання з використанням відновлювальних джерел енергії (ВДЕ). В останні роки спостерігається тенденція до переходу від оптового ринку електроенергії єдиного покупця до балансуєчого ринку та

укладання двосторонніх договорів щодо електропостачання, що призводить до збільшення кількості місцевих джерел електроенергії в енергобалансі. Ці місцеві джерела можуть бути як традиційними, так і альтернативними джерелами енергії, що працюють на напрузі 0,38 кВ.

Вплив ВДЕ на режими роботи розподільних електричних мереж залежить від загального розподіленого генерування, одиночної потужності ВДЕ, їх типу та місця приєднання в мережі. Також важливо враховувати зміни в економічних умовах електроенергетики та моделі оптового ринку.

У контексті розвитку ВДЕ та електроенергетики в Україні виникають завдання вивчення та вирішення проблем, які впливають на масштаби та інтенсивність розбудови альтернативних джерел енергії. Зокрема, важливо вирішувати питання, які мають прямий вплив на розвиток ВДЕ та можуть стати стійким стимулом для інвесторів та енергопостачальних компаній, що розглядають питання розширення ВДЕ в енергосистемі.

Однією з важливих задач є максимізація прибутку від експлуатації відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) при їхній розбудові, ураховуючи зменшення втрат електроенергії, покращення якості енергопостачання та підвищення надійності розподільних електричних мереж (РЕМ) [11]. Оскільки електроенергія від ВДЕ передається разом із електроенергією інших джерел, необхідно визначити частку втрат, яка стосується транзиту від ВДЕ. Таким чином, слід розробити методику визначення втрат електроенергії від транзитних протікань, особливо в умовах адресного електропостачання, де втрати від транзиту повинні бути компенсовані за договорами.

Значний вплив на втрати електроенергії в РЕМ має використання ВДЕ. Параметри ВДЕ, їхні схеми приєднання, обсяг і графік споживання суміжних навантажень - усе це впливає на величину втрат. Схеми приєднання ВДЕ до розподільних мереж компенсують частину потужності, що виникає від споживачів, і зменшують приплив

електроенергії з системи, що призводить до загального зменшення втрат в розподільних мережах.

Загалом, втрати можна оцінити за відомою формулою враховуючи ці параметри:

$$\Delta W = \frac{S_{\text{сист}}^2}{U_{\text{н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\text{ф}}^2 T_{\text{п}} = \frac{(P_{\text{нав}} - P_{\text{г}})^2 + (P_{\text{нав}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{н}} - P_{\text{г}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{г}})^2}{U_{\text{н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\text{ф}}^2 T_{\text{п}}, \quad (3.1)$$

де $S_{\text{сист}}$ – повна потужність на шинах приєднання ВДЕ з боку системи;

$P_{\text{г}}$, $P_{\text{нав}}$ – середні потужності, відповідно, ВДЕ та суміжного навантаження;

$U_{\text{н}}$ – номінальна напруга ЕМ;

$r_{\text{ек}}$ – еквівалентний опір ЕМ, визначений з урахуванням приведення навантажень до $U_{\text{н}}$;

$k_{\text{ф}}$ – коефіцієнт форми графіка навантаження споживачів, суміжних з ВДЕ;

$T_{\text{п}}$ – тривалість звітного періоду.

Формули для приблизного обчислення втрат електроенергії в розподільних мережах в залежності від потужності відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) будуть відрізнятися залежно від типу ВДЕ. Наприклад, для ВДЕ, які генерують лише активну потужність (наприклад, сонячні електростанції з певними типами інверторів), вираз для обчислення втрат може мати наступний вигляд:

$$\Delta W_{\text{CEC1}} = \frac{P_{\text{г}}^2 + P_{\text{нав}}^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\text{н}}) - 2 P_{\text{г}} P_{\text{нав}}}{U_{\text{н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\text{ф}}^2 T_{\text{п}}, \quad (3.2)$$

У випадку використання відновлювальних джерел енергії (ВДЕ), які можуть генерувати як активну, так і реактивну потужність (наприклад,

сонячні електростанції з сучасними типами інверторів), вираз для визначення втрат може бути виражений наступним чином:

$$\Delta W_{\text{CEC2}} = \frac{P_{\Gamma}^2(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\Gamma}) + P_{\text{наб}}^2(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\text{H}})}{U_{\text{H}}^2} r_{\text{ек}} k_{\text{ф}}^2 T_{\text{П}} - \frac{2P_{\Gamma}P_{\text{наб}}(1 + \operatorname{tg} \varphi_{\Gamma} \operatorname{tg} \varphi_{\text{H}})}{U_{\text{H}}^2} r_{\text{ек}} k_{\text{ф}}^2 T_{\text{П}}, \quad (3.3)$$

Для оцінки впливу різних типів відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) на втрати електроенергії в розподільних мережах можна використовувати коефіцієнти впливу. Ці коефіцієнти визначають відношення втрат електроенергії в мережах після введення розподіленого генерування до втрат, що існували до цього:

$$k_{\Delta W_{\text{CEC1}}} = 1 + \frac{P_{\Gamma}^2}{P_{\text{наб}}^2(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\text{H}})} - 2 \frac{P_{\Gamma}}{P_{\text{наб}}(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\text{H}})} = \left(\frac{P_{\Gamma}}{P_{\text{наб}}} - 1 \right)^2 \cos^2 \varphi_{\text{H}} + \sin^2 \varphi_{\text{H}}, \quad (3.4)$$

$$k_{\Delta W_{\text{CEC2}}} = 1 + \frac{P_{\Gamma}^2(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\Gamma})}{P_{\text{наб}}^2(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\text{H}})} - 2 \frac{P_{\Gamma}(1 + \operatorname{tg} \varphi_{\Gamma} \operatorname{tg} \varphi_{\text{H}})}{P_{\text{наб}}(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\text{H}})} \approx \left(\frac{P_{\Gamma}}{P_{\text{наб}}} - 1 \right)^2, \quad (3.5)$$

З наведених виразів видно, що збільшення втрат у розподільних мережах через функціонування відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) відбуватиметься лише у випадку, коли середня потужність генерування станцій перевищуватиме аналогічний показник суміжного навантаження вдвічі.

Оцінка впливу джерел енергії на втрати потужності у вітках розподільних електричних мереж можлива на основі результатів розрахунків усталених режимів. Однак виділення складової втрат,

пов'язаної з ВДЕ, у цих величинах виявляється проблематичним завданням. Складність полягає в тому, що втрати потужності не лінійно залежать від перетоків у відгалуженнях мережі, і використання методу накладання непридатне. В інженерній практиці застосовуються різні методи, які дозволяють проводити розрахунки зазначеної складової втрат, враховуючи як однозначно задану інформацію, так і імовірнісно-статистичні оцінки. Однак використання таких методів у розімкнених розподільних мережах часто призводить до виникнення похибок, що може бути прийнятним на етапі планування режимів електромережі.

3.2. Розрахунок транзитних та адресних втрат потужності ВДЕ у розімкнених електричних мережах

При розрахунку транзитних та адресних втрат потужності відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) у розподільних мережах будь-якої конфігурації, особливо при експлуатації кількох джерел, наприклад, сонячних електростанцій (СЕС), важливо мати засіб аналізу їхнього сукупного впливу на втрати електроенергії в електричних мережах.

Таким чином, на основі запропонованого методу розробимо алгоритм, придатний для аналізу втрат потужності в мережах з будь-якою кількістю ВДЕ.

Запишемо відповідний вираз для визначення струмів у гілках схеми з довільною кількістю вузлів:

$$\dot{I}_i = \sum_{j=1}^m \dot{I}_{ij}, \quad (3.6)$$

де $\dot{I}_i$ – робочий струм i -ї вітки;

$\dot{I}_{ij} = C_{ij} \dot{J}_j$ – струм в i -й вітці від робочого струму j -го вузла;

C_{ij} – коефіцієнти струморозподілу робочих струмів у вузлах;

m – число незалежних вузлів ЕМ.

Значення часткових струмів у гілках, які здійснюють передачу струмів від вузлів споживання та вузлів генерації запасної схеми електромережі (ЕМ), до яких приєднані відновлювальні джерела енергії (ВДЕ), можна визначити за допомогою методу послідовних розрахунків нормального режиму роботи ЕМ.

Для кожного розрахунку визначається навантаження (генерація) лише в одному вузлі. Такий процес формування вихідних даних для розподілу втрат потужності між споживачами (включаючи відновлювальні джерела) вимагає проведення m подібних розрахунків.

Кількість розрахунків режиму може бути значно скорочена, якщо групувати вузли споживання та генерації відповідно до завдань та особливостей задачі. Наприклад, якщо необхідно оцінити вплив на втрати потужності в розподільних мережах сукупності ВДЕ, які належать одному ліцензіату енергетичного ринку України (тобто втрати між ВДЕ не розподіляються), то можна обмежитися двома розрахунками режиму ЕМ, незалежно від кількості ВДЕ: перший режим розраховується за заданими струмами генерації у вузлах приєднання кожного ВДЕ з сукупності, вплив якої аналізується (струми інших вузлів дорівнюють нулю); другий режим розраховується за заданими струмами навантаження (генерації) у всіх вузлах ЕМ, крім тих, що відповідають вузлам приєднання досліджуваної сукупності ВДЕ (в цих вузлах струми дорівнюють нулю).

У випадку, коли задача вимагає визначити втрати потужності в ЕМ для кожного ВДЕ з сукупності, алгоритм трошки ускладнюється. Якщо виразити струми через активні та реактивні складові:

$$\dot{I}_{ij} = \dot{I}'_{ij} + j\dot{I}''_{ij}. \quad (3.7)$$

то сумарні втрати i -ї вітки можна визначити:

$$\Delta \dot{S}_i = 3 \left[\left(\sum_{j=1}^m \dot{I}'_{ij} \right)^2 + \left(\sum_{j=1}^m \dot{I}''_{ij} \right)^2 \right] z_i. \quad (3.8)$$

де z_i – комплексний опір i -ї вітки схеми заміщення ЕМ.

Враховуючи (3.6), вираз (3.8) може бути представлено

$$\Delta \dot{S}_i = 3 \left[\sum_{j=1}^m \dot{I}'_{ij}{}^2 \mu'_j + \sum_{j=1}^m \dot{I}''_{ij}{}^2 \mu''_j \right] z_i. \quad (3.9)$$

де μ'_j, μ''_j – коефіцієнти взаємовпливу, які визначаються виразами:

$$\mu'_j = 1 + 2 \frac{\sum_{\eta=1, \eta \neq j}^m I'_{i\eta}}{I'_{ij}}, \quad \mu''_j = 1 + 2 \frac{\sum_{\eta=1, \eta \neq j}^m I''_{i\eta}}{I''_{ij}}. \quad (3.10)$$

З (3.9) видно, що втрати потужності у вітках електричної мережі викликані струмом j -го вузла, залежать від часткового струму і інших струмів, що протікають цією віткою. Величина такого впливу обумовлена коефіцієнтами впливу μ'_j, μ''_j , які враховують вплив навантажень решти вузлів схеми на втрати, викликані генерацією в розрахунковому вузлі j .

Використовуючи (3.9), можна визначити втрати в мережі ℓ враховуючи перетоки в множині віток $\theta_{\hat{a}\ell}$ струмів викликаних ВДЕ:

$$\Delta \dot{S}_\ell = \sum_{i \in \theta_{\hat{a}\ell}} 3(I'_{i_PDE}{}^2 \mu'_{i_PDE} + I''_{i_PDE}{}^2 \mu''_{i_PDE}) z_i. \quad (3.11)$$

3.3. Аналіз схем приєднання ВДЕ до розподільних електричних мереж

Відомо [19-21], що поява альтернативних джерел електроенергії в розподільних мережах призводить до позитивного впливу, оскільки це сприяє зменшенню навантаження на централізовану систему електропостачання. Цей позитивний ефект виявляється у зменшенні втрат потужності та електроенергії в електричних мережах, які використовуються для транспортування потужності від ВДЕ, а також у підвищенні якості електроенергії, особливо на віддалених вузлах з точки зору рівнів напруги. У конкретних ситуаціях також може відбуватися підвищення надійності електропостачання. Однак, як вказано вище, це стосується лише тих випадків, коли встановлена потужність ВДЕ та графіки їх роботи відповідають рівню локального споживання електроенергії, а також конфігурації та параметрів мережі. Таким чином, виникає завдання визначення точок приєднання та оптимізації схем видачі потужності для відновлюваних джерел електроенергії з врахуванням заданих технічних характеристик.

Аналізуючи режим роботи електроенергетичної мережі (ЕМ) в будь-який момент часу при відомих значеннях потужності навантаження, $\dot{S}_i = P_i + jQ_i$ та напруг у вузлах $\dot{U}_i$ можна визначити струми у вузлах:

$$\dot{J}_i = \frac{(P_{P_i} - jQ_{P_i}) - P_{ВДЕ_i}}{\sqrt{3}\hat{U}_i} = \dot{J}_{P_i} - \dot{J}_{ВДЕ_i}. \quad (3.12)$$

де P_{P_i} , Q_{P_i} – розрахункові активна та реактивна навантаження/генерування;

$P_{ВДЕ_i}$ – потужність ВДЕ у i -му вузлі.

Лінійна модель нормального режиму, яка виникає з вираження

навантаження та генерації вузлів електроенергетичної мережі (ЕМ) у вигляді розрахованих задаючих струмів, стане абсолютно еквівалентною вихідній нелінійній моделі для конкретного моменту часу [20,22,23]. Розглянемо випадок транспортування електроенергії від відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) через електричну мережу з узагальненими трема навантаженнями, якою розподіляється електроенергія від трансформаторних підстанцій (ТП) 10/0,4 кВ. Схема цієї мережі зображена на рис. 3.1.

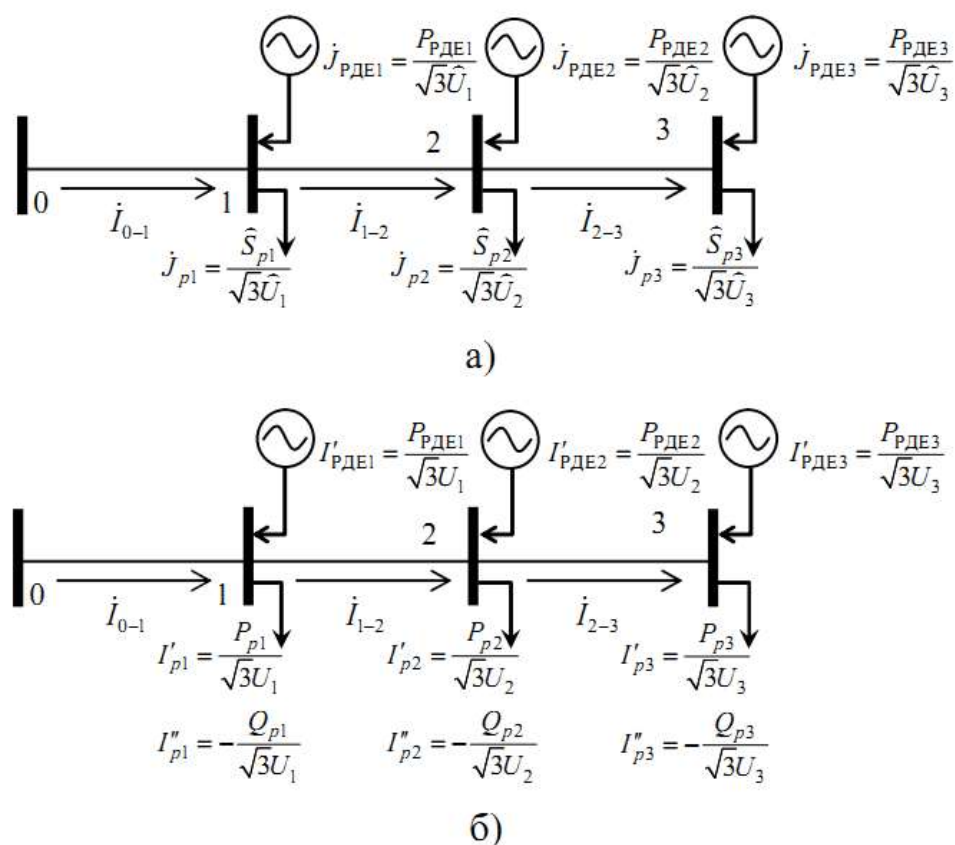


Рис. 3.1. Схема перетікання потужності в електромережі з ВДЕ

Навантаження вузлів електроенергетичної мережі задаються струмами, а компоненти поперечної складової заступної схеми лінійних електропередач (ЛЕП) враховуються струмами навантаження у розрахункових точках вузлів. Відповідно до методу накладання через

головну ділянку (0-1) електричної мережі, уздовж неї будуть протікати узгоджено напрямлені часткові струми, що виникають через навантаження окремих трансформаторних підстанцій (ТП) 10/0,4 кВ та роботу відновлюваних джерел енергії (ВДЕ).

Таким чином, втрати активної потужності у ЛЕП з опором R_{0-1} дорівнюватимуть

$$\Delta P = 3 \left| \dot{I}_{0-1} \right|^2 R_{0-1} = 3 \left| \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3 \right|^2 R_{0-1}. \quad (3.13)$$

Представляючи струми у вигляді дійсної та уявної складових, вираз (3.13) матиме вигляд:

$$\Delta P_{\Sigma} = \left[\left(I'_1 + I'_2 + I'_3 \right)^2 + \left(I''_1 + I''_2 + I''_3 \right)^2 \right] R_{0-1}. \quad (3.14)$$

де I' , I'' – дійсні та уявні часткові струмів.

Якщо виділити з дійсних складових струмів у виразі (3.4.1.34) складові, що зумовлені функціонуванням ВДЕ, можна використовувати позначення: $I'_{\text{РДЕ}_1}$, $I'_{\text{РДЕ}_2}$, $I'_{\text{РДЕ}_3}$ ($I'_1 = I'_{\text{Р}_1} - I'_{\text{РДЕ}_1}$ і т.д.), то можна розрахувати втрати в точці 0-1:

$$\begin{aligned} \Delta P_{0-1} = & \left[\left(I'_{\text{Р}_1} + I'_{\text{Р}_2} + I'_{\text{Р}_3} \right)^2 + \left(I''_{\text{Р}_1} + I''_{\text{Р}_2} + I''_{\text{Р}_3} \right)^2 - \right. \\ & - \left\{ 2 \left(I'_{\text{РДЕ}_1} + I'_{\text{РДЕ}_2} + I'_{\text{РДЕ}_3} \right) \left(I'_{\text{Р}_1} + I'_{\text{Р}_2} + I'_{\text{Р}_3} \right) + \right. \\ & \left. \left. + \left(I'_{\text{РДЕ}_1} + I'_{\text{РДЕ}_2} + I'_{\text{РДЕ}_3} \right)^2 \right\} \right] R_{0-1} \end{aligned} \quad (3.15)$$

Виходячи з (3.14), втрати потужності в ЕМ при роботі ВДЕ визначаються:

$$\Delta P_{\Sigma_PDE} = \Delta P + \delta P_{PDE}. \quad (3.16)$$

перша з яких є втратами потужності в ЕМ до встановлення ВДЕ, а друга – визначає додаткові втрати, які зумовлені їх встановленням.

Для визначення додаткових втрат активної потужності в k -й вітці розімкненої ЕМ використовуємо формулу:

$$\delta P_k(I'_{PDE_i}) = 3I_{PDE_i}'^2 \left[\frac{\sum_{j \in N_k} I_{PDE_j}'}{I'_{PDE_i}} - \frac{2 \sum_{j \in N_k} I_{P_j}'}{I'_{PDE_i} \Sigma} \right] R_k. \quad (3.17)$$

де N_k – множина вузлів ЕМ, що підключені до цієї гілки.

Отже, вплив встановлення ВДЕ на втрати потужності в ЕМ можна охарактеризувати за допомогою значення еквівалентного сумарного опору розподільної мережі $R_{\Sigma}^{PDE}(I'_{PDE_i})$ та транзитної потужності ВДЕ через i -й вузол:

$$R_{\Sigma}^{PDE}(I'_{PDE_i}) = R_{\Sigma}^{36}(I'_{PDE_i}) - R_{\Sigma}^{3M}(I'_{PDE_i}),$$

$$R_{\Sigma}^{36}(I'_{PDE_i}) = \sum_{k \in M_i} \left[\frac{\sum_{j \in N_k} I_{PDE_j}'}{I'_{PDE_i}} R_k \right], \quad R_{\Sigma}^{3M}(I'_{PDE_i}) = \sum_{k \in M_i} \left[\frac{2 \sum_{j \in N_k} I_{P_j}'}{I'_{PDE_i} \Sigma} R_k \right] \quad (3.18)$$

Цей еквівалентний опір містить дві складові:

$R_{\Sigma}^{36}(I'_{PDE_i})$ – активний опір, враховує струми перетікання від РДЕ I'_{PDE_i} , що приєднано в i -му вузлі.

$R_{\Sigma}^{3M}(I'_{PDE_i})$ – складова, що характеризує зменшення втрат в ЕМ через зменшення перетоків струмів через встановлену ВДЕ в i -му вузлі.

Отже, за допомогою еквівалентних опорів (3.18) можна лише визначити оптимальну групу вузлів електричної мережі, для якої приєднання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) буде максимально ефективним за критерієм мінімізації втрат потужності у заданому режимі та мінімізації втрат електроенергії протягом певного часового проміжку. Однак це передбачає наявність необхідної інформаційної бази, яка дозволяє отримувати адекватні результати розрахунків характерних режимів електричної мережі (ЕМ), а також відсутність суттєвих змін у конфігурації схеми ЕМ протягом визначеного періоду.

У реальних умовах експлуатації зміни в розподільних мережах можуть призвести до ускладнень у методиці вибору схем приєднання ВДЕ, що вимагає проведення імітаційних розрахунків з урахуванням можливих змін у нормальній схемі ЕМ.

3.4. Визначення місць приєднання ВДЕ на підставі аналізу чутливості.

Розглянемо вирішення завдання визначення оптимальних місць приєднання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) за критерієм мінімізації втрат потужності. Умови недостатнього рівня інформації у процесі проектування роблять ускладненим визначення оптимального критерію для конкретних варіантів. Якщо після аналізу доцільності приєднання ВДЕ в кожному вузлі з попередньо визначеного переліку виявлені найбільш ефективні місця для їх розташування, наступним кроком є узяття остаточного рішення шляхом оптимізації розрахункової потужності ВДЕ так, щоб вона максимально відповідала встановленій загальній потужності

ВДЕ. Для здійснення цього остаточного вибору оптимальних потужностей ВДЕ можна використати метод аналізу чутливості. З використанням формули (3.17) запишемо вираз для зміни втрат потужності в електричній мережі (ЕМ) як результат приєднання ВДЕ в найбільш електрично віддаленому вузлі:

$$\begin{aligned} \delta P_{\Sigma}(I'_{\text{РДЕ}_3}) = & 3I_{\text{РДЕ}_3}'^2 \left(\frac{I'_{\text{РДЕ}_1} + I'_{\text{РДЕ}_2}}{I'_{\text{РДЕ}_3}} + \frac{I'_{\text{РДЕ}_3} - 2(I'_{\text{Р}_1} + I'_{\text{Р}_3} + I'_{\text{Р}_3})}{I'_{\text{РДЕ}_3}} \right) R_{0-1} + \\ & + 3I_{\text{РДЕ}_3}'^2 \left(\frac{I'_{\text{РДЕ}_2}}{I'_{\text{РДЕ}_3}} + \frac{I'_{\text{РДЕ}_3} - 2(I'_{\text{Р}_1} + I'_{\text{Р}_3} + I'_{\text{Р}_3})}{I'_{\text{РДЕ}_3}} \right) R_{1-2} + \\ & + 3I_{\text{РДЕ}_3}'^2 \left(\frac{I'_{\text{РДЕ}_3} - 2(I'_{\text{Р}_1} + I'_{\text{Р}_3} + I'_{\text{Р}_3})}{I'_{\text{РДЕ}_3}} \right) R_{2-3}. \end{aligned} \quad (3.19)$$

Після алгебраїчних перетворень і спрощень, використовуючи вирази для всіх m місць приєднання ВДЕ, можна сформулювати систему лінійних алгебраїчних рівнянь:

$$\begin{cases} \frac{\partial \delta P_{\Sigma}(I'_{\text{РДЕ}_k})}{\partial I'_{\text{РДЕ}_k}} = 0; \\ \frac{\partial \delta P_{\Sigma}(I'_{\text{РДЕ}_m})}{\partial I'_{\text{РДЕ}_m}} = 0, \end{cases} \quad (3.4.1.43)$$

Розв'язання цієї системи рівнянь дозволяє визначити оптимальні розрахункові потужності для приєднання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у відповідних вузлах. Кількість рівнянь у системі визначається кількістю потенційних місць приєднання ВДЕ. За отриманими оптимальними значеннями потужностей визначається вузол електричної мережі з мінімальною різницею між розрахунковою оптимальною та встановленою потужностями ВДЕ.

Висновки до розділу

Використаний метод, який базується на аналізі чутливості втрат потужності в електричній мережі (ЕМ), надає можливість чітко оцінити відповідність доцільності приєднання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у конкретному вузлі.

Визначена технічна ефективність роботи розподільних мереж і одночасно здійснюється мінімізація збитків, пов'язаних з транспортуванням електроенергії від ВДЕ.

4. КОМП'ЮТЕРНЕ ІМІТАЦІЙНЕ МОДЕЛЮВАННЯ КОМБІНОВАНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Досить багато експериментальних та розрахункових методів використовується для аналізу режимів роботи систем електропостачання, включаючи комбіновані підходи.

Один з найпоширеніших методів - це застосування комп'ютерних імітаційних моделей, які дозволяють досить точно аналізувати режимні параметри систем електропостачання. При аналізі режимів роботи комбінованої системи електропостачання з відновлювальними джерелами енергії (ВДЕ), необхідно вирішити кілька ключових завдань:

Розробити математичну модель сонячної електростанції (СЕС), зосереджуючись на її основному елементі - фотоелектричних станціях (ФЕС).

Створити комп'ютерну імітаційну модель комбінованої системи електропостачання, яка включає в себе сонячні електростанції.

Ці завдання будуть детально розглянуті у четвертому розділі даної роботи..

4.1. Математична модель фотоелектричної установки

Розрахунок вихідної потужності для фотоелектричної станції (ФЕС) виконується за наступною формулою [2]

$$P_{\text{ФЕБ}}(t) = P_{\text{ФЕБном}} k_{\text{з.е.}} \frac{\bar{I}_{\beta}(t)}{I_{\text{СУ}}} [1 + \alpha_P (\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t) - \vartheta_{\text{СУ}})]; \quad (4.1)$$

де: $P_{\text{ФЕБ}}(t)$ – вихідна робоча потужність ФЕС, кВт;

$P_{\text{ФЕБном}}$ – встановлена номінальна потужність ФЕС при СУ, кВт;

$k_{\text{з.е.}}$ – коефіцієнт зниження ефективності ФЕС;

$\bar{I}_\beta(t)$ – середнє значення густини потоку сонячного випромінювання, яке потрапляє на поверхню ФЕС за годинний інтервал, Вт/м²;

I_{CY} – густина потоку сонячного випромінювання, кВт/м²;

α_p – температурний коефіцієнт потужності ФЕС, °С⁻¹;

$\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t)$ – поверхнева температура ФЕС, °С;

ϑ_{CY} – поверхнева температура ФЕС при СВ, °С.

Еквівалентна схема сонячної батареї зображена на рис. 4.1.

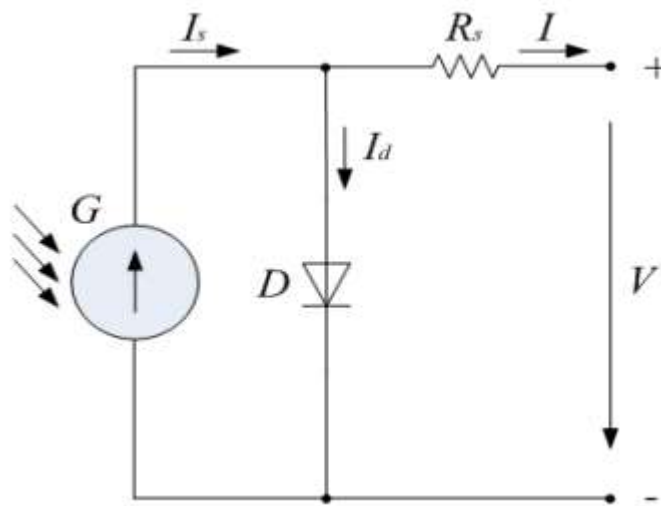


Рис. 4.1. Еквівалентна схема заміщення сонячної батареї

Під стандартними умовами ми розуміємо такі параметри, як густина потоку сонячного випромінювання $I_{\text{CY}} = 1 \text{ кВт/м}^2$, та температура поверхні $\vartheta_{\text{ФЕБ}} = 25 \text{ °С}$ фотоелектричної установки (ФЕУ). Параметри, які отримуються при цих умовах, називаються номінальними параметрами ФЕУ.

Якщо зміну потужності ФЕС при зміні температури не враховувати, то формула (4.1) спрощується:

$$P_{\text{ФЕБ}}(t) = P_{\text{ФЕБном}} k_{\text{з.с.}} \frac{\bar{I}_\beta(t)}{I_{\text{CY}}}; \quad (4.2)$$

Температура фотоелектричної установки (ФЕУ) представляє собою температуру її поверхні. Протягом нічної частини доби температура поверхні батареї дорівнює температурі оточуючого середовища.

Однак при освітленні сонячними променями ця температура може перевищувати температуру оточуючого середовища, особливо під час інтенсивної експозиції сонячної енергії, і сягати понад 30°C.

Температуру ФЕУ можна визначити за допомогою рівняння балансу потужностей [4], яке відображає рівновагу між сонячною енергією, що падає на ФЕУ, електричною потужністю та тепловіддачею в оточуюче середовище.

$$\tau \alpha I_{\beta}(t) = \eta_{\text{ФЕБ}} I_{\beta}(t) + \alpha_{\text{ФЕБ}} [\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t) - \vartheta_0(t)]; \quad (4.3)$$

де τ – коефіцієнт полоси пропускання сонячного випромінювання ФЕС;

α – коефіцієнт поглинання ФЕС;

$I_{\beta}(t)$ – густина потоку сонячного випромінювання на поверхні ФЕС, кВт/м²;

$\eta_{\text{ФЕБ}}$ – ККД ФЕС;

$\alpha_{\text{ФЕБ}}$ – коефіцієнт тепловіддачі від ФЕС до оточуючого середовища, кВт/(м²·°C);

$\vartheta_0(t)$ – температура заовнішнього середовища, °C.

Розв'язавши (4.3 з урахуванням $\vartheta_{\text{ФЕБ}}$, отримаємо:

$$\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t) = \vartheta_0(t) + I_{\beta}(t) \frac{\tau \alpha}{\alpha_{\text{ФЕБ}}} \left(1 - \frac{\eta_{\text{ФЕБ}}}{\tau \alpha} \right); \quad (4.4)$$

Так як величину $\frac{\tau \alpha}{\alpha_{\text{ФЕБ}}}$ практично виміряти важко, тому беремо

технічні дані виробників. В режимі роботи холостого ходу (4.4) матиме вигляд:

$$\frac{\tau \alpha}{\alpha_{\text{ФЕБ}}} = \frac{\vartheta_{\text{ФЕБ ном}} - \vartheta_{0 \text{ ном}}}{I_{\text{ном}}}; \quad (4.5)$$

де $\vartheta_{\text{ФЕБ ном}}$ – номінальна робоча температура ФЕС при випробуваннях, °C;

$\vartheta_{0 \text{ ном}}$ – дослідна температура оточуючого середовища визначається $\vartheta_{\text{ФЕБ ном}}$, °C, (як правило $\vartheta_{0 \text{ ном}} = 20 \text{ °C}$);

$I_{\text{ном}}$ – густина потоку на поверхні ФЕС при проведенні випробувань, кВт/м², (як правило $I_{\text{ном}} = 800 \text{ Вт/м}^2$).

Для спрощення приймаємо, що величина $\frac{\tau \alpha}{\alpha_{\text{ФЕБ}}}$ незмінна, тоді рівняння (4.4) можна представити у вигляді:

$$\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t) = \vartheta_0(t) + I_{\beta}(t) \frac{\vartheta_{\text{ФЕБ ном}} - \vartheta_{0 \text{ ном}}}{I_{\text{ном}}} \left(1 - \frac{\eta_{\text{ФЕБ}}}{\tau \alpha} \right); \quad (4.6)$$

Також будемо припускати, що система управління фотоелектричної установки (ФЕУ) автоматично забезпечує роботу в точці відбору максимальної потужності. Це означає, що коефіцієнт корисної дії (ККД) ФЕУ завжди має максимальне значення.

$$\eta_{\text{ФЕБ}} = \eta_{\text{ФЕБ max}}; \quad (4.7)$$

де $\eta_{\text{ФЕБ max}}$ – ККД ФЕС в точці відбору максимальної потужності.

Враховуючи (4.7) рівняння (4.6) набуває вигляду:

$$\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t) = \vartheta_0(t) + (\vartheta_{\text{ФЕБ ном}} - \vartheta_{0 \text{ ном}}) \frac{I_{\beta}(t)}{I_{\text{ном}}} \left(1 - \frac{\eta_{\text{ФЕБ max}}(t)}{\tau \alpha} \right); \quad (4.8)$$

Приймаємо, що ККД змінюється за лінійним законом:

$$\eta_{\text{ФЕБ max}}(t) = \eta_{\text{ФЕБ max СУ}} [1 + \alpha_P (\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t) - \vartheta_{\text{СУ}})]; \quad (4.9)$$

де $\eta_{\text{ФЕБ max СУ}}$ – ККД ФЕС за максимального сонячного випромінювання.

Підставивши вираз (4.9) у рівняння (4.8) поточна температура ФЕС визначається:

$$\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t) = \vartheta_0(t) + (\vartheta_{\text{ФЕБ ном}} - \vartheta_{0 \text{ ном}}) \frac{I_{\beta}(t)}{I_{\text{ном}}} \left(1 - \frac{\eta_{\text{ФЕБ max СУ}} [1 + \alpha_P (\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t) - \vartheta_{\text{СУ}})]}{\tau \alpha} \right); \quad (4.10)$$

Якщо нормативне значення $\eta_{\text{ФЕБ max СУ}}$ не наведено в документації, то його можна визначити за формулою:

$$\eta_{\text{ФЕБ, max СУ}} = \frac{P_{\text{ФЕБ ном}}}{F_{\text{ФЕБ}} I_{\text{СУ}}}; \quad (4.11)$$

де $F_{\text{ФЕБ}}$ – робоча площа ФЕС, м².

Вихідний струм сонячної батареї прямо пропорційний енергії сонячного випромінювання. Залежність струму сонячної батареї від енергії сонячного випромінювання може бути виражена наступним чином:

$$I_{\text{ФЕУ}} = I_{\text{SCS}} \frac{G_{\alpha}}{G_{\alpha s}}; \quad (4.12)$$

де I_{SCS} – струм короткого замикання, А (з паспорту ФЕУ).

G_{α} – енергія сонячного випромінювання з урахуванням орієнтації ФЕС.

$G_{\alpha S}$ – максимальна енергія сонячного випромінювання ($G_{\alpha S} = 1000$ Вт/м²).

Є невеликий температурний коефіцієнт, на рівні декількох міліампер на градус Цельсія, який слід враховувати при визначенні різниці температур. Проте, в даному випадку можна знехтувати цим поправочним коефіцієнтом. Вольт-амперні характеристики (ВАХ) сонячних батарей для різних рівнів енергії сонячного випромінювання представлені на рис. 4.2.

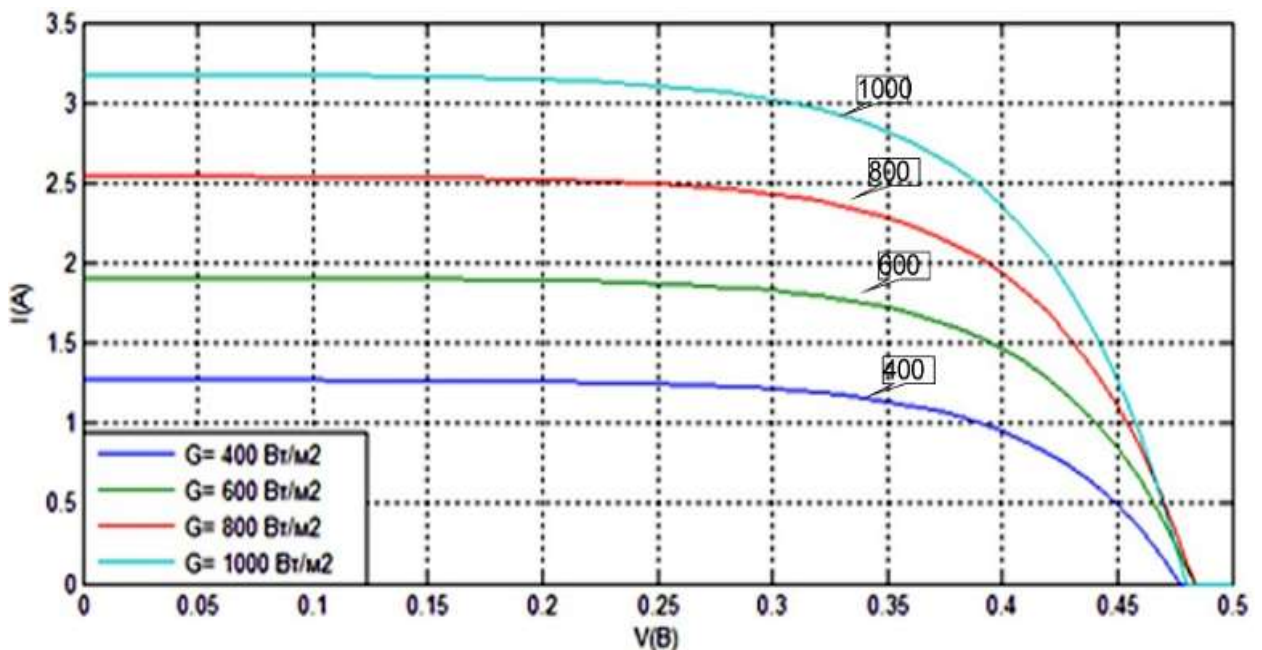


Рис. 4.2. ВАХ сонячних батарей

Отже, вираз (4.13) можна використовувати як математичну модель при створенні комп'ютерних імітаційних моделей комбінованої системи електропостачання з сонячними електростанціями.

4.2. Комп'ютерні імітаційні моделі комбінованої системи електропостачання з СЕС

Модель комп'ютерної імітації комбінованої системи електропостачання з використанням сонячної енергії включає в себе окремі моделі її складових. Принципову структуру комбінованої системи електропостачання, яку в подальшому використовує комп'ютерна імітаційна модель, можна побачити на рис. 4.3.

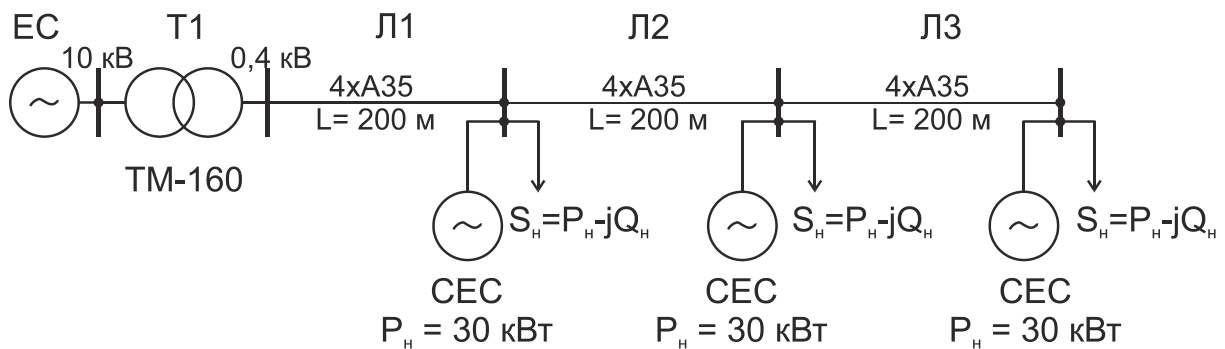


Рис. 4.3. Принципова схема комбінованої системи електропостачання

Існує значна кількість програм, призначених для розробки комп'ютерних імітаційних моделей систем електропостачання. У даній роботі використовувався математичний пакет прикладних програм Matlab/Simulink для розробки комп'ютерних моделей елементів системи електропостачання, які входять до бібліотеки SimPowerSystems.

На рисунку 4.4 представлена загальна функціональна схема комп'ютерної моделі комбінованої системи електропостачання.

На рисунку 4.4:

- Source – блок моделі електричної системи з параметрами: $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$, $S_{кз} = 800 \text{ кВА}$; вікно налаштувань цього блоку показано на рисунку 4.5 а.

- Line1 – блок моделі повітряної лінії номінальною напругою $U_{ном} = 0,4 \text{ кВ}$, довжиною $L = 0,2 \text{ км}$, виконаної алюмінієвим проводом А-35; вікно

налаштувань цього блоку показано на рисунку 4.5 б.

- Transformer – блок моделі силового знижувального трансформатора ТМ-160/10; вікно налаштувань цього блоку показано на рисунку 4.6 а.

- Load Breaker – блок моделі трифазного вимикача, що комутує струм навантаження; вікно налаштувань цього блоку показане на рисунку 4.6 б.

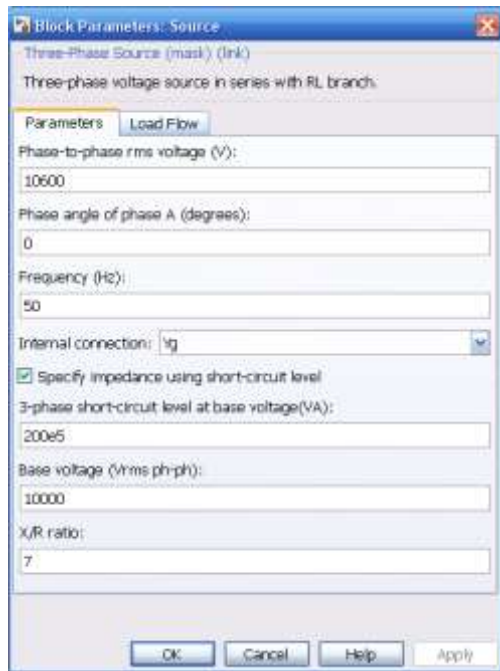
- Solar Breaker – блок моделі трифазного вимикача, що комутує струм СЕС; вікно налаштувань цього блоку аналогічне показаному на рисунку 4.6 б.

- Load – блок, що моделює графік навантаження, який був розрахований у 2-му розділі роботи;

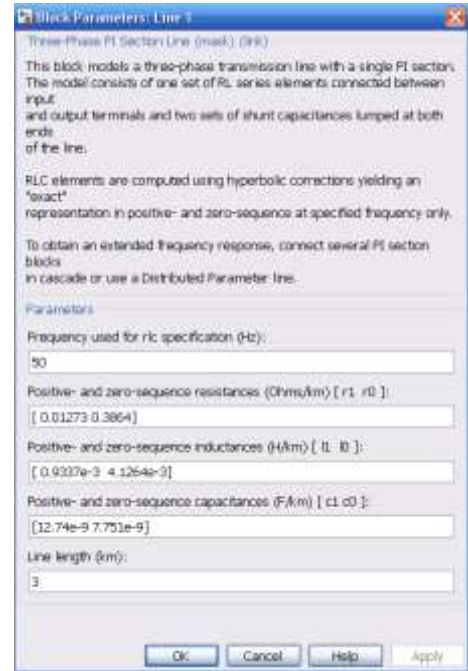
- Solar Plant – блок моделі СЕС, в основу якого покладено виразу (4.12) та графіки енергетичного випромінювання, що були розраховані в розділі 2.

- VI1, VI_2, VI_3 – модель трифазних вимірювачів струму та напруги.

Score 1, Score 2, Score 3 – блоки, що містять в собі засоби вимірювання потужності та візуалізації результатів моделювання.

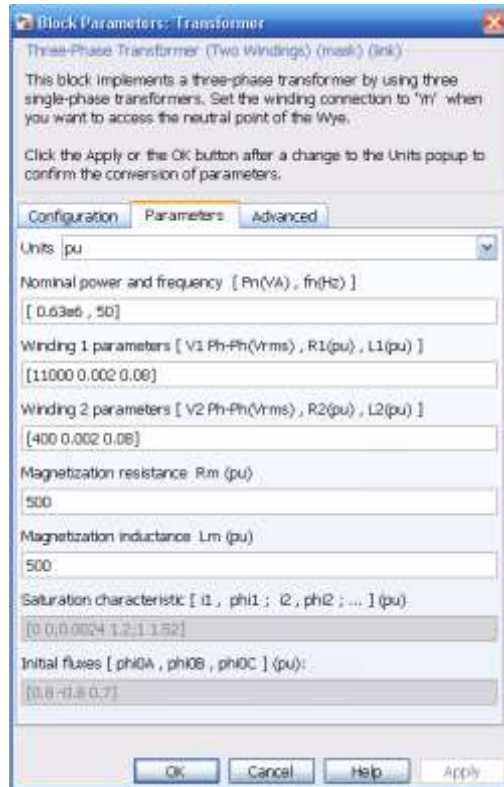


а)



б)

Рис. 4.5. Діалогові вікна налаштувань параметрів моделей елементів Source та Line 1



а)



б)

Рис. 4.6. Діалогові вікна налаштувань параметрів моделей елементів Transformer та Load Breaker

Структурна схема моделі блоку *Load* показана на рис. 4.7.
Структурна схема моделі блоку *Solar Plant* показана на рис. 4.8.

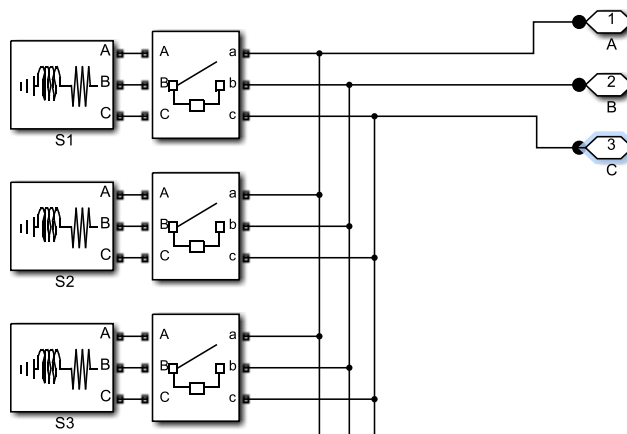


Рис. 4.7. Структурна схема моделі блоку *Load* ($S = [S1 \dots S24]$)

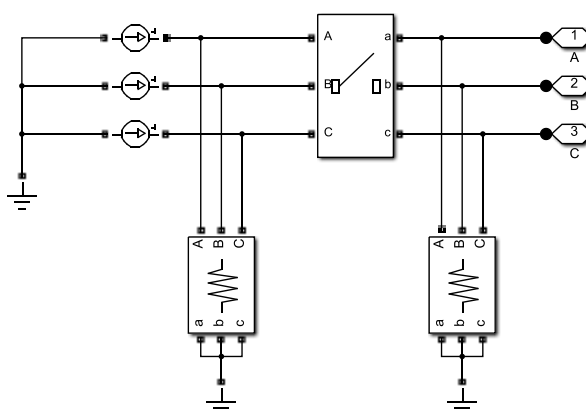


Рис. 4.8. Структурна схема моделі блоку *Solar Plant* ($Ib = [Ib_1 \dots Ib_16]$)

Особливість організації даних у блоках обумовлена відсутністю в бібліотеці SimPowerSystems моделі, що передбачає змінні в часі навантаження (генерації). Тому для кожного інтервалу усереднення значень електричних навантажень та виробленої СЕС відповідно до графіків ці значення моделюються окремим блоком навантаження (трифазного джерела струму).

4.3. Комп'ютерне імітаційне моделювання режимів роботи комбінованої системи електропостачання з ВДЕ

Розроблена комп'ютерна імітаційна модель, яка представлена у розділі 4.2, дозволяє провести аналіз робочих режимів комбінованої системи електропостачання з використанням відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Ця модель також забезпечує визначення рівнів напруг у вузлах мережі та втрат потужності в елементах електричних систем. Таким чином, за допомогою цієї моделі можна перевірити правильність результатів теоретичних досліджень, які описані в розділі 3 роботи.

Основні завдання аналізу режимів роботи комбінованої системи електропостачання з ВДЕ методом комп'ютерного імітаційного моделювання включають в себе:

- визначення впливу ВДЕ на рівень напруги для різних сценаріїв приєднання сонячних електростанцій (СЕС) до електричної мережі;
- аналіз рівня втрат потужності в елементах системи електропостачання при різних схемах підключення ВДЕ до мережі.

Аналізуючи основну схему комбінованої системи електропостачання (рисунок 4.3), можна прийти до висновку, що можливі варіанти підключення СЕС – це вузол 1 (пряме приєднання до шин 0,4 кВ підприємства) та вузол 2 (приєднання до шин знижувальної трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ). Зрозуміло, що другий варіант приєднання СЕС може бути взятий до уваги лише за умови, що лінія Л2 знаходиться в режимі балансу підприємства і відсутні будь-які організаційно-технічні перешкоди, які можуть заважати такому приєднанню.

Результати комп'ютерного імітаційного моделювання параметрів режиму комбінованої системи електропостачання для різних варіантів приєднання СЕС до електричної мережі подані на рисунках 4.9–4.15.

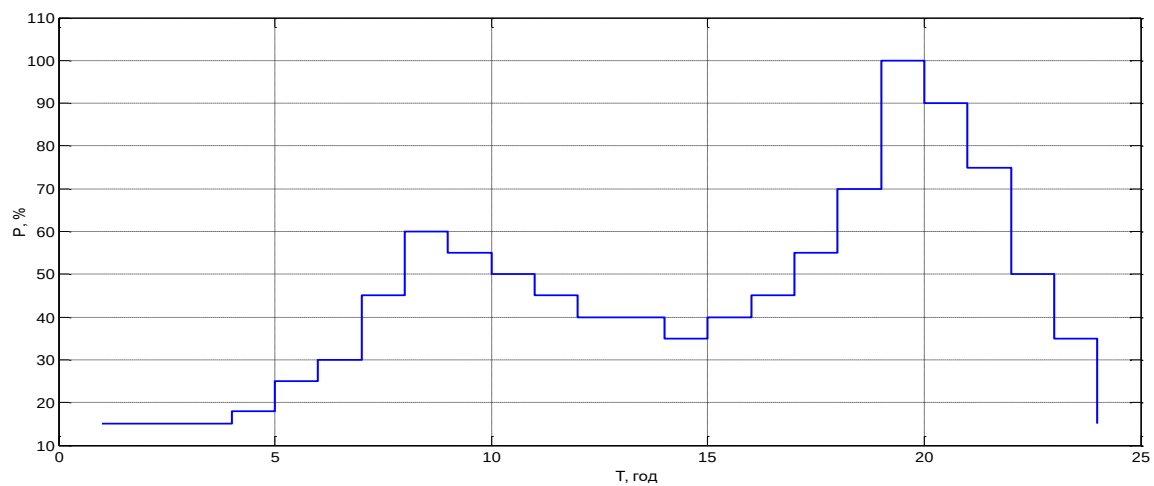


Рис. 4.9. Добовий графік активного навантаження P_n

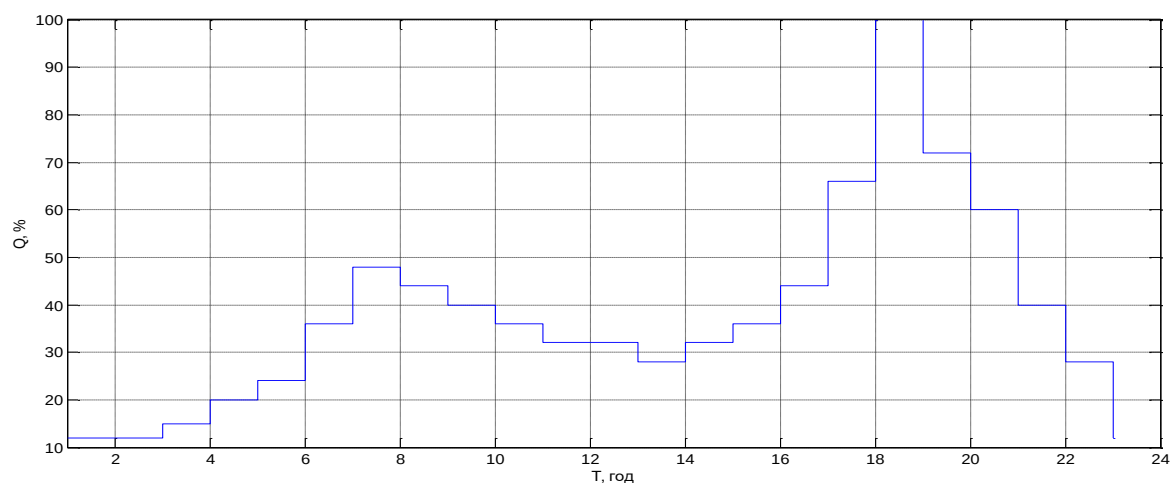


Рис. 4.10. Добовий графік реактивного навантаження Q_n

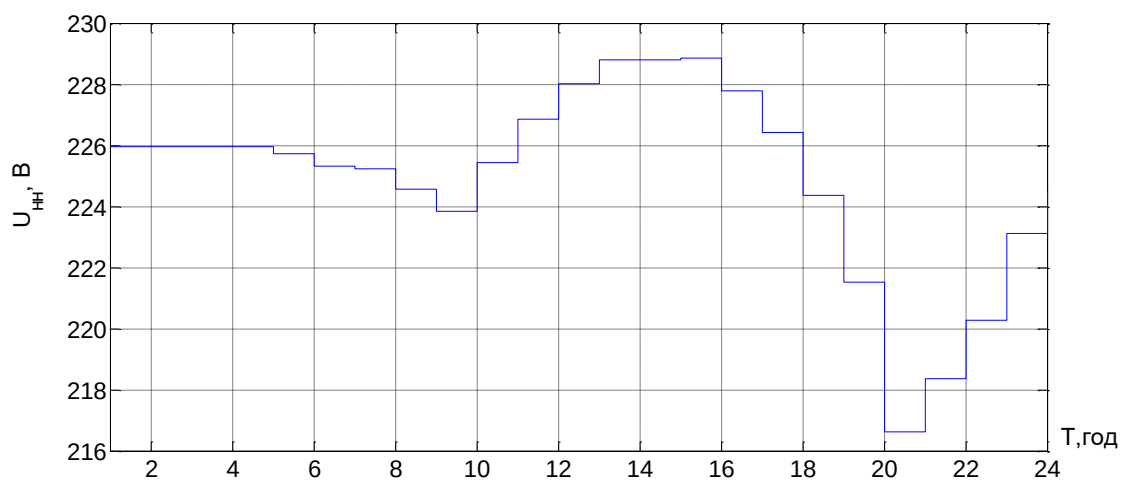


Рис. 4.11. Графік фазної напруги U_ϕ на стороні 0,4 кВ без ВДЕ

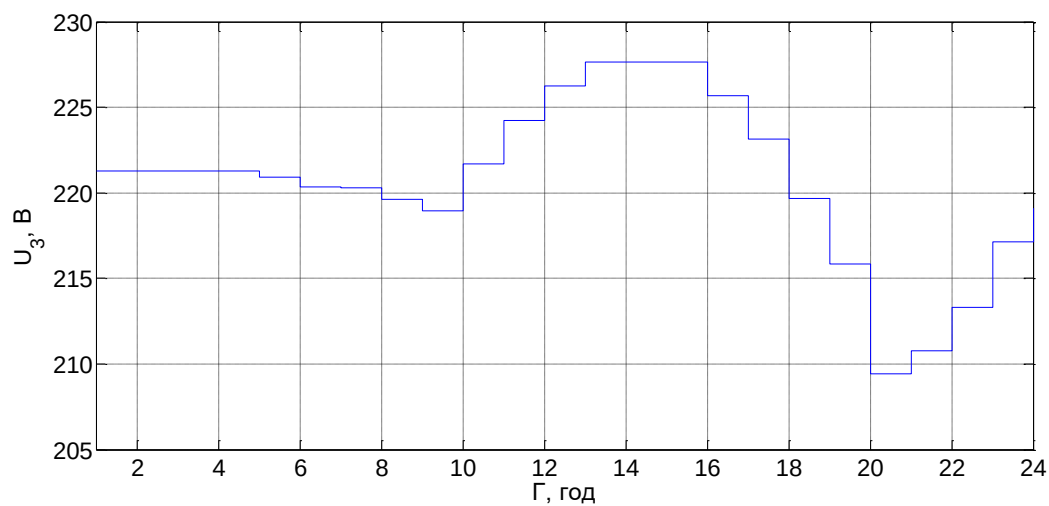


Рис. 4.12. Графік фазної напруги U_ϕ в точці 3 схеми

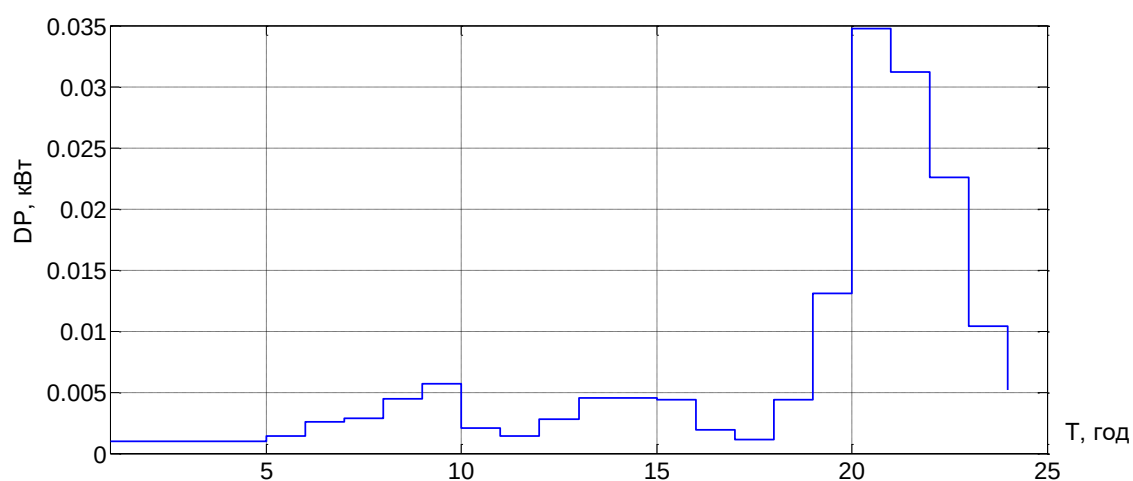


Рис. 4.13. Графік зміни втрат потужності в лінії ЛЗ $\Delta P_{ЛЗ}$

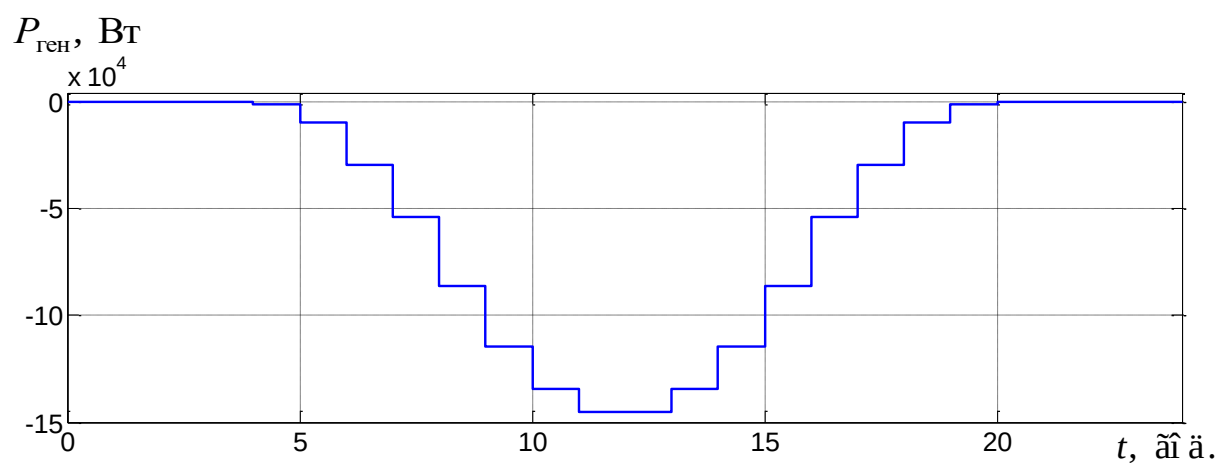


Рис. 4.14. Графік генерації активної потужності від СЕС, $P_{ген}$

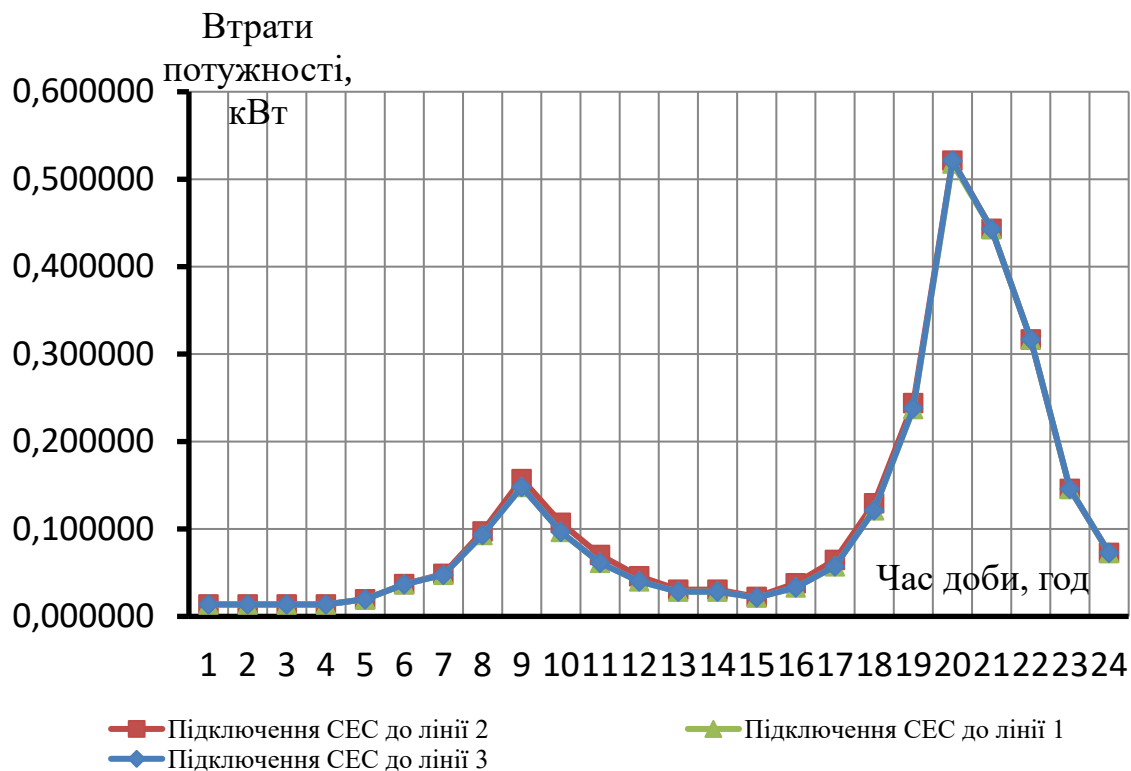


Рис. 4.15. Графік втрат потужності в лінії (шини 0,4 кВ ТП 10/04 кВ)

4.4. Аналіз результатів моделювання режимів роботи комбінованої системи електропостачання з ВДЕ

Результати статистичної обробки значень напруг в точках 1 і 2 схеми, у випадках підключення СЕС до цих точок наведено на рис. 4.16.

Результати обробки значень втрат потужності в лініях для різних варіантів місць підключення СЕС наведені на рис. 4.17.

Римунок 4.16. Результати статистичної обробки діючих значень напруг в різних точках комбінованої системи електропостачання

№ п/п	Відхилення напруги при підключенні СЕС до лінії 3				Відхилення напруги при підключенні СЕС до лінії 2				Відхилення напруги при підключенні СЕС до лінії 1			
	V _{нн} , %	V1, %	V2, %	V3, %	V _{нн} , %	V1, %	V2, %	V3, %	V _{нн} , %	V1, %	V2, %	V3, %
1	4,60480258	4,483326	4,405315	4,367201	2,702897	2,583629	2,507036	2,469616	2,702897	2,583629	2,50703633	2,469616
2	4,60480258	4,483326	4,405315	4,367201	2,702897	2,583629	2,507036	2,469616	2,702897	2,583629	2,50703633	2,469616
3	4,60480258	4,483326	4,405315	4,367201	2,702897	2,583629	2,507036	2,469616	2,702897	2,583629	2,50703633	2,469616
4	4,60480258	4,483326	4,405315	4,367201	2,702897	2,583629	2,507036	2,469616	2,702897	2,583629	2,50703633	2,469616
5	4,50766	4,356429	4,25988	4,212889	2,607521	2,459039	2,364246	2,318109	2,607521	2,459039	2,36424589	2,318109
6	4,31644716	4,112351	3,986482	3,929112	2,42002	2,219706	2,096192	2,033618	2,420159	2,219896	2,09643367	2,040222
7	4,26617506	4,055177	3,939836	3,90696	2,371913	2,165183	2,052325	1,976994	2,373077	2,166771	2,05434799	2,02287
8	3,95312652	3,67957	3,559388	3,565213	2,066056	1,798083	1,680478	1,566665	2,071058	1,804957	1,68928942	1,697261
9	3,60981802	3,277764	3,161173	3,214607	1,729076	1,402995	1,287915	1,135122	1,740859	1,419298	1,30893837	1,365343
10	4,3425879	4,21828	4,27606	4,483587	2,451974	2,330786	2,387702	2,246624	2,469242	2,354565	2,41823595	2,628759
11	4,99885631	5,067468	5,290143	5,645396	3,10053	3,170234	3,390538	3,261491	3,12138	3,198818	3,42709024	3,785414
12	5,52139459	5,747773	6,105162	6,580337	3,61783	3,844133	4,198506	4,081875	3,639986	3,874389	4,23705403	4,715327
13	5,88403749	6,22161	6,670942	7,224594	3,977488	4,31453	4,760879	4,657022	3,998848	4,343601	4,79780186	5,354462
14	5,88403749	6,22161	6,670942	7,224594	3,977488	4,31453	4,760879	4,657022	3,998848	4,343601	4,79780186	5,354462
15	5,91699175	6,259148	6,697272	7,226466	4,010512	4,352568	4,788544	4,697973	4,028031	4,376363	4,81870972	5,350518
16	5,42344168	5,608624	5,909355	6,314542	3,520988	3,706929	4,005891	3,902783	3,53795	3,730057	4,03532083	4,4431
17	4,79631327	4,788454	4,920199	5,171845	2,900129	2,894636	3,02573	2,910411	2,914501	2,91432	3,05087905	3,305049
18	3,85697283	3,583494	3,501603	3,573684	1,972559	1,704421	1,62391	1,483884	1,983455	1,719456	1,64324977	1,718067
19	2,71114316	2,151255	1,868174	1,793808	0,689006	0,082533	-0,23399	-0,43017	0,696342	0,092764	-0,22070461	-0,31056
20	0,5716349	-0,449584	-1,00186	-1,228706	-1,54252	-2,65271	-3,26785	-3,55536	-1,53918	-2,64796	-3,26157374	-3,5199
21	1,09146601	0,165217	-0,35106	-0,576926	-0,74661	-1,6561	-2,1631	-2,38918	-0,74616	-1,65547	-2,16226733	-2,38395
22	1,98000303	1,233453	0,806462	0,614359	0,125821	-0,60716	-1,02638	-1,21499	0,125821	-0,60716	-1,02638288	-1,21499
23	3,28872921	2,827355	2,551949	2,423948	1,410752	0,957767	0,687368	0,561694	1,410752	0,957767	0,68736768	0,561694
24	3,93200103	3,625441	3,437029	3,347626	2,042328	1,741343	1,556356	1,468578	2,042328	1,741343	1,55635554	1,468578
P(V), %	79	75	75	71	100	100	100	100	100	100	100	87,5

Рисунок 4.17. Результати обробки значень втрат потужності в лініях для різних варіантів місць підключення СЕС

№ п/п	Втрати потужності в лініях при підключенні СЕС в точці 3				Втрати потужності в лініях при підключенні СЕС в точці 2				Втрати потужності в лініях при підключенні СЕС в точці 1			
	$\Delta PL1$	$\Delta PI2$	$\Delta PI3$	$\Delta Psum$	$\Delta PL1$	$\Delta PI2$	$\Delta PI3$	$\Delta Psum$	$\Delta PL1$	$\Delta PI2$	$\Delta PI3$	$\Delta Psum$
1	0,008756	0,003889	0,000972	0,013617	0,008756	0,003889	0,000972	0,013617	0,008756	0,003889	0,000972	0,013617
2	0,008756	0,003889	0,000972	0,013617	0,008756	0,003889	0,000972	0,013617	0,008756	0,003889	0,000972	0,013617
3	0,008756	0,003889	0,000972	0,013617	0,008756	0,003889	0,000972	0,013617	0,008756	0,003889	0,000972	0,013617
4	0,008756	0,003889	0,000972	0,013617	0,008756	0,003889	0,000972	0,013617	0,008756	0,003889	0,000972	0,013617
5	0,012578	0,005586	0,001396	0,019560	0,012578	0,005586	0,001396	0,019560	0,012578	0,005586	0,001396	0,019560
6	0,023726	0,010447	0,002546	0,036719	0,023724	0,010447	0,002675	0,036847	0,023726	0,010447	0,002546	0,036719
7	0,031455	0,013275	0,002829	0,047559	0,031444	0,013268	0,003848	0,048560	0,031455	0,013275	0,002829	0,047559
8	0,063449	0,025302	0,004440	0,093191	0,063377	0,025257	0,008585	0,097219	0,063449	0,025302	0,004440	0,093191
9	0,103123	0,039165	0,005715	0,148004	0,102895	0,039028	0,015129	0,157052	0,103123	0,039165	0,005715	0,148004
10	0,071003	0,023463	0,002045	0,096511	0,070703	0,023285	0,012994	0,106983	0,071003	0,023463	0,002045	0,096511
11	0,046691	0,013083	0,001436	0,061210	0,046370	0,012894	0,010954	0,070219	0,046691	0,013083	0,001436	0,061210
12	0,029935	0,007328	0,002760	0,040023	0,029636	0,007155	0,009016	0,045807	0,029935	0,007328	0,002760	0,040023
13	0,019106	0,004635	0,004556	0,028297	0,018857	0,004492	0,007203	0,030552	0,019106	0,004635	0,004556	0,028297
14	0,019106	0,004635	0,004556	0,028297	0,018857	0,004492	0,007203	0,030552	0,019106	0,004635	0,004556	0,028297
15	0,013641	0,003490	0,004363	0,021495	0,013466	0,003389	0,005520	0,022374	0,013641	0,003490	0,004363	0,021495
16	0,024826	0,006265	0,001909	0,032999	0,024623	0,006145	0,007100	0,037868	0,024826	0,006265	0,001909	0,032999
17	0,042948	0,013192	0,001116	0,057256	0,042748	0,013072	0,008814	0,064634	0,042948	0,013192	0,001116	0,057256
18	0,085089	0,031850	0,004398	0,121337	0,084896	0,031734	0,012801	0,129432	0,085088	0,031850	0,004398	0,121337
19	0,159084	0,065816	0,013160	0,238060	0,158419	0,065459	0,020005	0,243884	0,158590	0,065562	0,013086	0,237237
20	0,338691	0,147475	0,034993	0,521159	0,336566	0,146423	0,038329	0,521318	0,336681	0,146489	0,034733	0,517904
21	0,285563	0,126112	0,031221	0,442896	0,285549	0,126105	0,031694	0,443348	0,285563	0,126113	0,031221	0,442896
22	0,203951	0,090357	0,022547	0,316855	0,203951	0,090357	0,022547	0,316855	0,203951	0,090357	0,022547	0,316855
23	0,093812	0,041607	0,010389	0,145809	0,093812	0,041608	0,010389	0,145809	0,093812	0,041608	0,010389	0,145809
24	0,046768	0,020756	0,005185	0,072709	0,046768	0,020756	0,005185	0,072709	0,046768	0,020756	0,005185	0,072709
ΔW	1,749568	0,709396	0,165450	2,624413	1,744265	0,706507	0,245275	2,696047	1,747064	0,708156	0,165115	2,620336

З отриманих результатів, які подані на рисунку 4.16, видно, що при підключенні СЕС до точки 3 схеми в певний період відбуваються перевищення нормативних значень відхилення напруги, що призводить до незадовільної якості електроенергії за показником усталеного відхилення напруги (інтегральна ймовірність). З іншого боку, при приєднанні СЕС до точок 1 і 2 схеми значення усталеного відхилення напруги відповідають вимогам ГОСТ 13109-97.

Аналізуючи результати розрахунку втрат потужності (рисунок 4.17), помічено, що при приєднанні СЕС до точки 2 схеми (шини 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ) втрати електроенергії в лінії низької напруги перевищуються на 7 %. З цього випливає, що найбільш оптимальним варіантом приєднання СЕС є точка 1 схеми (шини 0,4 кВ трансформаторної підстанції).

Висновки до розділу

Після проведення комп'ютерного моделювання можна зробити висновок, що результати імітаційного моделювання режимів роботи системи електропостачання з сонячною енергетичною системою (СЕС) підтвердили правильність проведених у розділі 3 теоретичних досліджень щодо впливу відновлювальних джерел енергії на режими роботи розподільних електричних мереж. Оптимальною точкою підключення виявилась точка 1 схеми.

5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1. Аналіз небезпечних та шкідливих факторів через встановлення СЕС на підприємстві

Сонячна енергетика представляє собою галузь енергетики, яка використовує енергію Сонця як основне джерело. Використання сонячних енергетичних установок не становить підвищеної небезпеки для життєдіяльності людини, за винятком експлуатаційних аспектів електричних та енергетичних (теплових) систем, які підконтрольні концепції електробезпеки. На даному етапі приведемо основні фактори травматизму та засоби захисту, які є характерними для експлуатації вище зазначених об'єктів.

Основні причини нещасних випадків внаслідок дії електричного струму включають:

- випадковий дотик або наближення до струмопровідних частин, що перебувають під напругою, на небезпечну відстань;
- поява напруги дотику на металевих конструктивних частинах електроустаткування через пошкодження ізоляції чи інші причини;
- поява напруги на відключених струмопровідних частинах, на яких працюють люди, через помилкове включення установки;
- виникнення напруги кроку на поверхні землі внаслідок замикання проводу на землю.

Основні засоби захисту від ураження електричним струмом включають:

- забезпечення недоступності струмопровідних частин, що перебувають під напругою, від випадкового дотику;
- електричний поділ мережі;
- усунення небезпеки ураження з появою напруги на корпусах, кожухах та інших частинах електроустаткування за допомогою захисного заземлення, занулення, захисного відключення;

- застосування низьких напруг;
- захист від випадкового дотику до струмопровідних частин за допомогою кожухів, огорож, подвійної ізоляції;
- захист при переході з вищої на нижчу напругу;
- контроль та профілактика пошкоджень ізоляції;
- компенсація ємнісної складової струму замикання на землю;
- застосування спеціальних електрозахисних засобів, таких як переносні прилади і запобіжні пристрої;
- організація безпечної експлуатації електроустановок.

5.2. Розрахунок блискавкозахисту для будівлі

Розрахунок блискавкозахисту включає визначення типу захисту[26].
Це може бути:

Однострижневий;

Двохстрижневий з однаковою або різною висотою;

Багатократний стержневий;

Багатократно тросовий.

Для проведення розрахунків для даного об'єкта перерахуємо вихідні дані: $h = 25$ м, $h_x = 6$ м, $B = 100$ м, $n = 2$, тип блискавкозахист – однострижнева.

где h – ЗАГАЛЬНА висота стержневого блискавкозахисту, м;

h_x – висота споруди яку захищаємо, м;

B – ширина об'єкта який необхідно захищати ;

n –річне число ударів блискавки в 1 км² в місці знаходження будівлі

Визначаємо параметри технічних засобів блискавкозахисту:

$$h_0 = 0,85h = 0,85 \cdot 25 = 21,25 \text{ м} \quad (5.1)$$

$$r_0 = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot h) \cdot h = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 25) \cdot 25 = 26,25 \text{ м} \quad (5.2)$$

$$r_x = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot h)(h - 1,2 \cdot h_x) = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 25) \cdot (25 - 1,2 \cdot 6) = 18,7 \text{ м} \quad (5.3)$$

$$h_m = h - h_0 = 25 - 21,25 = 3,75 \text{ м} \quad (5.4)$$

$$h_a = h - h_x = 25 - 6 = 19 \text{ м} \quad (5.5)$$

$$\alpha = \arctg \frac{r_0}{h_0} = \arctg \frac{26,25}{21,25} = 51^\circ \quad (5.6)$$

Розрахуємо габаритні розміри ФЕС, яку ми захищаємо від блискавки:

$$\varphi = \arcsin \frac{B}{2r_x} = \arcsin \frac{100}{2 \cdot 18,7} = 69^\circ, \cos \varphi = \cos(69^\circ) = 0,35 \quad (5.7)$$

$$A = 2r_x \cos \varphi = 2 \cdot 18,7 \cdot 0,35 = 13,09 \text{ м} \quad (5.8)$$

$$A \times B \times H = 13,09 \times 100 \times 6$$

Розраховуємо можливе число уражень в зонах не закритих блискавкозахистом:

$$N = \left[(B + 6h_x)(A + 6h) - 7,7h_x^2 \right] n \cdot 10^{-6} = \\ = \left[(100 + 6 \cdot 6)(13,9 + 6 \cdot 6) - 7,7 \cdot 6^2 \right] \cdot 2 \cdot 10^{-6} = 3,81 \cdot 10^{-3}, \text{ вражувань} \quad (5.2.9)$$

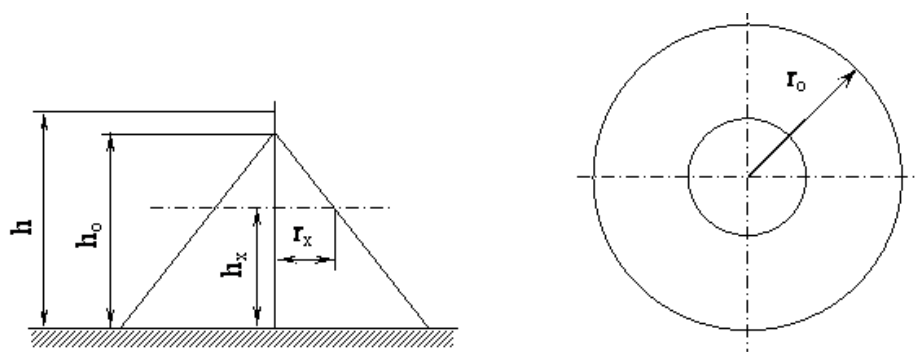


Рис. 5.1 Розрахункова зона захисту від одиночного блискавковідводу

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Джерела розподіленої генерації можуть значно підвищити продуктивність розподільних електричних мереж. Проте конструкція систем розподілу та їх робочі режими створюють ряд проблем для ефективного впровадження розподілених джерел енергії.

Вплив режиму роботи джерел розподіленої генерації на розподільні електричні мережі не завжди є позитивним через природні умови та конструктивні особливості. Особливо це стосується якості електричної енергії та втрат активної потужності.

Для ефективної експлуатації розподілених джерел електроенергії та їх комплексного використання в електричних мережах енергосистем потрібно вивчати їхні особливості та нові властивості, що виникають при їх сумісній роботі в енергосистемі. Застосування економічних та нормативно-технічних методів регулювання є необхідним для ефективної інтеграції джерел розподіленої генерації в енергосистему.

Врахування особливостей відновлювальних джерел енергії потребує розробки спеціалізованих програмних продуктів, що дозволить їх використання інженерно-технічним персоналом. Оптимізація схем підключення джерел розподіленої генерації до електричної мережі повинна враховувати режими роботи джерел та умови роботи розподільних електричних мереж.

Оскільки джерела розподіленої генерації приєднуються безпосередньо до електричних мереж відбувається вирішення проблеми синхронізації графіків генерації та навантаження. Це передбачає оцінку впливу генерації на нерівномірність добового графіка навантаження споживачів з встановленими джерелами, а в разі перевищення потужності генерації - розробку методів оцінювання впливу на нерівномірність добового графіка навантаження та втрати електроенергії, обумовлені таким режимом роботи.

Для поліпшення техніко-економічної ефективності використання розподілених джерел електроенергії та розподільних електричних мереж необхідно вирішити комплекс задач. Це дозволить збільшити виробництво електроенергії з відновлювальних джерел, зменшити втрати електроенергії в розподільних електричних мережах та покращити якість та надійність електропостачання споживачів із джерелами розподіленої генерації.

На основі викладеного вище методу, що ґрунтується на аналізі чутливості втрат потужності в розподільних мережах, можна чітко оцінити доцільність підключення відновлювальних джерел енергії в певних вузлах. При цьому враховується технічна ефективність роботи розподільних мереж, а також мінімізуються збитки, пов'язані з транспортуванням електроенергії з відновлювальних джерел.

Після проведення комп'ютерного моделювання можна зробити висновок, що результати імітаційного моделювання робочих режимів систем електропостачання з відновлювальними джерелами енергії підтверджують правильність теоретичних досліджень, викладених у розділі 3. Найбільш оптимальною точкою для підключення є точка 1 схеми.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах // Технічна електродинаміка. — 2011. — № 1. — С. 46—53.
2. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Ковальчук О.А., Хоменко В.О. Розосереджені джерела електроенергії в електричних мережах // Вісник Чернігівського державного технологічного університету. - 2011. - № 1. - С. 104-108.
3. Cutsem V. Voltage Stability of Electric Power Systems. - Kluwer Academic Publishers Group, Boston, 1998. - 379 p.
4. J. P. Lopes, et al., "Defining control strategies for microgrids islanded operation," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 21, pp. 916-924, 2006.
5. Кириленко О.В., Праховник А.В. Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови // Праці Інституту електродинаміки. Спеціальний випуск. - 2010. - С. 10-16.
6. Жильцов А. В., Гай О.В., Бодунов В.М. Алгоритм встановлення джерел розподіленої генерації в електричних мережах // Збірник наукових праць Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України. - 2011. - Вип. 59. - С. 3-7.
7. В центре Санкт-Петербурга будет построена интеллектуальная сеть [Електронний ресурс]. - Репортер, 6 мая 2010. - Режим доступа: <http://newsdesk.pcmag.ru/node/24272>.
8. Тугай Ю.І., Козирський В.В., Гай О.В., Бодунов В.М. Інтеграція поновлюваних джерел енергії в розподільні електричні мережі сільських регіонів // Технічна електродинаміка. - 2011. - №5. - С.63-67.
9. Mahat P. Control and Operation of Islanded Distribution System. - Aalborg: Aalborg University, 2010. - 174 p.

11. NGET (National Grid Electricity Transmission) [Електронний ресурс]. - Режим доступу: <http://www.nationalgrid.com>.
12. Зорин В.В., Тисленко В.В. Надежность систем электроснабжения. - К.: Вища шк. Головное изд-во, 1984. - 192 с.
13. Козирський В.В., Гай О.В. Методи та моделі розрахунку надійності систем електропостачання: монографія. - К.: Гнозис, 2013. -563 с.
14. Banerjee B., Islam S.M. Reliability based optimum location of distributed generation // Int. J. Electr. Power Energy Syst. - 2011. - Vol. 33, No. 8. - pp. 1470-1478.
15. Zhu D., Broadwater R.P. Impact of DG placement on reliability and efficiency with time-varying loads // IEEE Trans. Power Syst. - 2006. - Vol. 21, No. 1 - pp. 419-427.
16. Козирський В.В., Бодунов В.М., Гай О.В., Костюк В.А., Петренко А.В. Спосіб формування динамічного автономної мережі: патент на корисну модель Пат. 89884 Україна: МПК Н 02 Н 5/00; власник патенту Національний університет біоресурсів і природокористування України. - № 2012 11406; заявл. 03.10.2012; опубл. 12.05.2014, Бюл. № 9. — 4 с. : іл
17. Бодунов В. М. Урахування невизначеності щодо кількості та місць встановлення джерел розподіленої генерації при прийнятті проектних рішень // Новітні технології у науковій діяльності і навчальному процесі: Всеукраїнська науково-практична конференція молодих учених і студентів: тези доповідей. - Чернігів: Черніг. нац. технол. ун-т, 2015. - С. 116-117.
18. Бодунов В.М., Гай О.В. Урахування автономних режимів під час вибору потужності джерел розподіленої генерації // Вісник Вінницького політехнічного інституту. - 2013. - №6. - С. 82-83.
19. Стогний Б. Определение транзитных потерь мощности в фрагментированных электрических сетях областных энергоснабжающих компаний / Б. Стогний, В. Павловский // Энергетическая политика

Украины. – 2004. – № 5. – С. 26–31.

20. Лежнюк П. Д. Определение и анализ потерь мощности от транзитных перетоков в электрических сетях энергосистем методом линеаризации / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, А. Б. Бурыкин // Электрические сети и системы. – 2006. – № 1. – С. 28–32.

21. Інтеграція поновлюваних джерел енергії в розподільні електричні мережі сільських регіонів / В. В. Козирський, Ю. І. Тугай, В. М. Бодунов, О. В. Гай // Технічна електродинаміка. – 2011. – № 5. – С. 63–67.

22. Сигорский В. П. Математический аппарат инженера /В. П. Сигорский. – К. : Техника, 1977. – 768 с..

23. Кириленко О. В. Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови / О. В. Кириленко, А. В. Праховник // Праці Інституту електродинаміки НАН України. : спеціальний випуск. – К. – 2010. –С. 10–16.

24. Гандзюк М.П., Желібо Є.П., Халімовський М.О. Основи охорони праці: Підручник. 5-е вид. / За ред. М.П. Гандзюка. - К.: Каравела, 2011. - 384 с.

25. Національний стандарт України інженерне обладнання будинків і споруд улаштування блискавкозахисту будівель і споруд: наказ Міністерства регіонального розвитку та будівництва України від 27.06.2008 № 269 чинний з 2009-01-01 (*відповідає офіц. текстові*).- Косюк В.В., Пономаренко Г.Н., Пустовойт В.М.

26. Васько П. Ф. Сучасний стан, потенційні можливості та передумови подальшого розвитку малої гідроенергетики в Україні / П. Ф. Васько // Відновлювана енергетика. – 2006. – № 1.

27. Структурні тенденції в енергетиці Європи і розвиток відновлюваної енергетики / С. О. Кудря, Б. Г. Тучинський, В. Г. Дресвянніков, З. У. Рамазанова // Відновлювана енергетика. – 2005. – № 1. – С. 36–40.